ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES EN EL CAMPO PARAÍSO-BIGUNO-HUACHITO

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

JORGE LUIS HIDALGO RUIZ
yyokesoyvacio@hotmail.com

ANDREA SORAYA CHAMBA PAMBI
andreina_6230@hotmail.com

DIRECTOR: ING. IGNACIO BLADIMIR CERÓN GUERRA
ivcgoil@yahoo.es

Quito, mayo 2012

DECLARACIÓN

Nosotros, Jorge Luis Hidalgo Ruiz, Andrea Soraya Chamba Pambi, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros 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.

Jorge Luis Hidalgo Ruiz

Andrea Soraya Chamba Pambi

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Jorge Luis Hidalgo Ruiz y Andrea Soraya Chamba Pambi, bajo mi supervisión.

Ing. Bladimir Cerón
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Porque estuve hambriento y me diste de comer, estuve sediento y me diste de beber, fui forastero y me hospedaste, estuve desnudo y me vestiste, estuve enfermo y me visitaste; aunque todo lo que tenga no lo merezca, todo te lo debo a ti, Señor.

Agradezco a mi madre, por todo el sacrificio que ha hecho por mí, por sus consejos y principios morales para llegar a ser un hombre de bien.

Al Ingeniero Bladimir Cerón, por darnos la confianza y ayuda para realizar este proyecto de titulación, una excelente persona a quien considero un ejemplo a seguir.

A la empresa Enap-Sipetrol por la oportunidad de poder realizar nuestro proyecto de titulación, en especial a los ingenieros Enrique Ramón, Francisco Noroña, Luis Torres y sobre todo a los geólogos Geovanny, Xavier y Félix que fueron de vital importancia para el desarrollo del presente proyecto.

A Andrea, por ser una luz entre tanta oscuridad.

A mis familiares y a todos mis grandes amigos.

Jorge Luis Hidalgo

AGRADECIMIENTOS

Primero agradezco al Ser Supremo, Dios que todo lo puede, por la oportunidad de vivir y llegar hasta aquí, luego a mis padres que aparte de darme la vida fueron pilares fundamentales para culminar con esta meta, de sobremanera a mi madre que con mucho sacrificio logró que culminara mis estudios. Al apoyo de mi hermano Gerardo que se mostró incondicional en todo momento, a mi hermanita Nataly que sin saberlo me enseño a ser tolerante y saber perdonar. Y como olvidar mencionar a esa persona tan especial que está acompañándome en esta etapa de mi vida, por su paciencia, comprensión y cariño, Jorge.

Al Ingeniero Bladimir Cerón que nos supo dirigir correctamente en el transcurso del desarrollo de proyecto.

A los Ingenieros Francisco Noroña y Enrique Ramón de la compañía Enap-Sipetrol, que nos guiaron y prestaron su valioso tiempo, y a todos los que conforman el Departamento de Reservorios en General que de alguna u otra manera contribuyeron para el desarrollo del proyecto de titulación. Así como a la empresa Enap-Sipetrol que nos facilitó la recopilación de información necesaria del campo PBH.

Andrea Chamba

DEDICATORIA

Oh, Señor, hazme un instrumento de Tu Paz.

Donde hay odio, que lleve yo el Amor.

Donde haya ofensa, que lleve yo el Perdón.

Donde haya discordia, que lleve yo la Unión.

Donde haya duda, que lleve yo la Fe.

Donde haya error, que lleve yo la Verdad.

Donde haya desesperación, que lleve yo la Alegría.

Donde haya tinieblas, que lleve yo la Luz.

Oh, Maestro, haced que yo no busque tanto ser consolado, sino consolar;

ser comprendido, sino comprender;

ser amado, como amar.

Porque es:

Dando, que se recibe;

Perdonando, que se es perdonado;

Muriendo, que se resucita a la

Vida Eterna.

ORACIÓN DE SAN FRANCISCO

JORGE LUIS

DEDICATORIA

A la persona que siempre creyó en mí, que fue mi inspiración y apoyo en todo momento, que supo educarme e implantarme buenos valores y me enseño que querer es poder, porque a pesar de la distancia se dio la forma de ser mi mejor amiga, mi confidente, a la persona que más admiro y respeto por todo lo que es.

Mi querida Madre:

Digna Pambi.

Andrea Chamba

CONTENIDO

DECLARACIÓN I

CERTIFICACIÓN II

AGRADECIMIENTOS III

DEDICATORIA V

RESUMEN XXIX

PRESENTACIÓN XXX

CAPÍTULO 1 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PARAÍSO-BIGUNO-HUACHITO 1

1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA 1

1.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA 1

1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO 3
1.3.1 ESTRUCTURA 3
1.3.2 LITOLOGÍA 4
1.3.2.1 Formación Tena 4
1.3.2.2 Formación Napo 5
1.3.2.3 Formación Hollín 5

1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA 5
1.4.1 ESPESORES NETOS 5
1.4.2 POROSIDAD 5
1.4.3 VOLUMEN DE ARCILLA 5
1.4.4 SATURACIÓN 6
1.4.5 PERMEABILIDAD 6
1.4.5.1 Permeabilidad absoluta 6
1.4.6 COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA 6

1.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS 7
1.5.1 VISCOSIDAD 7
1.5.2 DENSIDAD 7
1.5.3 COMPRESIBILIDAD DEL FLUIDO 8
1.5.4 SOLUBILIDAD DEL GAS 8
1.5.5 PRESIÓN DE BURBUJA 8
1.5.6 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO 9

1.6 PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA-FLUIDO 9
1.6.1 PERMEABILIDAD EFECTIVA 9
1.6.2 PERMEABILIDAD RELATIVA 9
1.6.3 TENSIÓN INTERFACIAL 10
1.6.4 HUMECTABILIDAD 10
1.6.5 PRESIÓN CAPILAR 10
1.6.6 MOVILIDAD 14

CAPÍTULO 2 15

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO PBH 15

2.1 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN 15

2.2 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN 15
2.2.1 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN POR POZO 15
2.2.2 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN POR YACIMIENTO 18
2.2.2.1 Hollín Inferior 18
2.2.2.2 Hollín Superior 19
2.2.2.3 Arena T 19
2.2.2.4 Arena U 20
2.2.2.5 Basal Tena 21
2.2.2.6 Caliza B y Hollín 21
2.2.2.7 Campo PBH total 21

2.3 PETRÓLEO ORIGINAL IN-SITU (POES) 22
2.3.1 FACTOR DE RECOBRO 22
2.3.2 RESERVAS 22

2.4 ANÁLISIS DE DECLINACIÓN 24
2.4.1 HOLLÍN INFERIOR 24
2.4.2 HOLLÍN SUPERIOR 25
2.4.3 ARENA T 25
2.4.4 BASAL TENA 26
2.4.5 ARENA U 26
2.4.5.1 Arena U Huachito 27
2.4.5.2 Arena U Biguno 27

2.5 HISTORIAL DE PRESIÓN POR YACIMIENTO 28
2.5.1 HOLLÍN INFERIOR 28
2.5.2 HOLLÍN SUPERIOR 29
2.5.3 CALIZA B 30
2.5.4 ARENA T 30
2.5.5 ARENA U 31
2.5.6 ARENA BASAL TENA 32

2.6 FACILIDADES DE SUPERFICIE 32
2.6.1 SISTEMA POWER OIL 33
2.6.2 SEPARADORES DE PRODUCCIÓN Y PRUEBA 33
2.6.3 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES Y ALMACENAMIENTO 33
2.6.4 TRATAMIENTO DE AGUA PARA REINYECCIÓN 34
2.6.5 SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA 34
2.6.6 SISTEMA DE BOMBEO Y TRANSPORTE DE CRUDO Y FISCALIZACIÓN 34
2.6.7 SISTEMA CONTRA INCENDIO 35
2.6.8 SISTEMAS ADICIONALES AUXILIARES 35

CAPÍTULO 3 36

DESCRIPCIÓN Y FUNDAMENTOS DEL MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES..... 36

3.1 RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO 36

3.2 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES..... 37
3.2.1 INTRODUCCIÓN 37
3.2.2 CAMBIOS FÍSICOS EN EL RESERVORIO PRODUCIDOS POR LOS ESTÍMULOS VIBRACIONALES..... 39

3.3 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS 40
3.3.1 ESFUERZO O STRESS 40
3.3.1.1 Ley del esfuerzo efectivo 41
3.3.2 STRAIN O DEFORMACIÓN 41
3.3.3 RELACIÓN DE POISSON..... 42
3.3.4 MÓDULO ELÁSTICO DE YOUNG..... 43
3.3.5 MÓDULO DE BULK 44
3.3.6 MÓDULO DE CORTE..... 45

3.4 PROPIEDADES ELÁSTICAS DEL MEDIO POROSO..... 46

3.5 PROPAGACIÓN DE ONDAS EN EL MEDIO POROSO 47
3.5.1 ONDAS SÍSMICAS 48
3.5.1.1 Ondas internas 49
3.5.1.1.1 Onda P 49
3.5.1.1.2 Onda S 49
3.5.1.2 Ondas de superficie 50
3.5.1.2.1 Onda Rayleigh 50
3.5.1.2.2 Ondas Love..... 50
3.5.2 PROPIEDADES DE LAS ONDAS SÍSMICAS..... 51
3.5.2.1 Reflexión..... 51
3.5.2.2 Refracción..... 52
3.5.2.3 Frecuencia 52
3.5.2.4 Periodo 53
3.5.2.5 Longitud de onda 53
3.5.2.6 Amplitud..... 54
3.5.3 VELOCIDAD DE LAS ONDAS SÍSMICAS..... 54
3.5.4 ATENUACIÓN DE LA ENERGÍA SÍSMICA..... 55

3.6 TEORÍA DE INYECCIÓN DE AGUA 55
3.6.1 ECUACIÓN DE FLUJO FRACCIONAL..... 55
3.6.2 EFECTO DE LAS VARIABLES DEL RESERVORIO SOBRE LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO 56
3.6.2.1 Efecto de la presión capilar..... 56
3.6.2.2 Efecto de la humectabilidad..... 57
3.6.2.3 Efecto de la tasa de inyección 57
3.6.2.4 Efecto de la viscosidad del petróleo 57
3.6.2.5 Efecto de la viscosidad del agua 57
3.6.2.6 Efecto de la gravedad sobre la curva de flujo fraccional..... 57

3.6.3 ECUACIÓN DE AVANCE FRONTAL 58
3.6.4 DISTRIBUCIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA 59
3.6.4.1 Determinación de la saturación promedia de agua antes de la ruptura 59
3.6.4.2 Determinación de la saturación promedia de agua después de la ruptura 61
3.6.5 MODELOS BÁSICOS DE INYECCIÓN 62
3.6.5.1 Modelos regulares 62
3.6.5.1.1 Empuje en línea directa 63
3.6.5.1.2 Empuje lineal escalonado 64
3.6.5.1.3 Modelo de cinco pozos 64
3.6.5.1.4 Modelo de siete pozos 65
3.6.5.1.5 Modelo de nueve pozos 66
3.6.5.2 Modelos irregulares 67
3.6.6 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DEL PETRÓLEO POR AGUA 68
3.6.6.1 Eficiencia areal de barrido, Eas 68
3.6.6.2 Eficiencia de barrido areal en la ruptura, $Easbt$ 68
3.6.6.3 Eficiencia de barrido areal después de la ruptura 68
3.6.6.4 Eficiencia vertical de barrido, Ev 69
3.6.6.5 Eficiencia de desplazamiento, ED 69
3.6.6.6 Eficiencia de desplazamiento volumétrica, ES 69
3.7 DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES 70
3.7.1 MODELO POROELÁSTICO 70
3.7.1.1 Deducción de las ecuaciones para el modelo poroelástico 74
3.7.1.2 Parámetros de aplicación del modelo 76
3.8 FACTORES QUE AFECTAN LA RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES 78
3.8.1 GEOMETRÍA DEL YACIMIENTO 78
3.8.2 LITOLOGÍA 79
3.8.3 PROFUNDIDAD DEL YACIMIENTO 79
3.8.4 PERMEABILIDAD 80
3.8.5 ELASTICIDAD DE LA FORMACIÓN 80
3.8.6 FRECUENCIA 81
3.8.7 TEMPERATURA 82
3.9 ECUACIONES EMPLEADAS PARA UN YACIMIENTO HOMOGÉNEO 82
3.9.1 ETAPA INICIAL 82
3.9.2 FASE SUBORDINADA 84
3.10 DESCRIPCIÓN HERRAMIENTAS 86
3.10.1 HYDRO-IMPACT™ 86
3.10.2 POWERWAVE™ 88

CAPÍTULO 4 90

APLICACIÓN DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES 90

4.1 CONDICIONES NECESARIAS PARA LA APLICACIÓN DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES 90
4.2 CONTINUIDAD DE LAS ARENAS 91
4.3 PRESIÓN DEL ÁREA SELECCIONADA 94
4.4 ANÁLISIS DE LOS POZOS SELECCIONADOS PARA EL MODELO DE INYECCIÓN 94
4.5 ESTUDIO DE HOMOGENEIDAD DEL MODELO DE INYECCIÓN 96
4.6 ÁREA DEL MODELO DE INYECCIÓN 96
4.7 SATURACIÓN ACTUAL DE AGUA 98
4.8 PROPIEDADES GEO-MECÁNICAS 100
4.9 APLICACIÓN DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES 100
4.9.1 MODELO POROELÁSTICO 100
4.9.2.1 Procedimiento 101
4.10 RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO 104
4.10.1 PROCEDIMIENTO PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL 104
4.10.1.1 Predicción del comportamiento de la inyección de agua 109
4.10.1.1.1 Etapa inicial 109
4.10.1.1.2 Etapa sub-ordinada 111
4.10.1.1.3 Producción de petróleo y agua de la zona invadida 115
4.10.2 PROCEDIMIENTO PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES 117
4.10.2.1 Predicción del comportamiento de la inyección de agua 122
4.10.2.1.1 Etapa inicial 122
4.10.2.1.2 Etapa sub-ordinada 124
4.10.2.1.3 Producción de petróleo y agua de la zona invadida 128
4.11 ANÁLISIS TÉCNICO INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES 132

CAPÍTULO 5 136

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO 136

5.1 CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS 136
5.1.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN) 136
5.1.2 TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (TIR) 137

5.1.3 RELACIÓN COSTO/BENEFICIO (B/C) 138
5.1.4 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN (PAY-BACK)... 138
5.2 COSTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO 139
5.2.1 INSTALACIONES DE SUPERFICIE 139
5.2.1.1 Líneas de inyección 139
5.2.1.2 Sistema de bombeo 140
5.2.1.3 Otros 140
5.2.2 REACONDICIONAMIENTO DE UN POZO PARA SER INYECTOR 141
5.3 INGRESOS DEL PROYECTO 142
5.4 COSTOS DE PRODUCCIÓN 142
5.4.1 COSTOS DE OPERACIÓN 142
5.4.2 COSTOS DE MANTENIMIENTO 142
5.5 DETERMINACIÓN DEL VAN, TIR, B/C, PPI 143
5.6 ESTUDIO DE LOS RESULTADOS 145
CAPÍTULO 6 146
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 146
6.1 CONCLUSIONES 146
6.2 RECOMENDACIONES 148
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 150
ANEXOS 152
ANEXO 1.1 MAPAS ESTRUCTURALES CAMPO PBH 153
ANEXO 1.1.1 MAPA ESTRUCTURAL TOPE ARENISCA U SUPERIOR 154
ANEXO 1.1.2 MAPA ESTRUCTURAL TOPE ARENISCA U INFERIOR .. 155
ANEXO 1.1.3 MAPA ESTRUCTURAL TOPE ARENISCA T SUPERIOR 156
ANEXO 1.1.4 MAPA ESTRUCTURAL TOPE ARENISCA T INFERIOR... 157
ANEXO 1.1.5 MAPA ESTRUCTURAL TOPE ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR 158
ANEXO 1.1.6 MAPA ESTRUCTURAL TOPE ARENISCA HOLLÍN INFERIOR 159
ANEXO 1.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS CAMPO PBH 160
ANEXO 1.2.1 ARENA U SUPERIOR 161
ANEXO 1.2.2 ARENA U INFERIOR 162
ANEXO 1.2.3 ARENA T SUPERIOR 163
ANEXO 1.2.4 ARENA T INFERIOR 164
ANEXO 1.2.5 ARENA HOLLÍN SUPERIOR 165
ANEXO 1.2.6 ARENA HOLLÍN INFERIOR 166
ANEXO 1.3 PRUEBAS DE B'UP CAMPO PBH 167
ANEXO 1.4 ANÁLISIS PRUEBAS PVT 169

ANEXO 1.4.1 ANÁLISIS PVT ARENA U 170
ANEXO 1.4.2 ANÁLISIS PVT ARENA T 170
ANEXO 1.4.3 ANÁLISIS PVT ARENA HOLLÍN 171
ANEXO 1.4.4 ANÁLISIS PVT ARENA U CAMPO PUCUNA 171
ANEXO 1.4.5 ANÁLISIS PVT ARENA T CAMPO PUCUNA 171
ANEXO 1.4.6 ANÁLISIS PVT ARENA HOLLÍN CAMPO PUCUNA 172

ANEXO 1.5 VALORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS 173
ANEXO 1.5.1 PERMEABILIDADES RELATIVAS ARENA U 174
ANEXO 1.5.2 PERMEABILIDADES RELATIVAS ARENA T 175
ANEXO 1.5.3 PERMEABILIDADES RELATIVAS ARENA HOLLÍN 176

ANEXO 2.1 VOLUMETRÍAS 177
ANEXO 2.1.1 VOLUMETRÍAS CAMPO PARAÍSO 178
ANEXO 2.1.2 VOLUMETRÍAS CAMPO HUACHITO 179
ANEXO 2.1.3 VOLUMETRÍAS CAMPO BIGUNO 180

ANEXO 2.2 INFORMACIÓN HISTÓRICA DE PRESIONES 181
ANEXO 2.2.1 INFORMACION HISTÓRICA DE PRESIONES ARENA U 182
ANEXO 2.2.2 INFORMACION HISTÓRICA DE PRESIONES ARENA T 183
ANEXO 2.2.3 INFORMACION HISTÓRICA DE PRESIONES ARENA HOLLÍN SUPERIOR 184
ANEXO 2.2.4 INFORMACION HISTÓRICA DE PRESIONES ARENA HOLLÍN INFERIOR 185

ANEXO 4.1 ACTIVIDAD SÍSMICA RELEVANTE EN EL CAMPO PBH 186

ANEXO 4.2 SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS ARENA HOLLÍN SUPERIOR 194
ANEXO 4.2.1 CORTE ESTRATIGRÁFICO POZOS PRS-02, PRS-13 Y PRS-12 195
ANEXO 4.2.2 CORTE ESTRATIGRÁFICO POZOS PRS-01, PRS-10 Y PRS-06 196
ANEXO 4.2.3 CORTE ESTRATIGRÁFICO POZOS PRS-18, PRS-10 Y PRS-12 197
ANEXO 4.2.4 CORTE ESTRATIGRÁFICO POZOS PRS-03, PRS-09 Y PRS-22 198

ANEXO 4.3 MODELOS DE INYECCIÓN DESARROLLADOS PARA EL CAMPO PBH 199
ANEXO 4.3.1 MODELO DE INYECCIÓN #1 PARA LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR 200
ANEXO 4.3.2 MODELO DE INYECCIÓN #2 PARA LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR 201

ANEXO 4.4 HISTORIAL DE PRESIÓN DE POZOS SELECCIONADOS 202
ANEXO 4.4.1 HISTORIAL DE PRESIÓN POZO PRS-01 203
ANEXO 4.4.2 HISTORIAL DE PRESIÓN POZO PRS-06 203
ANEXO 4.4.3 HISTORIAL DE PRESIÓN POZO PRS-10 204
ANEXO 4.4.4 HISTORIAL DE PRESIÓN POZO PRS-12 204
ANEXO 4.4.5 HISTORIAL DE PRESIÓN POZO PRS-23 205

ANEXO 4.5 CÁLCULO DEL POES, RESERVAS REMANENTES E HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS 206
ANEXO 4.5.1 POZO PRS-01, HOLLÍN SUPERIOR 207
ANEXO 4.5.2 POZO PRS-06, HOLLÍN SUPERIOR 207
ANEXO 4.5.3 POZO PRS-10, HOLLÍN SUPERIOR 208
ANEXO 4.5.4 POZO PRS-12, HOLLÍN SUPERIOR 208
ANEXO 4.5.5 POZO PRS-18, HOLLÍN SUPERIOR 209
ANEXO 4.6 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS 210
ANEXO 4.6.1 POZO PRS-01 211
ANEXO 4.6.2 POZO PRS-06 212
ANEXO 4.6.3 POZO PRS-10 213
ANEXO 4.6.4 POZO PRS-12 214
ANEXO 4.6.5 POZO PRS-18 215
ANEXO 4.7 CONSTANTES ELÁSTICAS DEL ÁREA SELECCIONADA 216
ANEXO 4.8 COMPORTAMIENTO DE LAS ONDAS EN EL MEDIO POROSO 218
ANEXO 4.9 LINEALIZACIÓN DEL MODELO DE INYECCIÓN 5-SPOT INVERTIDO 221
ANEXO 4.10 PREDICCIONES PARA CADA MODELO LINEAL 226
ANEXO 4.10.1 RESUMEN DE PREDICCIÓN DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 2 227
ANEXO 4.10.2 RESUMEN DE PREDICCIÓN DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 2..... 229
ANEXO 4.10.3 COMPARACIÓN DE RESULTADOS CUADRANTE 2 231
ANEXO 4.10.4 RESUMEN DE PREDICCIÓN DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 3 233
ANEXO 4.10.5 RESUMEN DE PREDICCIÓN DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 3..... 235
ANEXO 4.10.6 COMPARACIÓN DE RESULTADOS CUADRANTE 3 237
ANEXO 4.10.7 RESUMEN DE PREDICCIÓN DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 4 239
ANEXO 4.10.8 RESUMEN DE PREDICCIÓN DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 4..... 241
ANEXO 4.10.9 COMPARACIÓN DE RESULTADOS CUADRANTE 4 243
ANEXO 4.11 COMPLETACIONES Y PLAN DE OPERACIÓN PARA REACONDICIONAMIENTO DEL POZO PRS-10 245
ANEXO 4.11.1 COMPLETACIÓN DEL POZO PRS-10 PARA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL..... 246

ANEXO 4.11.2 OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO PARA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL..... 247
ANEXO 4.11.3 COMPLETACIÓN DEL POZO PRS-10 PARA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES 249
ANEXO 4.11.4 OPERACIONES DE REACONDICIONAMEINTO PARA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES 250
ANEXO 5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA CADA ESCENARIO..... 2522
ANEXO 5.1.1 RESULTADOS DE LAS PREDICCIONES TOTAL Y POR CUADRANTE PARA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL……. 253
ANEXO 5.1.2 RESULTADOS DE LAS PREDICCIONES TOTAL Y POR CUADRANTE PARA RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES…… 254
ANEXO 5.1.3 RESULTADOS DE LAS PREDICCIONES TOTAL Y POR CUADRANTE PARA RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES (CONTINUACIÓN)…… 255
ANEXO 5.1.4 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL..... 2536
ANEXO 5.1.5 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES 257
ANEXO 5.1.6 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES (CONTINUACIÓN) 258

ÍNDICE DE TABLAS

No.	Descripción	Página
1.1	PRESIÓN CAPILAR VS SATURACIÓN DE LA ARENA U	11
1.2	PRESIÓN CAPILAR VS SATURACIÓN DE LA ARENA T	12
1.3	PRESIÓN CAPILAR VS SATURACIÓN DE LA ARENA HOLLÍN	13
2.1	GENERALIDADES DE LOS POZOS PRODUCTORES PARA PARAÍSO	16
2.1	GENERALIDADES DE LOS POZOS PRODUCTORES PARA PARAÍSO (CONTINUACIÓN)	17
2.2	GENERALIDADES DE LOS POZOS PRODUCTORES PARA HUACHITO	17
2.3	GENERALIDADES DE LOS POZOS PRODUCTORES PARA BIGUNO	17
2.4	PRODUCCIÓN ACTUAL DE LA ARENA HOLLÍN INFERIOR	18
2.5	PRODUCCIÓN ACTUAL DE LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR	19
2.6	PRODUCCIÓN ACTUAL DE LA ARENA T	20
2.7	PRODUCCIÓN ACTUAL DE LA ARENA U	20
2.8	PRODUCCIÓN ACTUAL DE LA ARENA BASAL TENA	21
2.9	PRODUCCIÓN ACTUAL DE LA ARENA H Y CALIZA B	21
2.10	PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO PBH POR ARENAS	22
2.11	RESERVAS CAMPO PARAÍSO	23
2.12	RESERVAS CAMPO HUACHITO	23
2.13	RESERVAS CAMPO BIGUNO	23

4.1	CONDICIONES ACTUALES DE LOS POZOS SELECCIONADOS	95
4.2	CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS	96
4.3	ÁREAS DE LOS CUADRANTES DE ESTUDIO	98
4.4	POES DE LOS CUADRANTES DE ESTUDIO	99
4.5	PROPIEDADES GEOMECÁNICAS PARA EL CAMPO PBH	100
4.6	DATOS CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO	101
4.7	DATOS PARA CALCULAR qo	102
4.8	DATOS MODELO POROELÁSTICO PARA CADA CUADRANTE	103
4.9	DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CURVAS fw VS Sw Y $\partial fw \partial Sw$ VS Sw PARA LA INYECCIÓN CONVENCIONAL DE AGUA CUADRANTE 1	105
4.10	VALORES PARA EL CÁLCULO DE $Swpbt$ PARA LA INYECCIÓN CONVENCIONAL DE AGUA CUADRANTE 1	108
4.11	TABLA DE VALORES PARA EL CÁLCULO DE M PARA EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1	108
4.12	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA ANTES DE LA RUPTURA PARA EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1	110
4.13	INCREMENTOS SUCESIVOS DE VOLUMEN INYECTADO DE AGUA Vi PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1	111
4.14	INCREMENTOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA EN LA ZONA VIRGEN POR INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1	112
4.15	INCREMENTOS DE VOLUMEN POROSO NUEVAMENTE INVADIDO, INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1	113

4.16 VALORES DE $\partial fw \partial Sw$ PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1 114

4.17 VALORES DE Sw Y fw PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1 114

4.18 PRODUCCIONES DE PETRÓLEO Y AGUA DE LA ZONA INVADIDA POR INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1 115

4.19 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO VS TIEMPO Y VOLUMEN MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1 117

4.20 DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CURVAS fw VS Sw Y $\partial fw \partial Sw$ VS Sw PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1 118

4.21 VALORES PARA EL CÁLCULO DE $Swpbt$ PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1 121

4.22 TABLA DE VALORES PARA EL CÁLCULO DE M PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÌMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1 121

4.23 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA ANTES DE LA RUPTURA PARA EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1 123

4.24 INCREMENTOS SUCESIVOS DE VOLUMEN INYECTADO DE AGUA Vi PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1 124

4.25 INCREMENTOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA EN LA ZONA VIRGEN POR INYECCIÓN DE AGUA CON ESTIMULACIÓN POR VIBRACIONES CUADRANTE 1 125

4.26 INCREMENTOS DE VOLUMEN POROSO NUEVAMENTE INVADIDO, INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1 126

4.27 VALORES DE $\partial fw \partial Sw$ PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1 127

4.28	VALORES DE Sw Y fw PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1	127
4.29	PRODUCCIONES DE PETRÓLEO Y AGUA DE LA ZONA INVADIDA POR INYECCIÓN DE AGUA CON ESTIMULACIÓN POR VIBRACIONES CUADRANTE 1	128
4.30	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO VS TIEMPO Y VOLUMEN MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA CON ESTIMULACIÓN POR VIBRACIONES CUADRANTE 1	129
4.30	CALIDAD DE AGUA A INYECTAR	134
5.1	PARÁMETROS DE LÍNEAS DE INYECCIÓN	140
5.2	COSTOS FACILIDADES DE SUPERFICIE	140
5.3	COSTO ESTIMADO PARA REACONDICIONAR UN POZO PARA SER REINYECTOR	141
5.4	COSTO TOTAL DE LA INVERSIÓN PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES	142
5.5	PRECIOS REFERENCIALES DE PRODUCCIÓN, ENAP-SIPETROL	143
5.6	RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	145
6.1	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL MODELO POROELÁSTICO	146
6.2	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES	147

ÍNDICE DE FIGURAS

No.	Descripción	Página
1.1	MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO PBH	2
1.2	DOMINIOS ESTRUCTURALES DE LA CUENCA ORIENTE UBICACIÓN PBH	4
1.3	FASES PRESENTES EN UN MEDIO POROSO	6
2.1	DECLINATORIA EXPONENCIAL DEL RESERVORIO HOLLÍN INFERIOR PBH	24
2.2	DECLINATORIA EXPONENCIAL RESERVORIO HOLLÍN SUPERIOR PBH	25
2.3	DECLINATORIA EXPONENCIAL RESERVORIO ARENA T PBH	26
2.4	DECLINATORIA EXPONENCIAL RESERVORIO ARENA U HUACHITO	27
2.5	DECLINATORIA EXPONENCIAL RESERVORIO ARENA U BIGUNO	28
3.1	MECANISMO DE ENTRAMPAMIENTO CAPILAR DE LAS GOTAS DE PETRÓLEO	38
3.2	COALESCENCIA DE LAS GOTAS DE PETRÓLEO	39
3.3	ELIPSOIDE DE DEFORMACIÓN POR EL ESFUERZO RESULTANTE	41
3.4	DESCRIPCIÓN DE LA RELACIÓN DE POISSON EN UN MATERIAL	42
3.5	DESCRIPCIÓN DEL MÓDULO ELÁSTICO DE YOUNG	44
3.6	DESCRIPCIÓN DEL MÓDULO DE BULK	44
3.7	DESCRIPCIÓN DEL MÓDULO DE CORTE	46

3.8	CAMBIOS DE LA RIGIDEZ A PROFUNDIDAD EN LA LITÓSFERA	47
3.9	DEFORMACIONES ELÁSTICAS Y MOVIMIENTOS DE PARTÍCULAS DE LA TIERRA ASOCIADAS CON LAS ONDAS P	49
3.10	DEFORMACIONES ELÁSTICAS Y MOVIMIENTOS DE PARTÍCULAS DE LA TIERRA ASOCIADAS CON LAS ONDAS S	49
3.11	DEFORMACIONES ELÁSTICAS Y MOVIMIENTOS DE LAS PARTÍCULAS DE LA TIERRA ASOCIADAS CON LAS ONDAS RAYLEIGH	50
3.12	DEFORMACIONES ELÁSTICAS Y MOVIMIENTOS DE LAS PARTÍCULAS DE LA TIERRA ASOCIADAS CON LAS ONDAS LOVE	51
3.13	REFLEXIÓN DE ONDA	51
3.14	REFRACCIÓN DE ONDAS	52
3.15	DIFERENTES TIPOS DE FRECUENCIAS	52
3.16	DIAGRAMA DE CARACTERÍSTICAS DE LA ONDA	53
3.17	EFECTO DE LA GRAVEDAD EN LA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL	58
3.18	DISTRIBUCIÓN DE SATURACIÓN DE AGUA ANTES DE LA RUPTURA	60
3.19	PENDIENTE DE LA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL	60
3.20	SATURACIÓN DE AGUA PROMEDIA $\boldsymbol{Sw_2}$ DESPUÉS DEL PUNTO DE RUPTURA	61
3.21	MODELO DE EMPUJE EN LÍNEA DIRECTA	63
3.22	DISPOSICIÓN DE LOS POZOS EN UN ARREGLO LINEAL ESCALONADO	64
3.23	DISPOSICIÓN DE LOS POZOS EN UN ARREGLO DE CINCO POZOS	65

3.24	MODELO DE SIETE POZOS NORMAL	65
3.25	MODELO DE SIETE POZOS INVERTIDO	66
3.26	DISPOSICIÓN DE UN MODELO DE NUEVE POZOS	66
3.27	ARREGLOS IRREGULARES	67
3.28	GEOMETRÍA DE UN FLUJO INMISCIBLE DE DOS FASES A TRAVÉS DE UN CANAL POROSO, BAJO EFECTO DEL GRADIENTE EXTERNO DE PRESIÓN	71
3.29	FLUJO PROMEDIO VS GRADIENTE EXTERNO DE PRESIÓN PARA EL FLUJO DARCY Y UN FLUJO BINGHAM	73
3.30	LICUEFACCIÓN, (a) SEDIMENTOS ANTES DE UN TERREMOTO, (b) SEDIMENTOS DESPUÉS DE UN TERREMOTO	81
3.31	PRUEBA PILOTO ESTIMULACIÓN POR VIBRACIONES EN EL POZO 111-W 27 EN EL CAMPO NORTH BURBANK, OKLAHOMA, U.S.A.	81
3.32	FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA HIDRO IMPACT	87
3.33	COMPLETACIÓN PARA LA HERRAMIENTA HIDRO IMPACT	87
3.34	COMPARACIÓN ENTRE INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL E INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES	88
3.35	COMPLETACIÓN PARA LA HERRAMIENTA POWERWAVE	89
4.1	FACIES FORMACIÓN HOLLÍN	92
4.2	MAPA ISOPOROSIDAD Y ESPESOR NETO DE ARENA SATURADA DE LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR CAMPO PBH	93
4.3	MODELO DE INYECCIÓN 5-SPOT INVERTIDO SELECCIONADO PARA LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR DEL CAMPO PBH	95
4.4	MODELO PARA EL ÁREA DE ESTUDIO	97

4.5 ÁREA DE ESTUDIO CUADRANTE 1 97

4.6 MODELO DE CONTINUIDAD DE LAS ARENAS 133

ÍNDICE DE GRÁFICAS

No.	Descripción	Página
1.2	PRESIÓN CAPILAR VS SATURACIÓN DE AGUA DE LA ARENA T	12
1.3	PRESIÓN CAPILAR VS SATURACIÓN DE AGUA DE LA ARENA HOLLÍN	13
2.1	PRESIÓN DE YACIMIENTO VS TIEMPO PARA EL CAMPO PBH - ARENA HOLLÍN INFERIOR	29
2.2	PRESIÓN DE YACIMIENTO VS TIEMPO PARA EL CAMPO PBH - ARENA HOLLÍN SUPERIOR	30
2.3	PRESIÓN DE YACIMIENTO VS TIEMPO PARA EL CAMPO PBH - ARENA T	31
2.4	PRESIÓN DE YACIMIENTO VS TIEMPO PARA EL CAMPO PBH - ARENA U	32
4.1	GRÁFICA fw VS Sw PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1	106
4.2	GRÁFICA $\partial fw \partial Sw$ VS Sw PARA LA INYECCIÓN CONVENCIONAL DE AGUA CUADRANTE 1	107
4.3	GRÁFICA fw VS Sw PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1	119
4.4	GRÁFICA $\partial fw \partial Sw$ VS Sw PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1	120
4.5	COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CUADRANTE 1	130
4.6	COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA CUADRANTE 1	131
4.7	VOLUMEN DE AGUA INYECTADA CUADRANTE 1	131

4.8 PRODUCCIÓN ESTIMADA DE PETRÓLEO CUADRANTE 1 132

5.1 VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO DEL PROYECTO ESCENARIO 1 **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**

5.2 VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO DEL PROYECTO ESCENARIO 2 144

SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

SÍMBOLO	SIGNIFICADO
°API:	Grado API del petróleo
BAPD:	Barriles de agua por día
BAACUM:	Barriles de agua acumulada
Bbl:	Barriles
B/C:	Relación costo/beneficio
BCN:	Barriles a condiciones normales (14,7 Psi y 60°F)
BES:	Bombeo Electrosumergible
BF:	Barril fiscal
BFPD:	Barriles de fluido por día
BH:	Bombeo Hidráulico
BIG:	Biguno
BPACUM:	Barriles de petróleo acumulado
BPPD:	Barriles de petróleo por día
BSW:	Corte de agua
bt:	Breakthrought (Punto de ruptura)
BT:	Arena Basal Tena
B'Up:	Prueba de restauración de presión
BY:	Barriles de yacimiento
cp:	Centipoise
cm:	Centímetros
Eas:	Eficiencia areal de barrido
Easbt:	Eficiencia areal de barrido a la ruptura
FN:	Flujo Natural
FR:	Factor de recobro

ft:	Pies
fw:	Corte de agua
fwc	Corte de agua a la saturación de agua connata
fwbt	Corte de agua a la saturación de agua a la ruptura
GOR:	Relación gas - petróleo
HI:	Hollín Inferior
HS:	Hollín Superior
HUA:	Huachito
Hz:	Hertzio
inch:	Pulgada
km:	Kilómetro
kro:	Permeabilidad relativa al petróleo
krw:	Permeabilidad relativa al agua
lbf:	Libra-fuerza
lbm:	Libra-masa
md:	Milidarcys
MMBbl:	Millones de barriles
MPCD:	Millones de pies cúbicos por día
MPCDACUM:	Millones de pies cúbicos por día acumulados
MPcs:	Mil pies cúbicos estándar
$\mathbb{N}_e$:	Número de estimulación
Np	Producción de petróleo acumulada
PCS:	Pies cúbicos estándar
Pest:	Presión estática
Piny:	Presión de inyección
PI	Pozo inyector

PP	Pozo productor
PPG:	Libra por galón
PPM	Partes por millón
PRI:	Periodo de recuperación de la inversión
PRS:	Paraíso
Psia:	Libras por pulgadas cuadradas absolutas
Psi:	Libras por pulgada cuadrada
PVT:	Presión-Volumen-Temperatura
Pwf:	Presión de fondo fluyente
Pwh:	Presión de cabeza
s:	Segundo
S:	Daño
So:	Saturación de petróleo
Sq:	Squeeze
ST:	Sidetrack
Sw:	Saturación de agua
Swbt:	Saturación de agua a la ruptura
Swc:	Saturación agua connata
Swpbt:	Saturación de agua promedia a la ruptura
Swr:	Saturación de agua residual
TIR:	Tasa interna de retorno
USD:	Dólares americanos
UTM:	Universal Transverse Mercator
VAN:	Valor actual neto
W.O.:	Workover
$\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$:	Derivada de la curva de flujo fraccional.

RESUMEN

El objetivo de esta tesis es analizar la pre-factibilidad de la recuperación mejorada de petróleo en el campo PBH de Enap-Sipetrol, considerando el análisis de la situación actual y la declinación de producción, que hace necesario implementar nuevos métodos de recuperación mejorada de petróleo.

Para ello se propone la tecnología de estímulos vibracionales, con la finalidad de incrementar el factor de recobro de petróleo.

En el primer capítulo se ha realizado una descripción general acerca del campo PBH de Enap-Sipetrol, así como: ubicación geográfica, descripción de su geología y estratigrafía, características de las rocas y fluidos.

En el segundo capítulo se analiza detalladamente la situación actual del campo PBH: mecanismos de producción, reservas, presiones e instalaciones de superficie.

En el tercer capítulo se describe los fundamentos teóricos de la recuperación mejorada mediante estímulos vibracionales, así como: modelos matemáticos para predecir la recuperación mejorada de petróleo.

En el cuarto capítulo se analiza la aplicación de la teoría de estímulos vibracionales en una arena, delimitando el área de estudio; además, se aplican los modelos matemáticos para calcular la recuperación de petróleo, así como el nuevo factor de recobro.

En el quinto capítulo se realiza un análisis técnico - económico del proyecto donde se presentan los costos a ser considerados, haciendo una comparación entre la inyección convencional de agua y la inyección de agua adicionando los estímulos vibracionales.

En el sexto capítulo se presentan las conclusiones finales y las recomendaciones necesarias del proyecto.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto de titulación tiene por objetivo estudiar la pre-factibilidad de los estímulos vibracionales en la recuperación mejorada de petróleo en el campo PBH considerando todos los requerimientos necesarios, de esta forma surge la necesidad de estudiar nuevas tecnologías para la recuperación de hidrocarburos en el oriente ecuatoriano bajo las normas de la industria hidrocarburífera, para ello se toma en cuenta las condiciones actuales de producción e instalaciones disponibles en el campo PBH de Enap-Sipetrol.

En este aspecto se consideró criterios importantes relacionados con las características del campo PBH, las ideas y recomendaciones del presente trabajo son consecuencia de la recolección, clasificación y análisis de la información obtenida.

Se realiza el cálculo de las propiedades elásticas de la formación a estudiar con lo cual se procede a aplicar los modelos matemáticos para la recuperación mejorada de petróleo para finalmente determinar la implementación de la recuperación mejorada mediante estímulos vibracionales, considerando los costos del uso de tecnología actual permitiendo una optimización de las facilidades y cumpliendo con los requerimientos de Enap-Sipetrol.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PARAÍSO-BIGUNO-HUACHITO

1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo PBH (Paraíso, Biguno, Huachito) se encuentra localizado en la parte centro-norte de la cuenca Oriente, Provincia de Orellana, en jurisdicción de la municipalidad de Francisco de Orellana (Coca) localizado a 17 km al Norte de la ciudad del Coca y al oeste del campo Sacha, en la región Oriental Ecuatoriana.

- El campo Paraíso se encuentra localizado al oeste (W) del campo Sacha.
- El campo Biguno está situado al noroeste (NW) del campo Huachito y al suroeste (SW) del campo Paraíso.
- El campo Huachito está ubicado al suroeste (SW) del campo Sacha.

El clima es tropical, con temperaturas entre 25 y 35 °C y estación de lluvias entre Febrero y Mayo. La figura 1.1 presenta un mapa de la ubicación del campo.

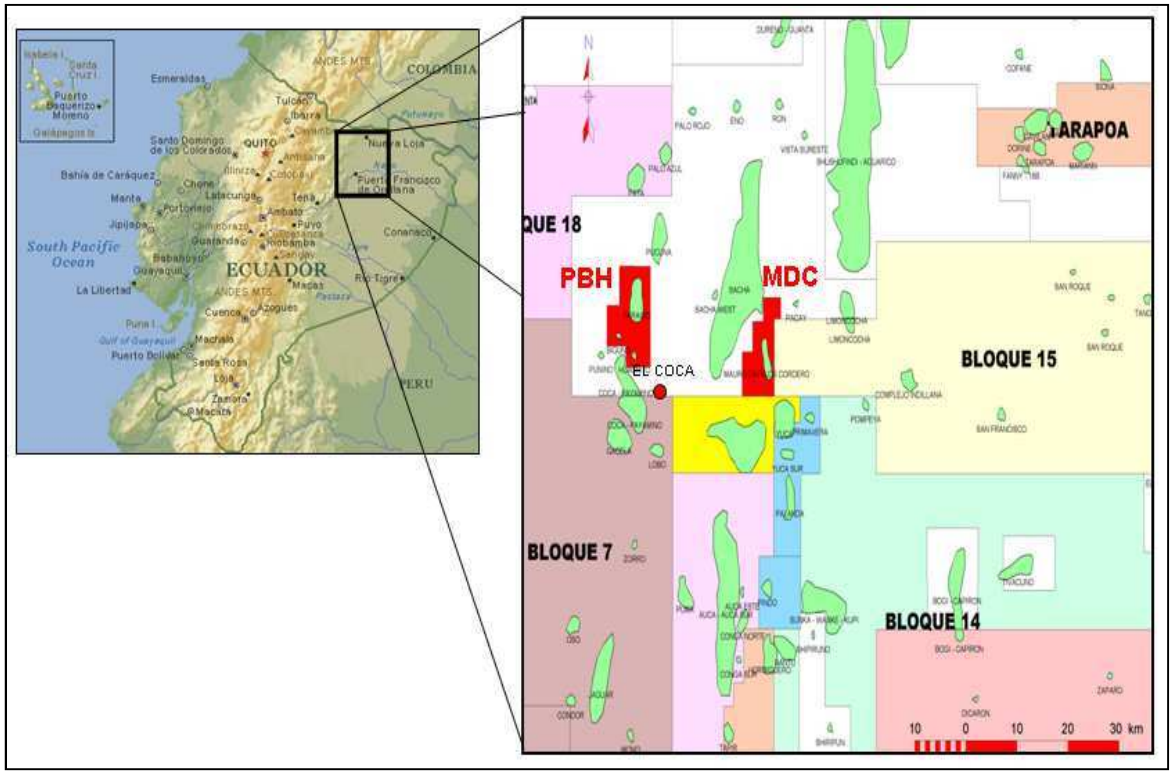
1.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

El campo PBH fue descubierto en 1987, 1994 y 1999 respectivamente por Petroproducción.

En 1996 Enap-Sipetrol firma con Petroecuador un acuerdo general de cooperación y en 1999 un acuerdo de alianza estratégica (exploración, explotación, refinación y comercialización de crudo).

Desde Enero del 2003, Enap-Sipetrol opera dos campos marginales PBH (Paraíso, Biguno, Huachito) y MDC (Marco Dávalos Cordero), bajo un contrato de prestación de servicios específicos petroleros. Se ha descubierto petróleo comercial en los reservorios correspondientes a las areniscas Napo U y Napo T, en las formaciones Hollín Superior (HS) y Hollín Inferior (HI).

FIGURA 1.1 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO PBH



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

El campo Paraíso fue descubierto en el año 1987 por Petroproducción con la perforación del pozo Paraíso 01, actualmente existen 25 pozos en este campo, de los cuales 13 pozos se encuentran produciendo, 2 pozos son re-inyectores de agua y 10 pozos están cerrados.

Los objetivos iniciales primarios en el campo Paraíso fueron tanto la formación Hollín Inferior o Principal como la formación Hollín Superior, sin embargo se descubrió hidrocarburos comerciales en objetivos secundarios tales como en la formación Napo U y Napo T y en el pozo Paraíso 13 se encontró petróleo comercial en la arenisca Basal Tena.

El campo Biguno fue descubierto en 1994 por Petroproducción con la perforación del pozo Biguno 01, hoy en día existe un pozo en este campo que se encuentran en producción.

El objetivo primario del pozo Biguno 01 fue la formación Hollín, pero se descubrió y se produjo petróleo comercial de la caliza B y de la formación Napo U, para

luego finalmente producir del objetivo secundario como fue la arenisca Basal Tena.

El campo Huachito fue descubierto en 1995 por Petroproducción con la perforación del pozo Huachito 01, existen tres pozos perforados en este campo de los cuales dos se encuentran actualmente en producción.

En el campo Huachito inicialmente el objetivo primario fue la formación Hollín pero finalmente los objetivos cambiaron en los siguientes pozos: Huachito 02 y 03 a la formación Napo U.

Otros objetivos fueron la adquisición de información para permitir calibrar la interpretación de la sísmica 3D, además para adquirir información que permita diseñar y planificar la perforación de pozos horizontales y finalmente adquirir información que permita mejorar el cálculo de reservas de los campos: Paraíso, Biguno y Huachito.

1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO

1.3.1 ESTRUCTURA

Las estructuras de Paraíso, Biguno y Huachito se identifican como anticlinales orientados NNE-SSW de bajo relieve limitadas por fallas inversas a lo largo de sus flancos producto de la inversión tectónica de estructuras pre-existentes extensionales pre-cretácicas que controlaron el basamento. Las estructuras Paraíso, Biguno y Huachito se formaron en el cretácico superior-paleoceno durante la primera fase de inversión tectónica en la cuenca Oriente. Se evidencia la existencia de tres estructuras las cuales se presentan en los mapas estructurales a los distintos topes de las formaciones en el ANEXO 1.1.

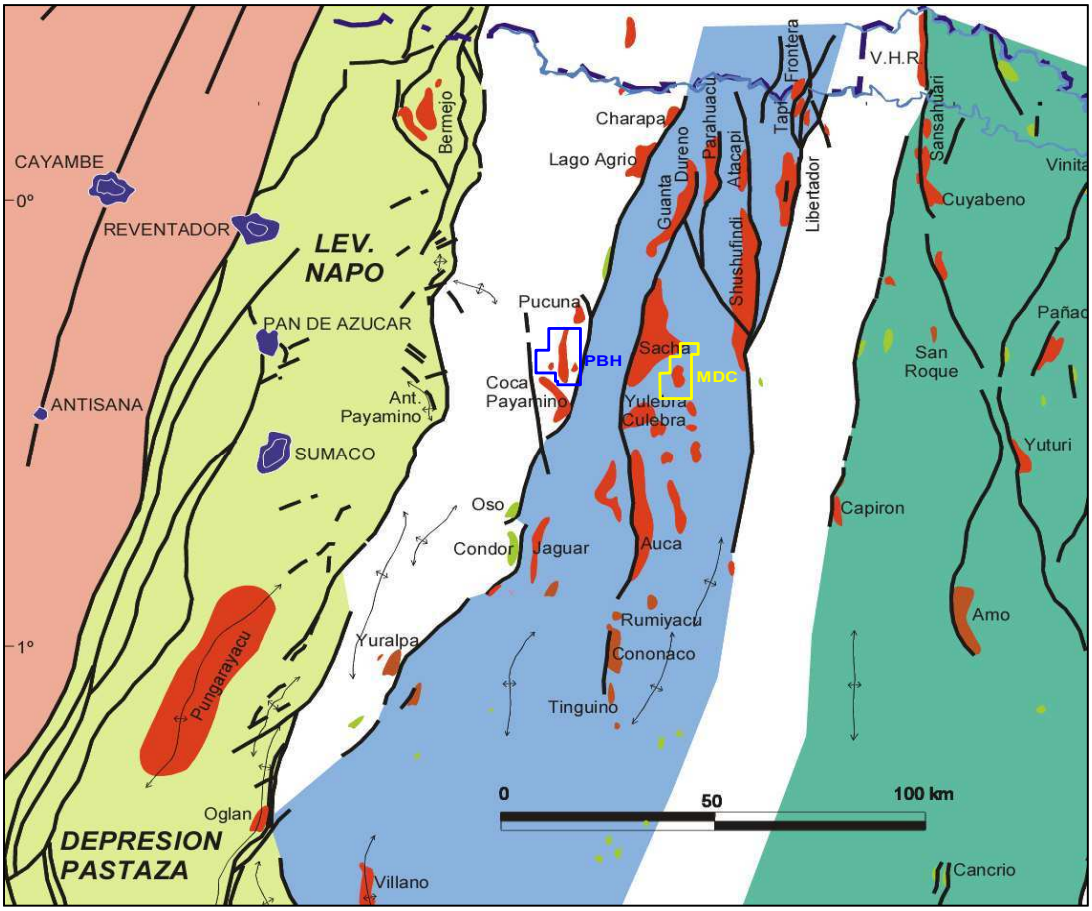
El campo PBH ha tenido una larga vida de producción y se cuenta con pocos datos disponibles por lo que se utilizarán datos de reservorios vecinos dentro de la misma geología estructural. La geología estructural del campo se presenta en la figura 1.2.

Para el desarrollo del presente proyecto se utilizará algunos datos del campo Pucuna.

1.3.2 LITOLOGÍA

Las arenas productivas del campo PBH son las siguientes:

FIGURA 1.2 DOMINIOS ESTRUCTURALES DE LA CUENCA ORIENTE UBICACIÓN PBH



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

1.3.2.1 Formación Tena

Litológicamente esta formación se halla constituida por arcillolitas predominantemente de color café, gris amarillento, firmes a moderadamente duras, localmente sublaminadas, micro-micáceas y con inclusiones de granos de cuarzo con tendencia a limolitas de color café oscuro, moderadamente firmes a firmes, micro-micáceas con inclusiones arenosas con cemento ligeramente calcáreo.

1.3.2.2 Formación Napo

La zona de la formación Napo está conformada por una secuencia alternada de lutitas, calizas y areniscas. Al tope lutitas de color gris claro, levemente calcárea intercalada con calizas de color blanco a gris. Subyaciendo a la secuencia anterior se presenta un nivel calcáreo intercalado con pequeños niveles de lutita. Bajo la caliza A se presenta una secuencia alternada de lutitas y areniscas, la arenisca U separada de la caliza A. La arenisca U, se separa de la denominada arenisca T por la caliza B. La arenisca T está constituida básicamente de cuarzo, feldespatos, glauconita, micas, materia orgánica carbonosa. Esta arenisca tiene una edad albiano superior-cenomaniano inferior.

1.3.2.3 Formación Hollín

La litología de esta arenisca se define como cuarzosa sub-translúcida a cristalina de grano fino a medio, con glauconita e intercalaciones arcillosas hacia el techo. Esta arenisca corresponde a una edad albiano medio en la base, y albiano temprano tardío a albiano medio tardío al tope.

1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA

1.4.1 ESPESORES NETOS

El espesor neto de una arena productora es la parte del espesor bruto del yacimiento que contribuye al recobro de petróleo.

1.4.2 POROSIDAD

Es la fracción del volumen total de una muestra que está ocupada por poros o espacios vacíos. El símbolo de la porosidad es ϕ.

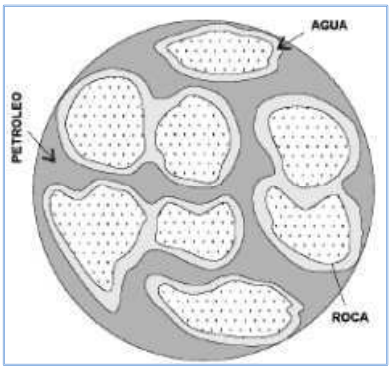
1.4.3 VOLUMEN DE ARCILLA

Es el porcentaje de volumen de arcilla que posee la formación.

1.4.4 SATURACIÓN

Se define la saturación como una fracción del volumen poroso ocupado por un fluido particular. La figura 1.3 muestra las fases presentes en un medio poroso.

FIGURA 1.3 FASES PRESENTES EN UN MEDIO POROSO



Fuente: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Magdalena París.

Los valores de las propiedades petrofísicas del campo se presentan en el ANEXO 1.2.

1.4.5 PERMEABILIDAD

La permeabilidad de la roca reservorio es una propiedad del medio poroso que cuantifica la capacidad de un material para trasmitir fluidos, es decir, mide la conductividad de un medio poroso para un fluido.

1.4.5.1 Permeabilidad absoluta

Es una propiedad del medio que permite el paso de un fluido, cuando éste lo satura al 100%. Esta propiedad depende exclusivamente de las características físicas de la estructura porosa.

Los valores de permeabilidad son tomados de las pruebas de B'Up y se presentan en el ANEXO 1.3.

1.4.6 COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA

Se define como el cambio fraccional en el volumen del material sólido de la roca por unidad de cambio en la presión. Matemáticamente, el coeficiente de compresibilidad de la roca se expresa como:

$$c_r = -\frac{1}{V}\left(\frac{\partial V}{\partial P}\right)_T \qquad Ec.(1.1)$$

Donde:

c_r = compresibilidad de la roca, $1/Psi$.

V = volumen de la roca, ft^3.

$\frac{\partial V}{\partial P}$ = diferencia de volumen debido a una presión aplicada, ft^3/Psi.

1.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

1.5.1 VISCOSIDAD

La viscosidad del petróleo, μ_o, se define como la medida de la resistencia del petróleo al flujo. Esta propiedad depende de la temperatura del yacimiento, presión, gravedad del petróleo y solubilidad del gas.

1.5.2 DENSIDAD

La densidad del petróleo crudo se define como la masa de una unidad de volumen de crudo a determinada temperatura y presión; generalmente, se expresa en lbm/ft^3. En cuanto a la gravedad específica de un petróleo crudo, ésta se define como la relación entre la densidad del petróleo y la densidad del agua, ambas medidas a 60 °F y presión atmosférica. La gravedad específica se representa por la siguiente ecuación:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \qquad Ec.(1.2)$$

Donde:

γ_o = gravedad específica del petróleo, $adimensional$.

ρ_o = densidad del petróleo crudo, lbm/ft^3.

ρ_w = densidad del agua, lbm/ft^3.

Aunque las densidades y gravedades específicas son muy utilizadas en la industria, para el caso del petróleo se prefiere utilizar la gravedad API del crudo a condiciones de superficie. La gravedad API está directamente relacionada con la gravedad específica de la siguiente manera:

$$API = \left(\frac{141.5}{\gamma_{60\,°F}}\right) - 131{,}5 \qquad Ec.(1.3)$$

Donde:

API = gravedad API, $°\,API$.

$\gamma_{60\,°F}$ = densidad del petróleo medido @ 60 $°F$.

1.5.3 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 varia con el cambio de la presión.

1.5.4 SOLUBILIDAD DEL GAS

La solubilidad del gas, R_s, se define como el número de pies cúbicos estándar de gas que se encuentran disueltos en un barril de petróleo a cierta presión y temperatura. La solubilidad del gas en el petróleo crudo depende de:

- Presión.
- Temperatura.
- Composiciones de gas y petróleo.

1.5.5 PRESIÓN DE BURBUJA

La presión de burbuja, P_b, llamada también presión de saturación, P_s, de un sistema de hidrocarburos, se define como la mayor presión a la cual se libera del petróleo la primera burbuja de gas.

1.5.6 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO

El factor volumétrico de formación del petróleo, β_o, consiste en la relación que existe entre el volumen de petróleo a condiciones de presión y temperatura de yacimiento y el volumen que existe a condiciones de presión y temperatura normales.

Los análisis PVT del campo PBH se presentan en el ANEXO 1.4. Cabe resaltar que en el análisis PVT de la arena Hollín los valores presentan cierta discordancia, posiblemente debido a contaminación con aire, por lo cual, se decide anexar los valores PVT del campo Pucuna y se utilizarán estos valores para el desarrollo del presente proyecto.

1.6 PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA-FLUIDO

1.6.1 PERMEABILIDAD EFECTIVA

En el medio poroso existe más de un fluido, por lo que se define la permeabilidad efectiva como la facilidad de fluir de un determinado fluido a través del medio poroso en presencia de otros fluidos inmiscibles.

1.6.2 PERMEABILIDAD RELATIVA

Las curvas de permeabilidad relativa es un resultado simple de pruebas de laboratorio, pero su forma incorpora los parámetros de flujo de fluidos dentro del reservorio y dependen de variables tales como:

- Geometría del sistema poroso.
- Mineralogía de la roca.
- Permeabilidad absoluta y porosidad.
- Preferencia de mojabilidad de la roca.
- Viscosidad de los fluidos.
- Tensión interfacial.

El ANEXO 1.5 presenta las tablas de valores y gráficas para las arenas U, T y Hollín tomadas del pozo Pucuna 02.

1.6.3 TENSIÓN INTERFACIAL

Se llama tensión interfacial a la energía libre existente en la zona de contacto de dos fluidos inmiscibles. Esta energía es consecuencia de las tensiones superficiales de los dos fluidos y evita que se emulsionen espontáneamente.

La tensión interfacial entre el agua e hidrocarburos puros está a temperatura ambiente alrededor de 30 a 50 $dinas/cm$.

1.6.4 HUMECTABILIDAD

Se define humectabilidad a la capacidad de un fluido a esparcirse o adherirse sobre una superficie sólida en la presencia de otro fluido inmiscible. Los fluidos son petróleo y agua, y la superficie sólida es la superficie de la roca reservorio.

La preferencia mojante de un fluido determinado sobre la superficie de la roca, se mide en términos del ángulo de contacto:

- θ < 90° = humectable al agua.
- θ = 90° = humectabilidad intermedia.
- θ > 90° = humectable al petróleo.

1.6.5 PRESIÓN CAPILAR

La presión capilar es la diferencia de presión que existe a lo largo de la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles. Matemáticamente la presión capilar se define como la diferencia de presión entre las fases no-mojante y mojante:

$$P_c = P_{nw} - P_w \qquad Ec.(1.4)$$

Donde:

P_c = presión capilar, Psi.

P_{nw} = presión capilar fase no-mojante, Psi.

P_w = presión capilar fase mojante, Psi.

Los datos de presión capilar son tomados del pozo Pucuna 02 para las arenas U, T y Hollín; estos datos de presión capilar se presentan en las tablas 1.1, 1.2, y 1.3 respectivamente.

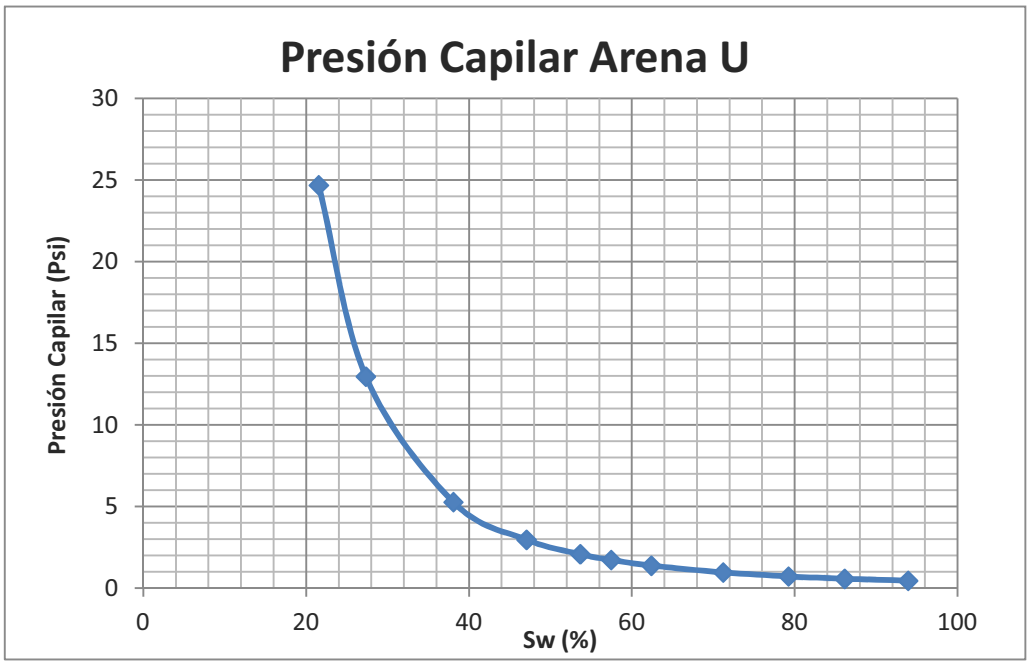
TABLA 1.1 PRESIÓN CAPILAR VS SATURACIÓN DE LA ARENA U

Arena U	
Sw (fracción)	Pc (Psi)
0,22	24,6811
0,27	12,9620
0,38	5,2743
0,47	2,9713
0,54	2,0826
0,57	1,7313
0,62	1,3849
0,71	0,9678
0,79	0,7246
0,86	0,5781
0,94	0,4572

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

GRÁFICA 1.1 PRESIÓN CAPILAR VS SATURACIÓN DE AGUA DE LA ARENA U



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

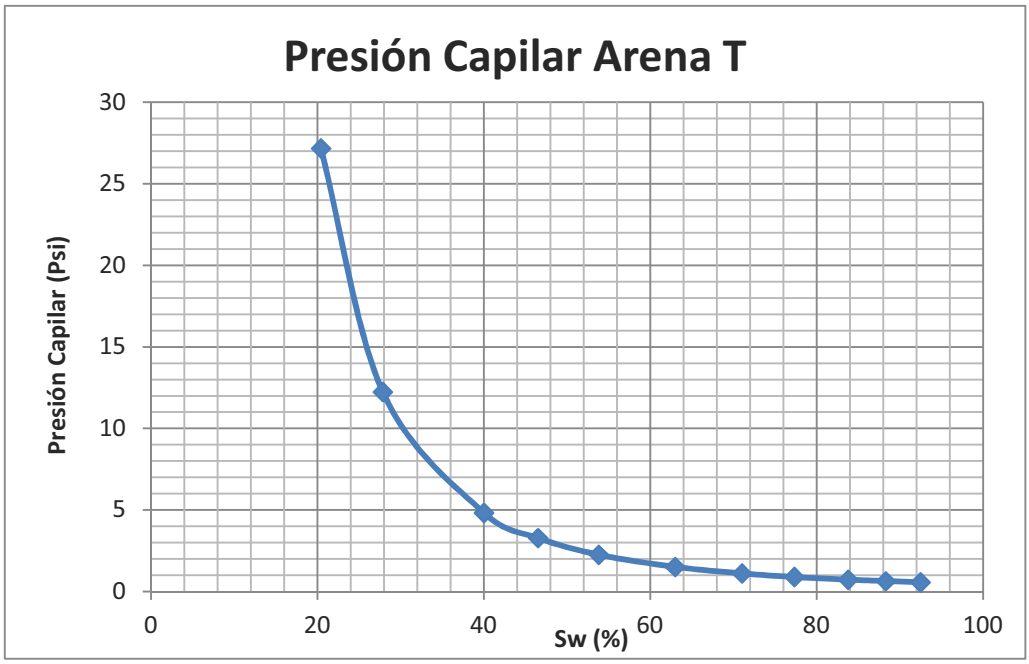
TABLA 1.2 PRESIÓN CAPILAR VS SATURACIÓN DE LA ARENA T

Arena T	
Sw (fracción)	Pc (Psi)
0,20	27,1642
0,28	12,2301
0,40	4,8209
0,47	3,2755
0,54	2,2526
0,63	1,5033
0,71	1,1040
0,77	0,8878
0,84	0,7222
0,88	0,6308
0,92	0,5605

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

GRÁFICA 1.2 PRESIÓN CAPILAR VS SATURACIÓN DE AGUA DE LA ARENA T



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

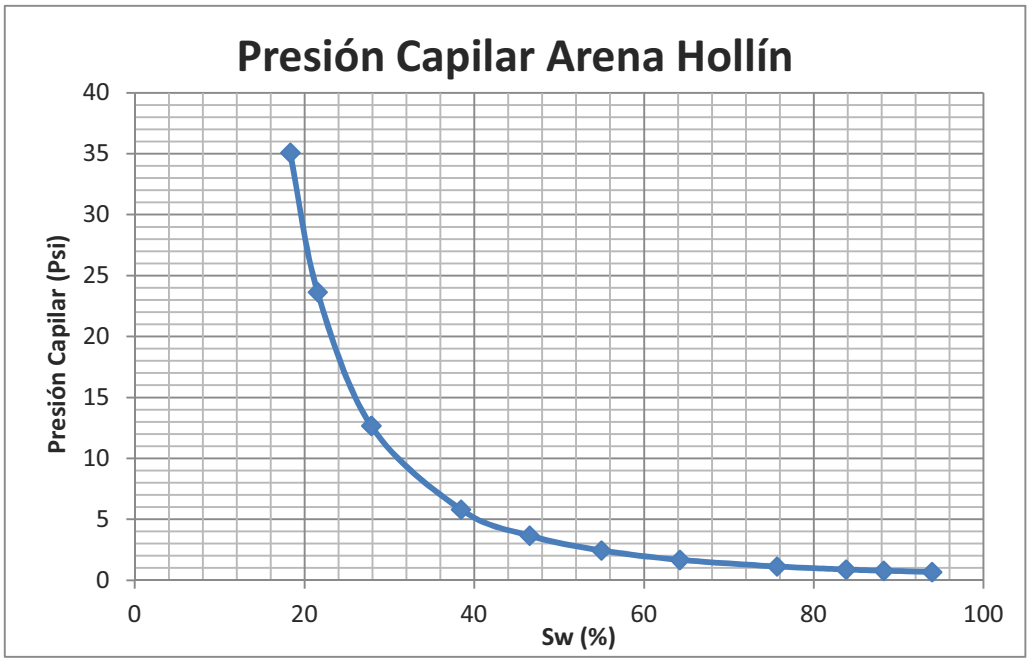
TABLA 1.3 PRESIÓN CAPILAR VS SATURACIÓN DE LA ARENA HOLLÍN

Arena Hollín	
Sw (fracción)	Pc (Psi)
0,18	35,0648
0,22	23,6372
0,28	12,6669
0,38	5,7956
0,47	3,6448
0,55	2,4297
0,64	1,6654
0,76	1,1181
0,84	0,8726
0,88	0,7697
0,94	0,6613

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

GRÁFICA 1.3 PRESIÓN CAPILAR VS SATURACIÓN DE AGUA DE LA ARENA HOLLÍN



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

El campo Pucuna presenta un sistema humectable al agua por lo que se puede relacionar que en el campo PBH la fase humectante es agua, y la fase no humectante es el petróleo.

1.6.6 MOVILIDAD

La mecánica del desplazamiento de un fluido por otro está controlada por las diferencias que existen en el cociente de la permeabilidad efectiva y la viscosidad.

La razón de movilidad es definida como la razón de la movilidad de la fase desplazante para la movilidad de la fase desplazada, controlando la facilidad relativa con la cual los fluidos pueden fluir en un medio poroso.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO PARAÍSO-BIGUNO-HUACHITO

2.1 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

Los mecanismos de producción se refieren a las fuerzas naturales del yacimiento que provocan que los fluidos se muevan hacia los pozos y sean producidos. Básicamente se distinguen cinco tipos de mecanismos de producción:

- Empuje por gas en solución y expansión de los fluidos.
- Empuje por capa de gas.
- Empuje por agua.
- Empuje por drenaje gravitacional.
- Empuje combinado.

Es conveniente aclarar que en la mayoría de yacimientos se presenta más de un tipo de empuje durante su vida productiva, bien sea en forma alternada o simultánea. En el campo PBH las arenas productoras producen bajo el mecanismo de empuje combinado de gas en solución, expansión de los fluidos y drenaje gravitacional. Además, cabe señalar que la arena Hollín Inferior posee un acuífero activo junto con los mecanismos anteriormente mencionados.

2.2 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN

2.2.1 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN POR POZO

Actualmente los pozos Paraíso 01, 02, 03, 06, 07ST, 08, 11, 12, 19, 23, Huachito 01, 02, y Biguno 01 están en producción. Los pozos que no se encuentran en producción son: Paraíso 05, 07, 10, 17, 18, 20, 21 y 22, Biguno 02 y Huachito 03.

En el Bloque existen dos pozos re-inyectores, el Paraíso 09 a Tiyuyacu y el Paraíso 13 a Hollín Inferior, sin embargo actualmente únicamente en el Paraíso 13 se está re-inyectando el agua de formación.

Las tablas 2.1, 2.2 y 2.3 presentan las generalidades de los pozos del campo, arenas productoras, sistemas de producción, producción de fluido por día y el grado API.

TABLA 2.1 GENERALIDADES DE LOS POZOS PRODUCTORES PARA PARAÍSO

CAMPO PARAÍSO								
POZO	ARENA PRODUCTORA	ESTADO	MÉTODO DE PRODUCCIÓN	FECHA	BPPD	BAPD	% BSW	API
PRS-01	Hollín Inferior	Cerrado	BH	Jun-2004	0	0,0	72,1	23,6
	Hollín Superior	Producción	BH	Jul-2011	187	204,5	52,23	15,7
	Arena T	Cerrado	BH	Abr-2001	0	0,0	88,2	30,1
PRS-02	Hollín Superior	Producción	BH	Jul-2011	123	2,5	2,01	26,4
PRS-03	Hollín	Cerrado	BH	Oct-1997	0	0,0	83,5	27,3
	Hollín Superior	Producción	BH	Jul-2011	115	21,4	15,7	26,4
	Arena U	Cerrado	BH	Ago-2004	0	0,0	7,4	26,8
PRS-05	Hollín Superior	Cerrado	BH	Dic-1997	0	0,0	86	27
	Arena T	Cerrado	BH	Jun-1993	0	0,0	65,8	28
	Arena U	Cerrado	BH	Nov-1997	0	0,0	78,4	27,3
PRS-06	Hollín Inferior	Cerrado	BH	May-1997	0	0,0	98,8	27
	Hollín Superior	Producción	BH	Jul-2011	185	2,0	1,05	26,5
	Arena T	Cerrado	BH	Ago-2000	0	0,0	6,3	25,9
PRS-07	Hollín Inferior	Cerrado	BH	Dic-1999	0	0,0	69,9	20,1
	Hollín Superior	Cerrado	BH	Dic-2004	0	0,0	3	26,8
	Arena U	Cerrado	BH	May-2009	0	0,0	5,06	26,8
PRS-07ST	Hollín Inferior	Producción	BH	Jul-2011	123	175,8	58,84	26,8
PRS-08	Hollín Superior	Cerrado	BH	Feb-2009	0	0,0	9,21	26,6
	Arena T	Producción	BH	Jul-2011	132	10,5	7,4	26,9
PRS-09	Hollín Inferior	Reinyector	BES	Dic-1996	0	0,0	79,9	19,1
PRS-10	Hollín Inferior	Cerrado	FN	Feb-1997	0	0,0	46	27
	Hollín Superior	Cerrado	BH	Abr-2010	0	0,0	17,18	28,1
	Arena T	Cerrado	BH	Ene-2006	0	0,0	12,3	26,5
PRS-11	Hollín Inferior	Producción	BES	Jul-2011	588	50,2	7,86	26,1
PRS-12	Hollín Inferior	Cerrado	BH	Jun-2004	0	0,0	8,9	26
	Hollín Superior	Producción	BH	Jul-2011	28	23,2	45,28	26,3
PRS-13	Basal Tena	Reinyector	BH	Ene-2003	0	0,0	86,5	21,4
PRS-17	Hollín Inferior	Cerrado	BH	Ago-2002	0	0,0	55,5	24,1
	Hollín Superior	Cerrado	BH	Jul-2003	0	0,0	93,6	20,5
	Arena U	Cerrado	BH	Feb-2007	0	0,0	6,2	27,3
PRS-18	Hollín Inferior	Cerrado	BH	Ago-2006	0	0,0	99	25,8
	Arena T	Cerrado	BH	Abr-2011	0	0,0	2,49	27,4
PRS-19	Hollín Inferior	Producción	BES	Jul-2011	296	183,7	38,29	25,7
PRS-20	Hollín Inferior	Cerrado	BES	Mar-2007	0	0,0	90,8	28,5
	Hollín Superior	Cerrado	BH	Sep-2008	0	0,0	90,38	28,1

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

TABLA 2.1 GENERALIDADES DE LOS POZOS PRODUCTORES PARA PARAÍSO (CONTINUACIÓN)

CAMPO PARAÍSO (CONTINUACIÓN)								
POZO	ARENA PRODUCTORA	ESTADO	MÉTODO DE PRODUCCIÓN	FECHA	BPPD	BAPD	% BSW	API
PRS-21	Hollín Superior	Cerrado	BH	Sep-2005	0	0,0	84,2	20,6
	Arena U	Cerrado	BH	Ago-2007	0	0,0	83,9	27,3
PRS-22	Hollín Inferior	Cerrado	BES	Ago-2005	0	0,0	95	17,5
	Arena U	Cerrado	BH	Oct-2008	0	0,0	65,77	26,9
PRS-23	Hollín Inferior	Cerrado	BES	May-2008	0	0,0	83,541	26
	Hollín Superior	Producción	BES	Jul-2011	168	10,6	5,94	26,1
				TOTAL	**1945**	**684,35**	**49,01**	**25,5**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

TABLA 2.2 GENERALIDADES DE LOS POZOS PRODUCTORES PARA HUACHITO

CAMPO HUACHITO								
POZO	ARENA PRODUCTORA	ESTADO	MÉTODO DE PRODUCCIÓN	FECHA	BPPD	BAPD	% BSW	API
HUA-01	Hollín Inferior	Cerrado	BES	Ago-1999	0	0,0	33	23,4
	Hollín Superior	Cerrado	BES	Abr-2003	0	0,0	74,6	25,1
	Arena U Superior	Producción	BH	Jul-2011	57	0,0	0	22,6
HUA-02	Arena U	Cerrado	BH	Jul-2011	157	1,0	0,64	22,9
HUA-03	Arena U	Cerrado	BH	Oct-2006	46	0,0	0	24
				TOTAL	**260**	**1,01**	**21,648**	**23,6**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

TABLA 2.3 GENERALIDADES DE LOS POZOS PRODUCTORES PARA BIGUNO

CAMPO BIGUNO								
POZO	ARENA PRODUCTORA	ESTADO	MÉTODO DE PRODUCCIÓN	FECHA	BPPD	BAPD	% BSW	API
BIG-01	Basal Tena	Cerrado	BH	May-2008	0	0,0	11,4	25,2
	Caliza B	Cerrado	BH	Dic-1997	0	0,0	29	18
	Arena U Inferior	Producción	BH	Jul-2011	131	5,0	3,66	24,1
BIG-02	Arena U	Cerrado	BH	May-2011	0	0,0	30,5	27,3
				TOTAL	**131**	**4,98**	**18,64**	**23,6**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

2.2.2 ESTADO ACTUAL DE PRODUCCIÓN POR YACIMIENTO

2.2.2.1 Hollín Inferior

A Julio de 2011, tres pozos han producido de este yacimiento, estos son: PRS-7ST, PRS-11, y PRS-19.

TABLA 2.4 PRODUCCIÓN ACTUAL DE LA ARENA HOLLÍN INFERIOR

HOLLÍN INFERIOR (JULIO-2011)								
	BPPD	BAPD	% BSW	MPCD	API	BPACUM	BAACUM	MPCACUM
PRS-01	0	0,0	0	0	23,6	1636314	835064	81849
PRS-06	0	0,0	0	0	27	20949	41694	0
PRS-07	0	0,0	0	0	20,1	2333744	2439906	110088
PRS-07ST	123	175,8	58,84	4,8	26,8	60308	51526	1208
PRS-09	0	0,0	0	0	19,1	392158	403455	13749
PRS-10	0	0,0	0	0	27	335975	185960	0
PRS-11	588	50,2	7,86	8,6	26,1	3025734	5075534	87677
PRS-12	0	0,0	0	0	26	1160476	3353015	39046
PRS-17	0	0,0	0	0	24,1	1173	1463	726
PRS-18	0	0,0	0	0	25,8	385565	815858	8484
PRS-19	296	183,7	38,29	5,6	25,7	1697125	366921	35072
PRS-20	0	0,0	0	0	28,5	459743	799287	10202
PRS-22	0	0,0	0	0	17,5	28226	37605	621
PRS-23	0	0,0	0	0	26	717468	236770	15374
HUA-01	0	0,0	0	0	23,4	589137	327032	0
TOTAL	**1007,00**	**409,66**	**33,89**	**19,00**	**24,45**	**12844095,00**	**14971090,00**	**404096,00**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

El Paraíso 7ST inicio su producción en Septiembre del 2010 y en los pozos productores PRS-11 y PRS-19, la producción declinó como consecuencia del incremento en el corte de agua.

El volumen de hidrocarburo producido por este reservorio, a Julio de 2011 es de 12,84 $MMBbl$ con un promedio de 1007 $BPPD$ y un corte de agua de 33,89%.

La presión de reservorio a Julio de 2011 se estima aproximadamente en 4000 Psi, valor que se justifica por el soporte de presión del acuífero.

2.2.2.2 Hollín Superior

A Julio de 2011, seis pozos han producido de este yacimiento, estos son: PRS-01, PRS-02, PRS-03, PRS-06, PRS-12 y PRS-23.

El comportamiento de producción de este reservorio fue declinante durante todo el año estimándose una declinación exponencial de 10,25%. Esta disminución en la producción es debida a la caída de presión en algunas áreas del reservorio y también a un incremento en el corte de agua.

TABLA 2.5 PRODUCCIÓN ACTUAL DE LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR

HOLLÍN SUPERIOR (JULIO-2011)								
	BPPD	BAPD	% BSW	MPCD	API	BPACUM	BAACUM	MPCACUM
PRS-01	187	204,5	52,23	6,3	15,7	713873	653804	18271
PRS-02	123	2,5	2,01	7,1	26,4	2023900	87244	146960
PRS-03	115	21,4	15,7	6,4	26,4	379723	59703	20991
PRS-05	0	0,0	0	0	27	429993	227438	22435
PRS-06	185	2,0	1,05	7,2	26,5	1121279	16351	68619
PRS-07	0	0,0	0	0	26,8	430992	18885	61726
PRS-08	0	0,0	0	0	26,6	50589	2889	2253
PRS-10	0	0,0	0	0	28,1	975677	47075	62573
PRS-12	28	23,2	45,28	5,2	26,3	235207	51056	10315
PRS-17	0	0,0	0	0	20,5	1448	8316	233
PRS-20	0	0,0	0	0	28,1	40946	30788	1751
PRS-21	0	0,0	0	0	20,6	8225	13947	288
PRS-23	168	10,6	5,94	5,9	26,1	217017	7392	9289
HUA01	0	0,0	0	0	25,1	237958	222788	19072
TOTAL	**806,00**	**264,14**	**20,38**	**38,10**	**25,01**	**6866827,00**	**1447676,00**	**444776,00**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

El volumen de hidrocarburo producido por este reservorio, a Julio de 2011 es de 6,86 $MMBbl$ con un promedio de 806 $BPPD$ y un corte de agua de 20,38%. La presión media del reservorio se estima en 2300 Psi.

2.2.2.3 Arena T

A Julio de 2011, un pozo ha producido de este yacimiento, que es PRS-08. En relación a la historia de producción global se observa una declinación de 8,47%.

TABLA 2.6 PRODUCCIÓN ACTUAL DE LA ARENA T

ARENA T (JULIO-2011)								
	BPPD	BAPD	% BSW	MPCD	API	BPACUM	BAACUM	MPCACUM
PRS-01	0	0,0	0	0	30,1	1553	11608	87
PRS-05	0	0,0	0	0	28	163015	45272	68467
PRS-06	0	0,0	0	0	25,9	189814	3036	30970
PRS-08	132	10,5	7,40	9,6	26,9	1679835	102118	548309
PRS-10	0	0,0	0	0	26,5	8337	1207	1809
PRS-18	0	0,0	0	0	27,4	68093	5447	4952
TOTAL	**132,00**	**10,55**	**7,40**	**9,60**	**27,47**	**2110647,00**	**168688,00**	**654594,00**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

El volumen de hidrocarburo producido por este reservorio, a Julio de 2011 es de 2,11 $MMBbl$ con un promedio de 132 $BPPD$ y un corte de agua de 7,4%. La presión media del reservorio en base a su comportamiento histórico se estima en 1550 Psi.

2.2.2.4 Arena U

En el campo Paraíso, ningún pozo produce de esta arena; sin embargo los pozos HUA-01, HUA-02, y BIG-01 han producido de este yacimiento.

TABLA 2.7 PRODUCCIÓN ACTUAL DE LA ARENA U

ARENA U (JULIO-2011)								
	BPPD	BAPD	% BSW	MPCD	API	BPACUM	BAACUM	MPCACUM
PRS-03	0	0,0	0	0	26,8	1119840	28259	267572
PRS-05	0	0,0	0	0	27,3	1408	5111	404
PRS-07	0	0,0	0	0	26,8	154912	5134	31552
PRS-17	0	0,0	0	0	27,3	100643	4489	19296
PRS-21	0	0,0	0	0	27,3	135	702	36
PRS-22	0	0,0	0	0	26,9	53570	12140	4392
HUA-01	57	0,0	0	0	22,6	413231	4349	42389
HUA-02	157	1,0	0,64	0	22,9	614275	5280	107466
HUA-03	0	0,0	0	11,4	24	18647	220	4081
BIG-01	131	5,0	3,66	0	24,1	628731	48132	121114
BIG-02	0	0,0	0	0	27,3	137258	24909	11200
TOTAL	**345,00**	**5,99**	**2,15**	**11,40**	**25,75**	**3242650,00**	**138725,00**	**609502,00**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

El volumen de hidrocarburo producido por este reservorio, a Julio de 2011 es de 3,24 $MMBbl$ con un promedio de 345 $BPPD$ y un corte de agua de 2,15%. La presión media del reservorio especialmente en el área de los pozos productores se estima en 1800 Psi.

2.2.2.5 Basal Tena

A Julio de 2011, ningún pozo ha producido de este yacimiento. El acumulado total de petróleo se mantiene en 0,234 $MMBbl$

TABLA 2.8 PRODUCCIÓN ACTUAL DE LA ARENA BASAL TENA

BASAL TENA (JULIO-2011)								
	BPPD	BAPD	% BSW	MPCD	API	BPACUM	BAACUM	MPCACUM
PRS-13	0	0,0	0	0	21,4	66238	99446	14891
BIG-01	0	0,0	0	0	25,2	168725	85156	33929
TOTAL	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**23,30**	**234963,00**	**184602,00**	**48820,00**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

2.2.2.6 Caliza B y Hollín

Las cifras mostradas de producción de la caliza B y Hollín son valores históricos.

TABLA 2.9 PRODUCCIÓN ACTUAL DE LA ARENA H Y CALIZA B

CALIZA B Y H (JULIO-2011)								
	BPPD	BAPD	% BSW	MPCD	API	BPACUM	BAACUM	MPCACUM
PRS-03	0	0,0	0	0	27,3	35191	44098	10487
BIG-01	0	0,0	0	0	18	83436	99446	14891
TOTAL	**0,00**	**0,00**	**0**	**0,00**	**22,65**	**118627,00**	**143544,00**	**25378,00**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

2.2.2.7 Campo PBH total

Trece pozos han producido del campo PBH a Julio de 2011.

El volumen de hidrocarburo producido por el campo, a Julio de 2011 es de 25,41 $MMBbl$ con un promedio de 2290 $BPPD$ y un corte de agua de 46,23%.

TABLA 2.10 PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO PBH POR ARENAS

CAMPO PBH (JULIO-2011)								
	BPPD	BAPD	% BSW	MPCD	API	BPACUM	BAACUM	MPCACUM
HOLLÍN INFERIOR	1007,00	409,66	62,50	19,00	24,45	12844095	14971090	404096
HOLLÍN SUPERIOR	806,00	264,14	41,46	38,10	25,01	6866827	1447676	444776
ARENA T	132,00	10,55	30,42	9,60	27,47	2110647	168688	654594
ARENA U	345,00	5,99	50,55	11,40	25,75	3242650	138725	609502
BASAL TENA	0,00	0,00	0	0,00	23,30	234963	184602	48820
CALIZAS B Y H	0,00	0,00	0	0,00	22,65	118627	143544	25378
TOTAL	2290,00	690,33	46,23	78,10	24,77	25417809	17054325	2187166

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

2.3 PETRÓLEO ORIGINAL IN-SITU (POES)

El petróleo original en sitio POES es el volumen total de petróleo estimado que existe originalmente en los yacimientos.

2.3.1 FACTOR DE RECOBRO

Es la relación entre el volumen de hidrocarburos que puede ser extraído y el volumen presente originalmente al momento de iniciar la producción.

2.3.2 RESERVAS

Es el volumen de hidrocarburos, medidos a condiciones estándar, que se estima serán recuperados económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación actuales. Para estimar el volumen de hidrocarburos que se podría recuperar se utiliza la siguiente ecuación:

$$V = 7758 \times A \times h \times \emptyset \times (1 - S_w) \times F_R \qquad Ec.(2.1)$$

Donde:

A = área del yacimiento, $acres$.

h = espesor del yacimiento, ft.

F_R = factor de recobro, $fracción$.

Las reservas calculadas a Julio del 2011 para cada campo se presentan en las tablas 2.11, 2.12 y 2.13, respectivamente.

TABLA 2.11 RESERVAS CAMPO PARAÍSO

CAMPO PARAÍSO: RESERVAS REMANENTES								
Arena	POES ($MMBbl$)	Factor recobro	Reservas totales ($MMBbl$) Originales	Reservas probadas ($MMBbl$) Originales	Reservas probables ($MMBbl$) Originales	Producción acumulada Julio-2011 ($MMBbl$)	Reservas remanentes Jul-2011 ($MMBbl$)	°API
BT	4,13	0,06	0,25	0,09	0,16	0,07	0,02	26
U	17,68	0,18	3,18	1,95	1,24	1,43	0,52	26,6
T	18,00	0,18	3,82	3,08	0,74	2,11	0,97	27,4
HS	80,81	0,16	12,93	8,76	4,17	6,86	1,90	25,2
HI	88,79	0,20	17,76	14,88	2,88	12,85	2,03	23,6
TOTAL	**209,40**		**37,94**	**28,75**	**9,19**	**23,32**	**5,43**	**25,8**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

TABLA 2.12 RESERVAS CAMPO HUACHITO

CAMPO HUACHITO: RESERVAS REMANENTES								
Arena	POES ($MMBbl$)	Factor recobro	Reservas totales ($MMBbl$) Originales	Reservas probadas ($MMBbl$) Originales	Reservas probables ($MMBbl$) Originales	Producción acumulada Julio-2011 ($MMBbl$)	Reservas remanentes Jul-2011 ($MMBbl$)	°API
BT	7,92	0,06	0,48	0,21	0,26	0	0,21	
U	35,24	0,08	2,82	1,43	1,39	1,05	0,38	24,0
T	0,86	0,10	0,09	0,07	0,01	0	0,07	
HS	8,07	0,13	1,05	0,39	0,66	0,24	0,15	26,0
HI	6,83	0,15	1,02	0,70	0,33	0,59	0,11	27,0
TOTAL	**58,92**		**5,45**	**2,80**	**2,66**	**1,87**	**0,93**	**25,7**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

TABLA 2.13 RESERVAS CAMPO BIGUNO

CAMPO BIGUNO: RESERVAS REMANENTES								
Arena	POES ($MMBbl$)	Factor recobro	Reservas totales ($MMBbl$) Originales	Reservas probadas ($MMBbl$) Originales	Reservas probables ($MMBbl$) Originales	Producción acumulada Julio-2011 ($MMBbl$)	Reservas remanentes Jul-2011 ($MMBbl$)	°API
BT	9,29	0,06	0,56	0,35	0,21	0,17	0,18	26,8
U	19,96	0,08	1,60	1,08	0,52	0,77	0,31	23,0
TOTAL	**29,25**		**2,15**	**1,42**	**0,73**	**0,93**	**0,49**	**24,9**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

Para el cálculo de las reservas se utiliza el método volumétrico, utilizando los datos de las volumetrías.

Los resultados de las volumetrías del campo PBH se presentan en el ANEXO 2.1.

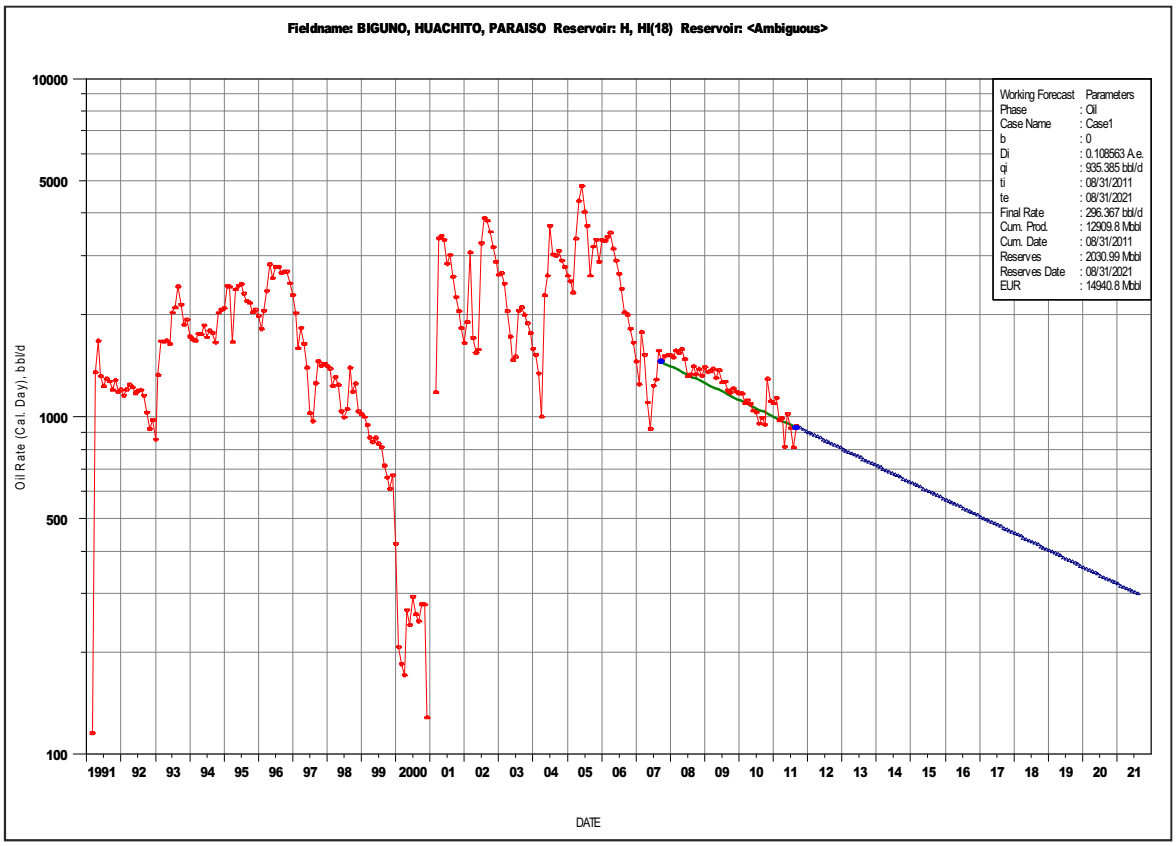
2.4 ANÁLISIS DE DECLINACIÓN

2.4.1 HOLLÍN INFERIOR

El análisis de declinación se ha realizado considerando un comportamiento exponencial debido a la etapa avanzada de producción de este yacimiento, estimándose es 10,86%.

Se calcula en 2,028 millones de barriles de petróleo las reservas remanentes que se pueden recuperar en las condiciones actuales y en un tiempo de 10 años, con una recuperación final de 14,94 $MMBbl$.

FIGURA 2.1 DECLINATORIA EXPONENCIAL DEL RESERVORIO HOLLÍN INFERIOR PBH



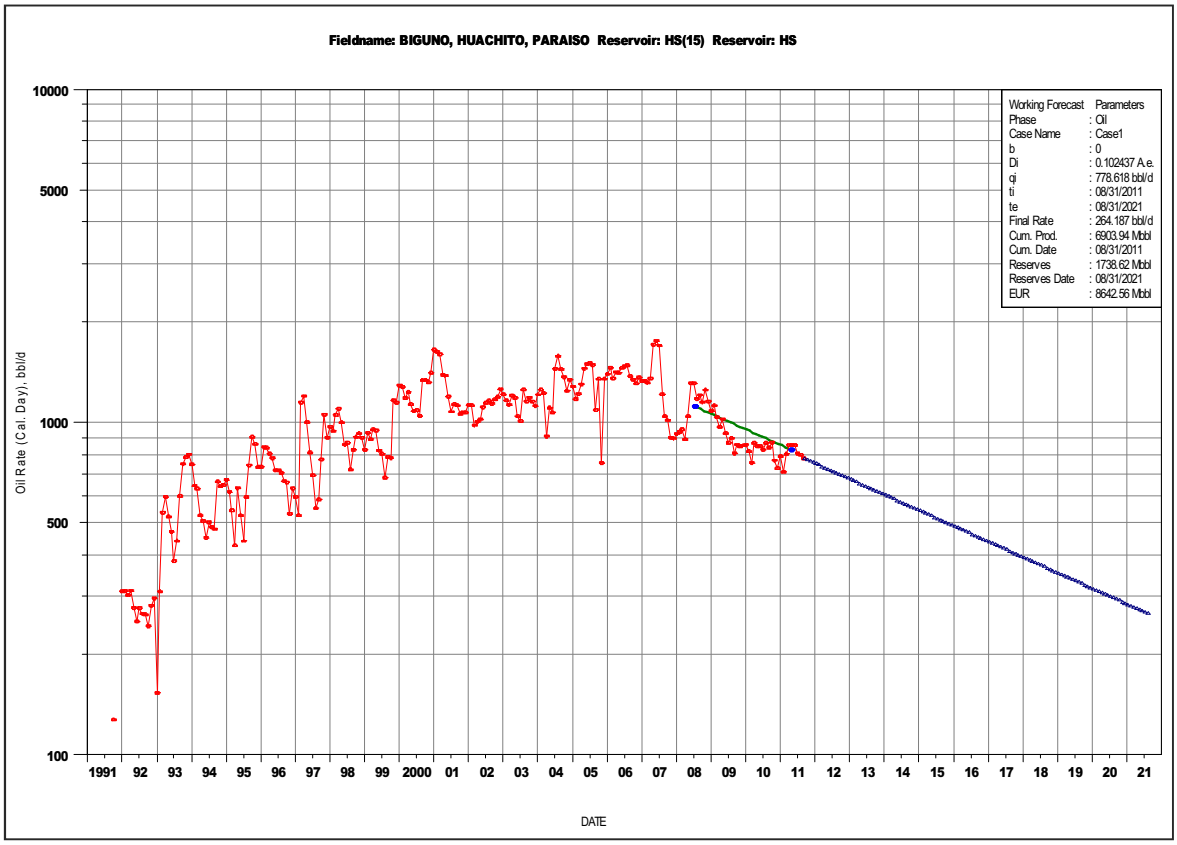
Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

2.4.2 HOLLÍN SUPERIOR

El análisis de declinación se ha realizado considerando un comportamiento exponencial tratando de ser conservador en la estimación, la declinación se estima en 10,24 % anual.

Se calcula en 1,738 millones de barriles de petróleo las reservas remanentes que se pueden recuperar en las condiciones actuales y en un tiempo de 10 años, con una recuperación final de 8,642 $MMBbl$.

FIGURA 2.2 DECLINATORIA EXPONENCIAL RESERVORIO HOLLÍN SUPERIOR PBH



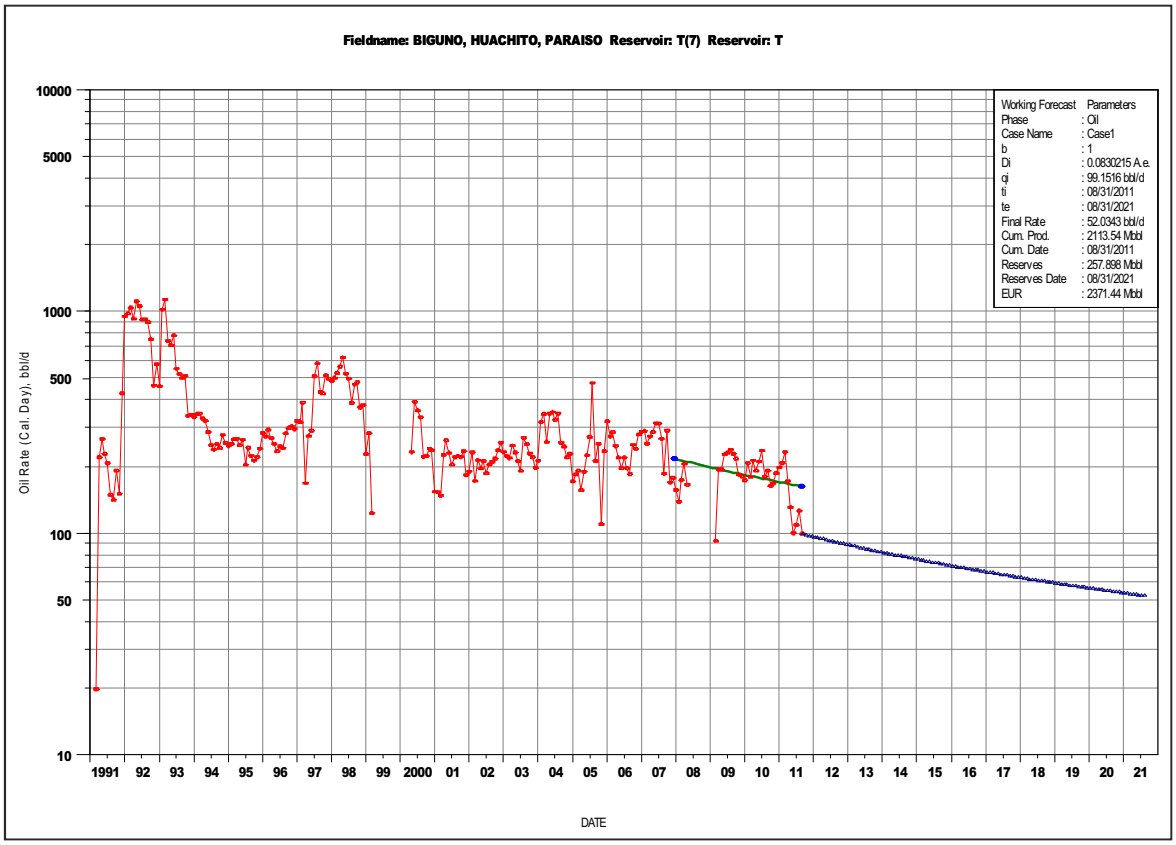
Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

2.4.3 ARENA T

El análisis de declinación se ha realizado considerando un comportamiento exponencial, y se estima en 8,47 % anual.

Se calcula en 0,257 millones de barriles de petróleo las reservas remanentes que se pueden recuperar en las condiciones actuales y en un tiempo de 10 años, con una recuperación final de 2,37 $MMBbl$.

FIGURA 2.3 DECLINATORIA EXPONENCIAL RESERVORIO ARENA T PBH



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

2.4.4 BASAL TENA

Actualmente no se produce de este reservorio.

2.4.5 ARENA U

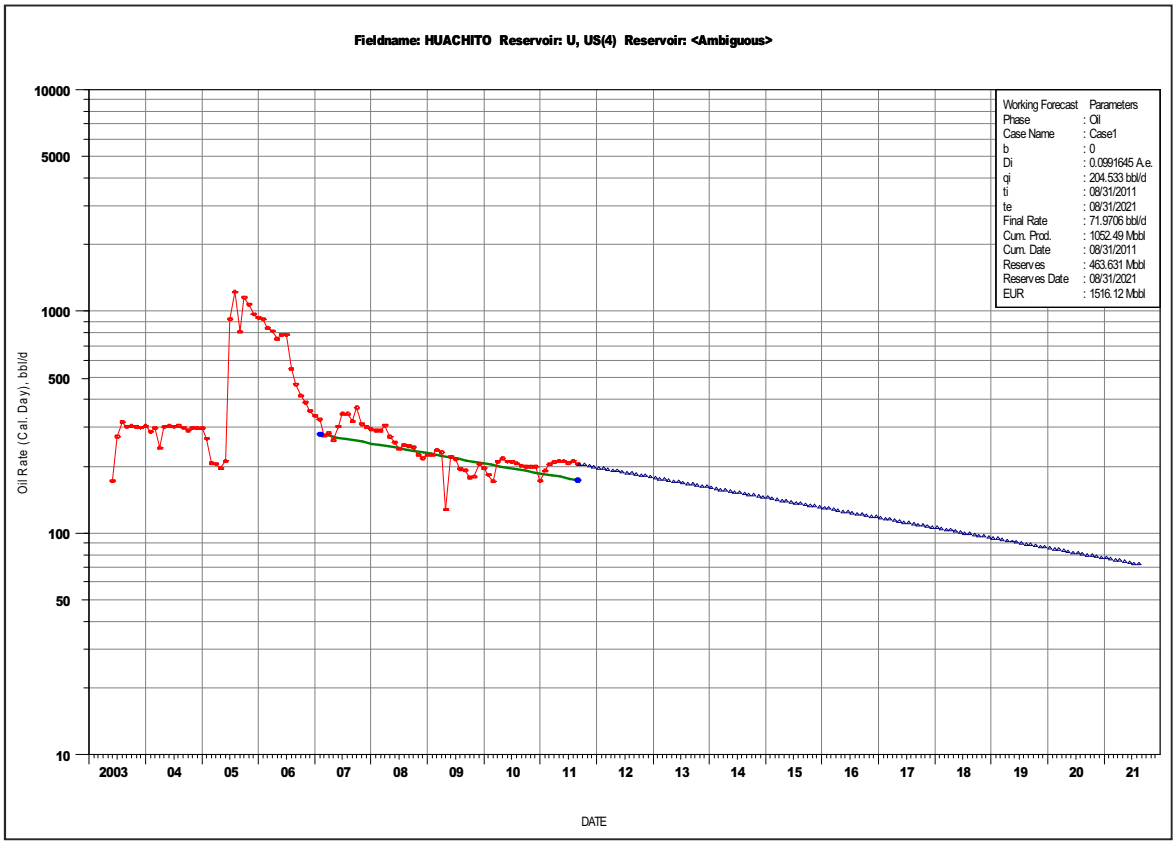
La arena U se halla en los campos Paraíso, Huachito y Biguno, sin embargo, su comportamiento de producción en el 2010, es diferente en cada uno de ellos, así como, por sus características geológicas, por esta razón se ha extendido un análisis de declinación de esta arena para cada área en particular.

2.4.5.1 Arena U Huachito

El análisis de declinación se ha realizado considerando un comportamiento exponencial por la etapa de producción del área y se estima una declinación del 9,91 % anual.

Se calcula en 0,463 millones de barriles de petróleo las reservas remanentes que se pueden recuperar en las condiciones actuales y en un tiempo de 10 años, con una recuperación final de 1,51 $MMBbl$.

FIGURA 2.4 DECLINATORIA EXPONENCIAL RESERVORIO ARENA U HUACHITO



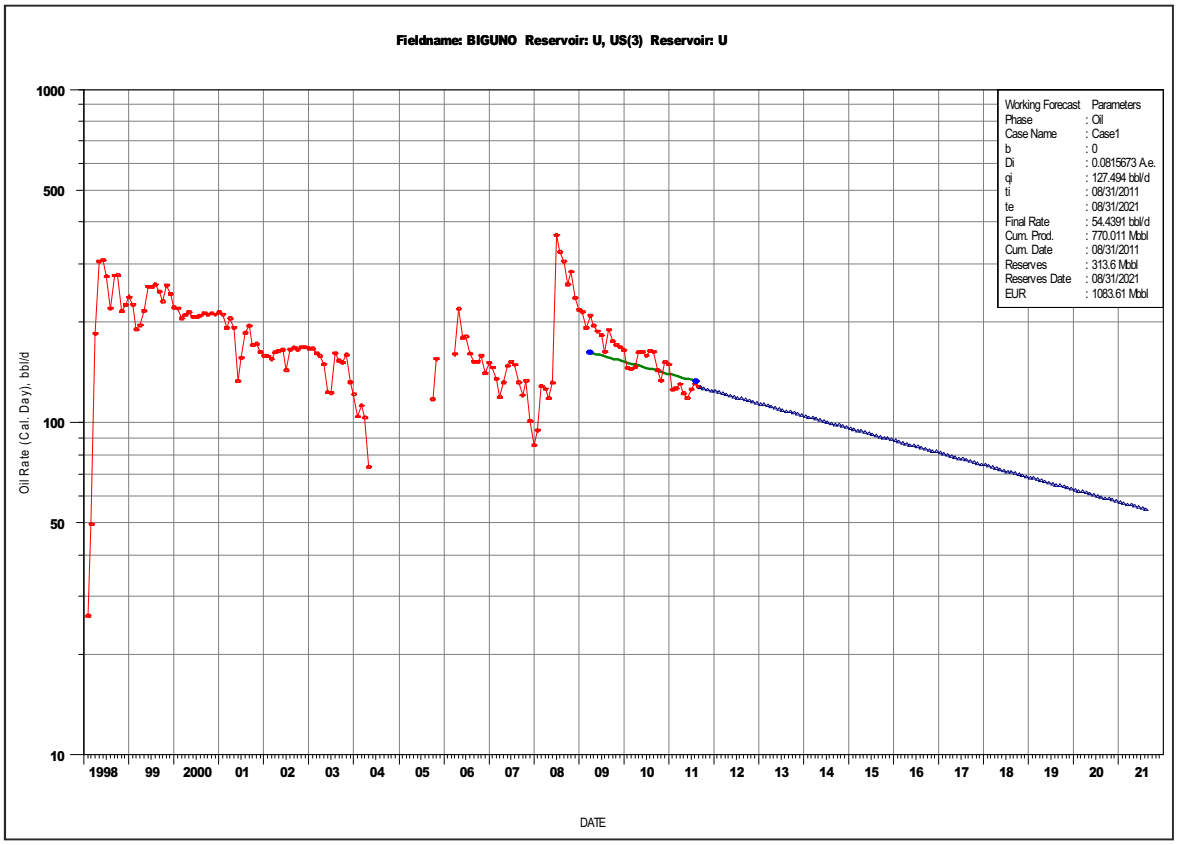
Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

2.4.5.2 Arena U Biguno

El análisis de declinación se ha realizado considerando un comportamiento exponencial por la etapa de producción del área y se estima una declinación del 8,1 % anual.

Se calcula en 0,314 millones de barriles de petróleo las reservas remanentes que se pueden recuperar en las condiciones actuales y en un tiempo de 10 años, con una recuperación final de 1,084 $MMBbl$.

FIGURA 2.5 DECLINATORIA EXPONENCIAL RESERVORIO ARENA U BIGUNO



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

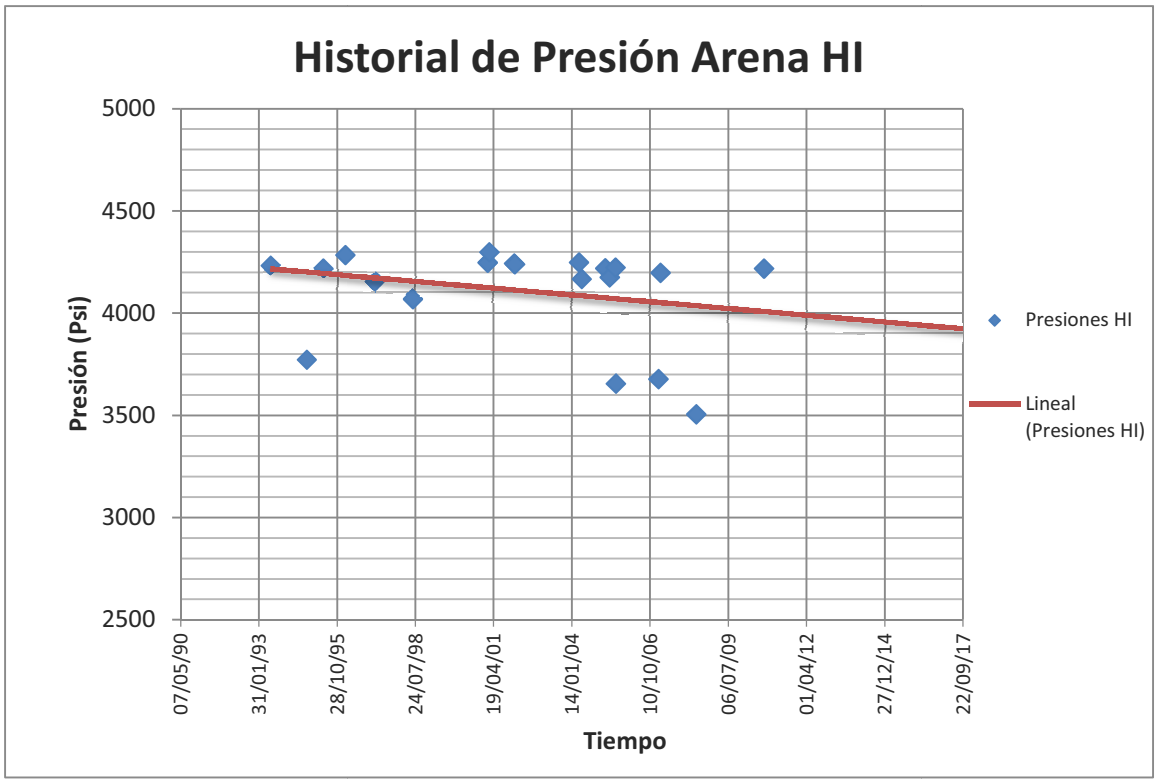
2.5 HISTORIAL DE PRESIÓN POR YACIMIENTO

En el ANEXO 2.2 muestra el historial de presión de los yacimientos de los campos Paraíso, Biguno y Huachito.

2.5.1 HOLLÍN INFERIOR

Este yacimiento se caracteriza por la presencia de un acuífero activo y el mismo se refleja por la producción de agua y el mantenimiento de la presión del reservorio.

GRÁFICA 2.1 PRESIÓN DE YACIMIENTO VS TIEMPO PARA EL CAMPO PBH - ARENA HOLLÍN INFERIOR



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Inicialmente se estimó una presión de 4233 Psi y a Julio de 2011 luego de haber producido 12,84 millones de barriles de petróleo se estiman una presión de reservorio promedio de 3980 Psi.

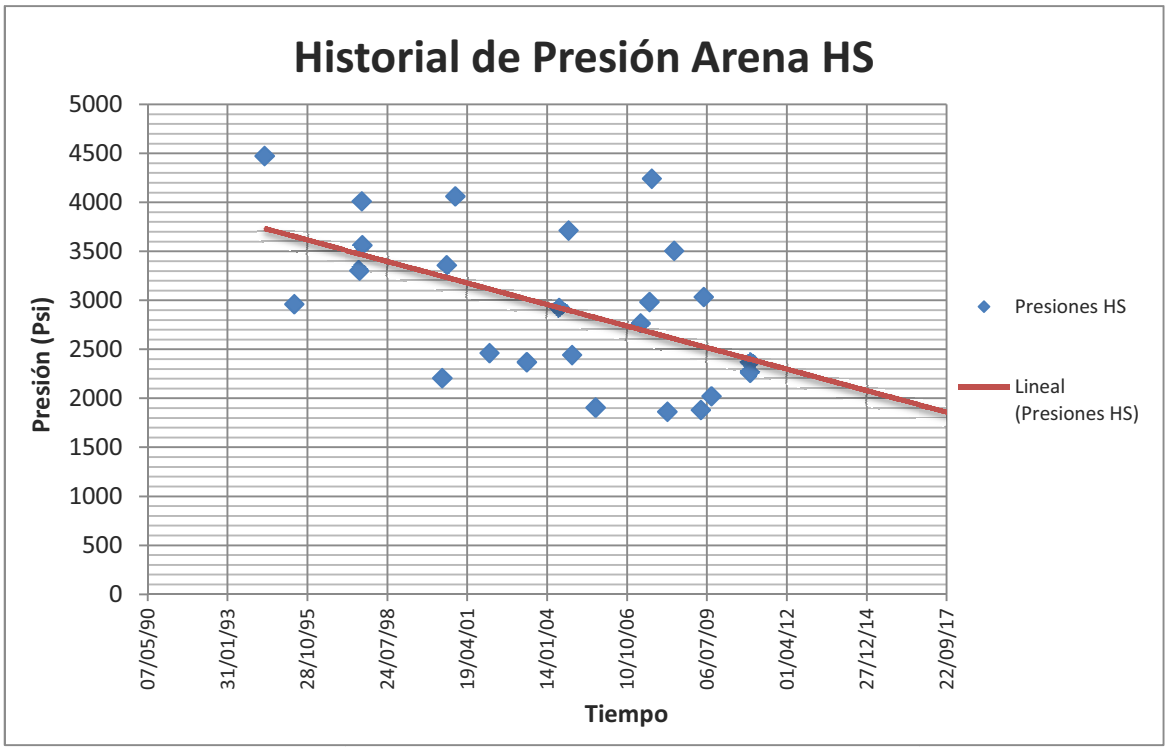
2.5.2 HOLLÍN SUPERIOR

Este yacimiento no está sometido a un empuje hidrostático activo, y se encuentra separado de Hollín Inferior por una arcilla de espesor variable, que en algunas áreas del campo se adelgaza o desaparece dando lugar a la comunicación hidráulica con Hollín Inferior.

Lo anterior da lugar al avance del agua desde Hollín Inferior hacia el cuerpo superior, con el resultado de un ligero soporte de presión que no impide la caída de presión del reservorio.

La presión media del reservorio se estima en 2300 Psi.

GRÁFICA 2.2 PRESIÓN DE YACIMIENTO VS TIEMPO PARA EL CAMPO PBH - ARENA HOLLÍN SUPERIOR



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

2.5.3 CALIZA B

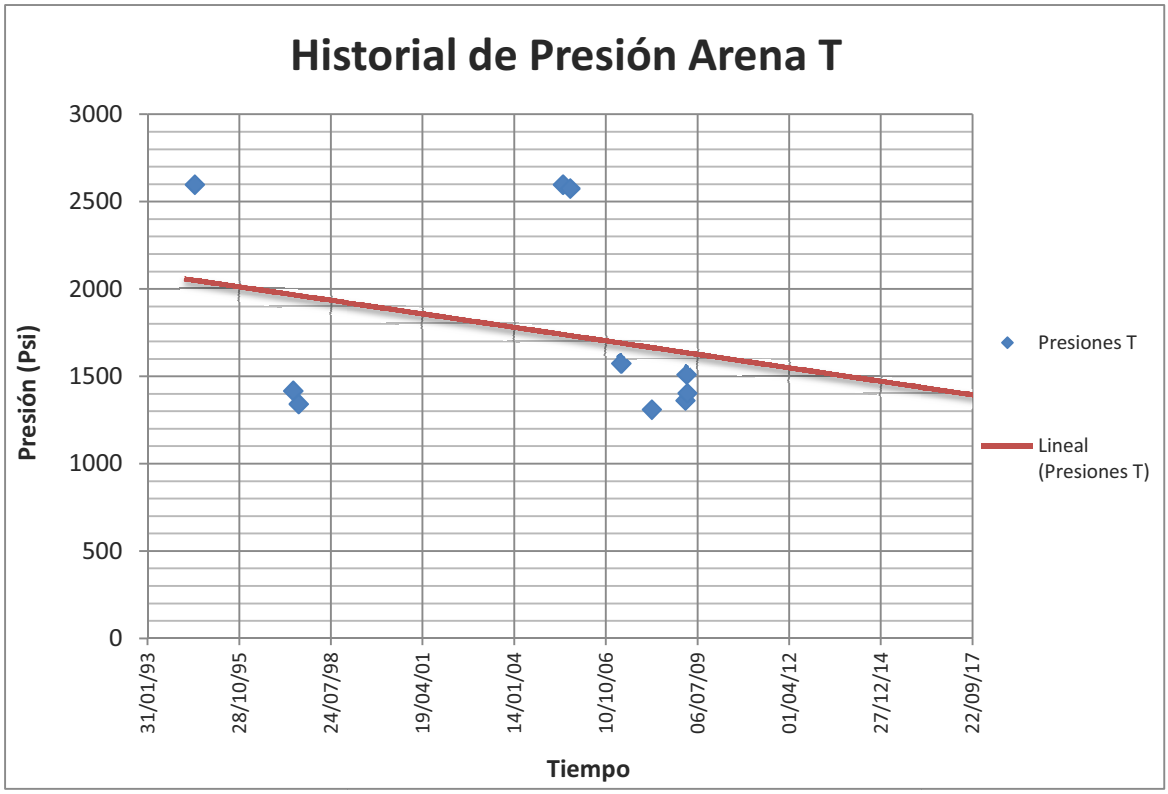
Este yacimiento no se encuentra en producción. Históricamente produjo en el pozo BIG-01. La última información de presiones fue de Diciembre de 1997, habiéndose medido una presión de 3857 Psi.

2.5.4 ARENA T

Este reservorio es de extensión limitada con características estratigráficas, por lo que se le considera un reservorio marginal.

A Julio de 2011, la producción proviene únicamente del pozo PRS-08, el cual produce en forma limitada por su bajo aporte.

GRÁFICA 2.3 PRESIÓN DE YACIMIENTO VS TIEMPO PARA EL CAMPO PBH - ARENA T



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

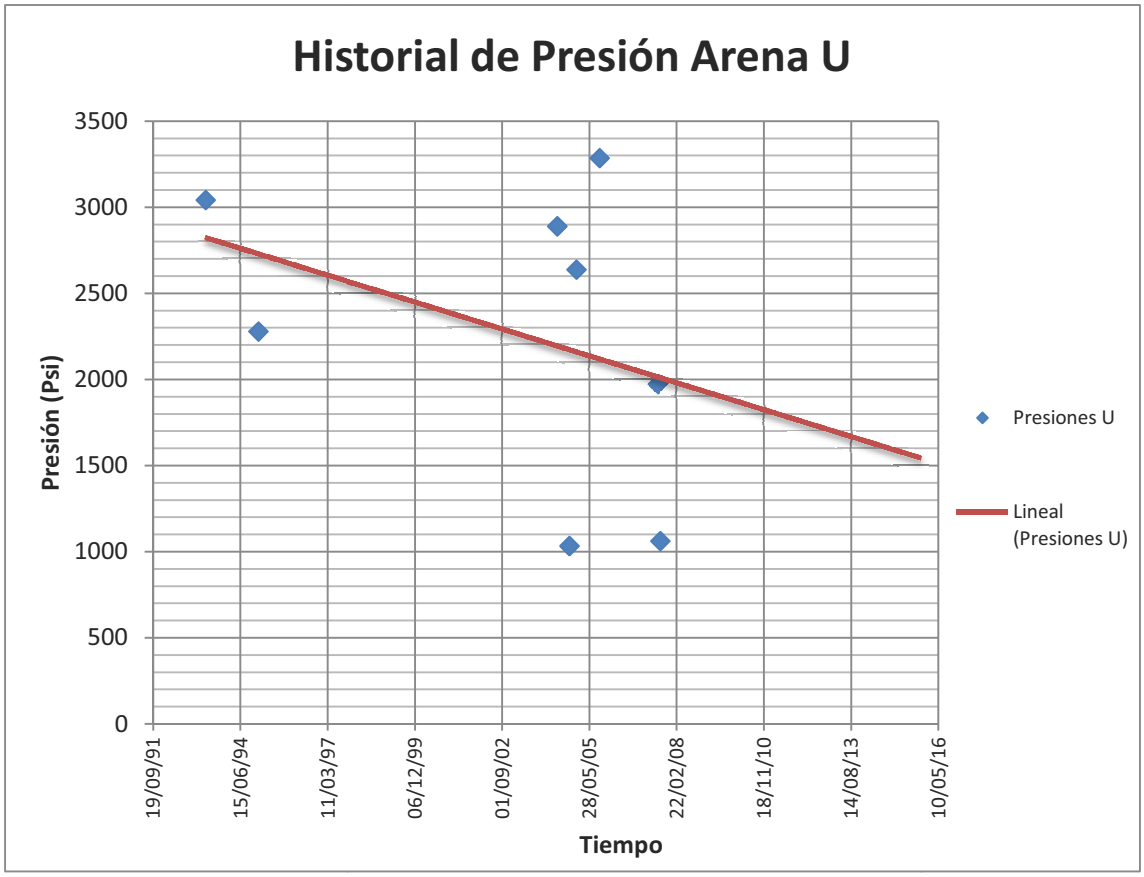
2.5.5 ARENA U

Este yacimiento también tiene características limitadas y se encuentra en un área pequeña del campo Paraíso. El mayor aporte histórico de producción es proveniente del pozo PRS-03, pozo que actualmente no produce de este yacimiento.

En esta arena se revaluó la presión inicial, para esto se tomó como referencia una medición de presión realizada en el pozo PRS-22 en Septiembre del 2005 y que fue de 3043 Psi. A partir de este valor se reanalizó también la historia de presión estimándose en 1800 Psi, luego de haberse producido 3,24 millones de barriles de petróleo.

En la zona de Biguno y Huachito se calculó una presión inicial de 3532 Psi, sustentada en una medición realizada en el pozo HUA-01. Posteriormente, en Febrero del 2007 se midió una presión de 2005 Psi que ha permitido estimar una presión promedia de yacimiento para Biguno y Huachito de 2300 Psi.

GRÁFICA 2.4 PRESIÓN DE YACIMIENTO VS TIEMPO PARA EL CAMPO PBH - ARENA U



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

2.5.6 ARENA BASAL TENA

Este yacimiento también tiene características limitadas y se encuentra en un área pequeña del campo. Actualmente ningún pozo produce de este reservorio.

2.6 FACILIDADES DE SUPERFICIE

Los campos Paraíso, Biguno y Huachito cuentan con la estación de producción Paraíso, que está ubicada a 10 km de la ciudad Francisco de Orellana.

La estación Paraíso es una planta en la cual se trata (deshidrata y desgasifica) el crudo proveniente de los distintos pozos productores de los campos Paraíso, Biguno y Huachito. El petróleo ya tratado es enviado a la estación Sacha central.

El agua producida es re-inyectada en las formaciones Tiyuyacu y Orteguaza. La estación maneja actualmente 2980,33 $BFPD$.

La estación Paraíso consiste de los siguientes equipos:

2.6.1 SISTEMA POWER OIL

El sistema de fluido motriz (power oil) consta de dos bombas centrífugas de 8000 y 6000 Bbl de capacidad de bombeo cada una, las cuales alimentan de fluido motriz a todos los pozos con método de levantamiento hidráulico. Adicional se tiene como respaldo 3 bombas de desplazamiento positivo (quintuplex) que funcionan con motores de combustión interna.

2.6.2 SEPARADORES DE PRODUCCIÓN Y PRUEBA

La estación cuenta con cuatro separadores horizontales bifásicos, un separador de prueba con una capacidad de proceso de 4000 $BFPD$, tres separadores de producción con capacidades de proceso de 8000 $BFPD$ cada uno.

2.6.3 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE EMULSIONES Y ALMACENAMIENTO

Las facilidades para tratamiento de emulsiones están compuestas por un tanque de lavado de 12254 Bbl de capacidad el mismo que trabaja con un nivel operativo de 8 pulgadas de agua de formación para romper emulsiones, el agua mantiene una temperatura de 80 $°F$.

El crudo una vez deshidratado se lo envía hacia cualquiera de los dos tanques: de almacenamiento y de oleoducto que tienen una capacidad de 11888 Bbl y 12715 Bbl respectivamente, el primero es para tener un tiempo mayor de residencia y poder deshidratar mejor el crudo que a su vez sirve como fluido motriz para la inyección en los pozos con levantamiento hidráulico, y el segundo para almacenar y transferir el petróleo hacia la estación Sacha central, una vez que se ha contabilizado en la unidad LACT.

Adicional al proceso de deshidratación, el fluido es tratado químicamente desde el fondo de los pozos con demulsificante de acción continua.

2.6.4 TRATAMIENTO DE AGUA PARA REINYECCIÓN

La reinyección de agua se la realiza al pozo PRS-13, mediante una bomba centrífuga eléctrica horizontal (HPS).

2.6.5 SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

El sistema de generación de energía está centralizado en la plataforma PRS-12, cuenta con tres moto-generadores, los mismos que sirven para energizar equipos de la estación.

La estación Paraíso cuenta con dos generadores auxiliares que sirven para facilidades, unidades power-oil (bombas quintuplex) y transferencia de crudo.

Actualmente todo el sistema de generación anteriormente descrito funciona como respaldo, puesto que con la implementación del sistema de transporte eléctrico, la energía es proporcionada por el sistema de generación del campo MDC.

La energía de MDC a Paraíso es trasportada por una línea eléctrica a 13,4 Mw, luego el sistema está constituido por subestaciones que constan de transformadores elevadores, transformadores reductores y cables de potencia para alimentar de energía al campo Paraíso.

2.6.6 SISTEMA DE BOMBEO Y TRANSPORTE DE CRUDO Y FISCALIZACIÓN

Actualmente se cuenta con dos bombas de transferencia de pistón Worthintong de desplazamiento positivo, cada una con capacidad nominal de bombeo de 240 barriles por día. El crudo bombeado es transportado hacia la estación Sacha central mediante un oleoducto de 8 pulgadas.

La fiscalización del petróleo bombeado se realiza diariamente mediante el computador de flujo (OMNI) basado en microprocesadores, diseñado para monitorear y controlar continuamente el flujo de petróleo, la temperatura, la presión y los pulsos de cada uno de los dos medidores. De igual forma, el equipo permite realizar cálculos ingresando los datos de API y BSW de las pruebas de

laboratorio permitiendo diariamente obtener un reporte final de la cantidad de barriles despachados con buena exactitud.

2.6.7 SISTEMA CONTRA INCENDIO

La estación cuenta con un sistema contra incendio presurizado, el cual está conformado por dos bombas centrífugas con motor eléctrico y una con motor de combustión a diesel, las mismas que toman el agua del tanque de 1500 Bbl de capacidad.

2.6.8 SISTEMAS ADICIONALES AUXILIARES

La estación cuenta además con un sistema de compresión de aire el cual sirve para alimentar todo el sistema de instrumentación de control neumático, una red de distribución de agua de utilidades y agua de consumo alrededor de toda la estación.

Finalmente la estación tiene una red de tuberías de drenaje de 4 pulgadas que abarca todo el proceso y direcciona los fluidos de muestreo hacia el sumidero y este a su vez cuenta con una bomba centrífuga que permite enviar todos los fluidos nuevamente al proceso formando así un circuito cerrado.

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN Y FUNDAMENTOS DEL MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES

3.1 RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

La explotación de un yacimiento de petróleo ocurre básicamente en tres etapas. En la primera, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto de gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el yacimiento.

Durante la vida productiva del yacimiento la presión declinará y es entonces cuando se requiere aplicar recuperación secundaria, que es la segunda etapa, y que consiste en la inyección de agua o gas para compensar la pérdida de presión y la ayuda mediante bombas para extraer el petróleo.

En estas dos primeras etapas se logra recuperar un promedio aproximado de 25% a 30% del petróleo original en sitio (POES), quedando el resto atrapado en los poros de la estructura del reservorio debido a fuerzas viscosas y capilares, además de la presencia de fracturas naturales o regiones de alta permeabilidad causantes de que el agua inyectada fluya a través de canales potenciales de menor resistencia y dejando cantidades importantes de crudo atrapado en la formación.

Al paso del tiempo por más agua o gas que se inyecte y aunque se usen avanzados sistemas de bombeo ya no se recupera más petróleo y la declinación comienza, en este punto debe aplicarse recuperación terciaria o mejorada, tercera etapa, la cual tiene varios métodos entre los que se encuentran el uso de químicos como los polímeros y surfactantes, térmicos, microbiales, eléctricos, vibracionales, entre otros.

Los fluidos inyectados y los procesos de inyección complementan la energía natural presente en el yacimiento para desplazar el petróleo hacia un pozo

productor. Además, los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca/fluido debido a mecanismos físicos y químicos, a fin de crear condiciones favorables para la recuperación del petróleo.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES

3.2.1 INTRODUCCIÓN

A partir de la década de 1930, informes de operadores de campos petroleros mostraban que la producción de petróleo aumentó después de terremotos o sismos en la cercanía de los pozos. Numerosos estudios de laboratorio efectuados por investigadores rusos desde la década de 1970, han confirmado que las ondas acústicas de baja frecuencia tienen un efecto positivo en la movilidad del petróleo.

Los estudios rusos de campos petroleros durante la década de 1990 utilizando vibradores superficiales, diseñados para exploración sísmica, encontraron que las ondas sísmicas provocaron una mayor producción de petróleo en los reservorios de poca profundidad. Beresnev y Johnson (1994) ofrecen una revisión excelente de la investigación temprana en esta área, la mayor parte de la cual tuvo lugar en Rusia.

La mayoría de estas observaciones, sin embargo, son de poca utilidad en análisis cuantitativos debido a la escasez de datos y la complejidad de los fenómenos involucrados. Por ejemplo, los efectos de un terremoto en un reservorio de petróleo podrían haber sido causados no sólo por las vibraciones elásticas, sino también por fracturamiento, subsidencia, o la compresión de las rocas circundantes.

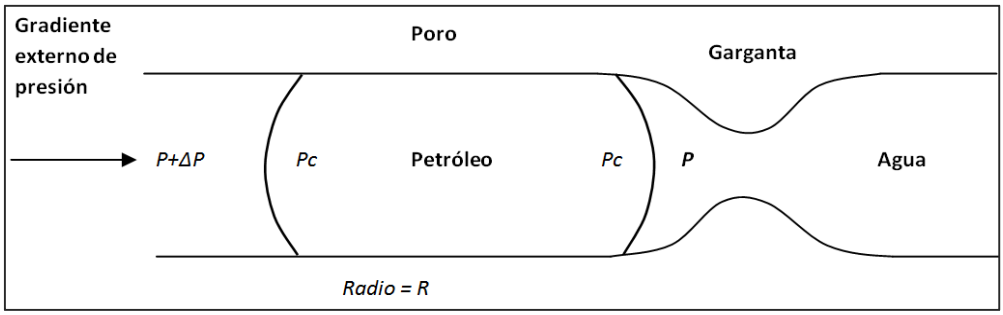
Existen varios mecanismos que se cree son responsables de los efectos observados de las vibraciones en la filtración de fluidos en medios porosos, que operan en diferentes rangos de frecuencias. El efecto de las ondas de alta frecuencia es delimitado para distancias cortas a la fuente, debido a la alta absorción por parte del medio poroso; por otro lado, basado en la evidencia

publicada y el trabajo teórico existente, se puede concluir que, en rangos de baja frecuencia, los mecanismos importantes que rigen el incremento de flujo son la reología de flujo no lineal y los efectos capilares.

Otro posible mecanismo que puede jugar un papel importante en la estimulación del flujo dentro del rango de baja frecuencia es el movimiento poroelástico, que refleja los cambios volumétricos en los poros en respuesta al esfuerzo y a la presión de los poros, debido a la elasticidad del sólido.

Sin embargo, el mecanismo físico más aceptado en operaciones de inyección de agua es el entrampamiento capilar de las gotas de petróleo. El cual describe que el petróleo residual es atrapado debido a las fuerzas capilares, que impiden el movimiento libre de un fluido no-humectante. Un gradiente de presión externo finito, que supera el umbral de la barrera capilar, necesita ser aplicado para atravesar la garganta poral, este mecanismo se presenta en la figura 3.1.

FIGURA 3.1 MECANISMO DE ENTRAMPAMIENTO CAPILAR DE LAS GOTAS DE PETRÓLEO



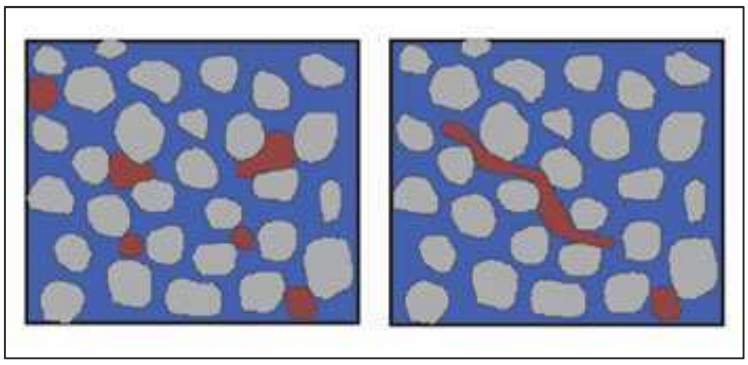
Fuente: Capillary-physics Mechanism of Elastic-wave Movilization of Residual Oil, Igor A. Beresnev.

La aplicación de vibraciones es equivalente a la adición de un gradiente de presión oscilatorio en los capilares. Cuando este gradiente extra actúa a lo largo de la garganta y el umbral es superado, instantáneamente el movimiento de la gota se produce y por lo menos uno de los extremos puede moverse a través de las paredes del poro, mientras que, cuando la vibración cambia de dirección, la gota sólo se mueve parcialmente hacia atrás; esto es debido a la dilatación y contracción que sufre el medio elástico por el paso de una onda.

3.2.2 CAMBIOS FÍSICOS EN EL RESERVORIO PRODUCIDOS POR LOS ESTÍMULOS VIBRACIONALES

En reservorios subsaturados las fases de agua y petróleo están mezcladas entre sí y dispersas dentro de cada fase. El atributo importante de las permeabilidades relativas entre fases, que gobierna el factor de producción de petróleo, es la existencia de una saturación de petróleo residual, S_{or}, en el cual el petróleo es inmóvil. A bajas saturaciones de petróleo, el petróleo se separa en gotas aisladas (fase insular). Como resultado, la producción de petróleo de un estrato humectado al agua exhibe un límite físico igual a S_{or}.

FIGURA 3.2 COALESCENCIA DE LAS GOTAS DE PETRÓLEO



Fuente: Seismic Stimulation for Enhaced Oil Recovery, Steven R. Pride.

Con los estímulos vibracionales en el fondo del pozo durante una inyección de agua, se generan ondas de baja frecuencia que viajan a través de la formación. Estas ondas proporcionan un gradiente de presión adicional que permite superar las fuerzas capilares en las gargantas porales, induciendo la coalescencia de gotas de petróleo. Así, como se muestra esquemáticamente en la figura 3.2, las corrientes continuas de petróleo son capaces de fluir, incrementando así la movilidad de petróleo.

Los estímulos vibracionales pueden cambiar la permeabilidad de fase, incrementando la movilidad de petróleo; los campos de ondas elásticas pueden considerablemente reducir la influencia de las fuerzas capilares en la producción de petróleo, resultando en un incremento del caudal de producción a través del medio poroso. Esto es debido a que la vibración de las paredes del poro reduce la adherencia del fluido. Las vibraciones destruyen las películas de material

geológico absorbido por las paredes del poro, de este modo se incrementa la sección efectiva de los poros. Resultando en el incremento de la permeabilidad de fase, lo que producirá la disminución de la saturación residual de petróleo y por consiguiente la reducción de la saturación de agua irreductible, S_{wirr}.

Las ondas elásticas, además, pueden disminuir la viscosidad debido a que la energía de las ondas es absorbida por la formación. Esta es una característica principalmente de las ondas de alta frecuencia; este tipo de ondas son usadas para remover el daño del pozo formado por escalas y precipitantes, sin embargo, el efecto producido en este caso es la destrucción mecánica de los alrededores del pozo, y no tiene nada que ver con el incremento de la movilidad de petróleo.

3.3 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS

3.3.1 ESFUERZO O STRESS

El esfuerzo es la relación entre la fuerza y el área sobre la que actúa, cuando dicha área se aproxima a cero.

$$\sigma = \frac{F}{A} \qquad Ec.(3.1)$$

Donde:

σ = esfuerzo o stress, $Psia$.

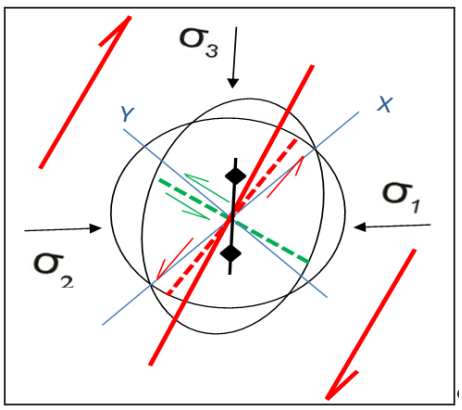
A = área del material sobre la cual se aplica la fuerza, $inch^2$.

F = fuerza aplicada, lbf.

Por lo tanto, el esfuerzo tendrá las mismas unidades de presión, excepto que la presión se refiere a la fuerza transmitida a través de un fluido.

El estado de esfuerzos principales en un punto se describe por la magnitud y orientación de los esfuerzos principales en el punto, conociendo la medida, forma y orientación de la elipse de esfuerzos.

FIGURA 3.3 ELIPSOIDE DE DEFORMACIÓN POR EL ESFUERZO RESULTANTE



Fuente: Petrophysics, Djebbar Tiab.

3.3.1.1 Ley del esfuerzo efectivo

El esfuerzo efectivo dentro de la roca reservorio es igual al esfuerzo total menos la presión de poro. Dentro de la roca, se encuentra actuando el esfuerzo total, σ, y la presión del poro, p_p. El esfuerzo total puede ser visualizado como el peso de la columna de roca, los componentes del peso son la roca con los poros libres de fluido y el peso del fluido que llena los espacios porosos.

$$\sigma' = \sigma - p_p \qquad Ec.(3.2)$$

Donde:

σ' = esfuerzo efectivo, Psi.

σ = esfuerzo total, Psi.

p_p = presión del poro, Psi.

Se puede distinguir entre el esfuerzo vertical total, σ_v, y el esfuerzo horizontal total σ_h, que son muy diferentes debido a la tectónica y a la historia de esfuerzos geológicos.

3.3.2 STRAIN O DEFORMACIÓN

El grado de deformación de un material se expresa usualmente como un cociente entre la longitud deformada sobre la longitud sin deformar.

$$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L} \qquad Ec.(3.3)$$

Donde:

ε = strain o deformación, $adimensional$.

ΔL = longitud deformada, ft.

L = longitud sin deformar, ft.

3.3.3 RELACIÓN DE POISSON

La relación de Poisson se define como la relación entre la variación de la deformación radial y la variación de la deformación axial, que tiene la misma dirección en que es aplicado el esfuerzo. La ecuación 3.4, describe la relación de Poisson para un material:

$$\upsilon = \frac{\epsilon_{radial}}{\epsilon_{axial}} = \frac{\left(\frac{\Delta d}{d_o}\right)}{\left(\frac{\Delta L}{L_o}\right)} \qquad Ec.(3.4)$$

Donde:

ϵ_{radial} = deformación radial, $adimensional$.

ϵ_{axial} = deformación axial, $adimensional$.

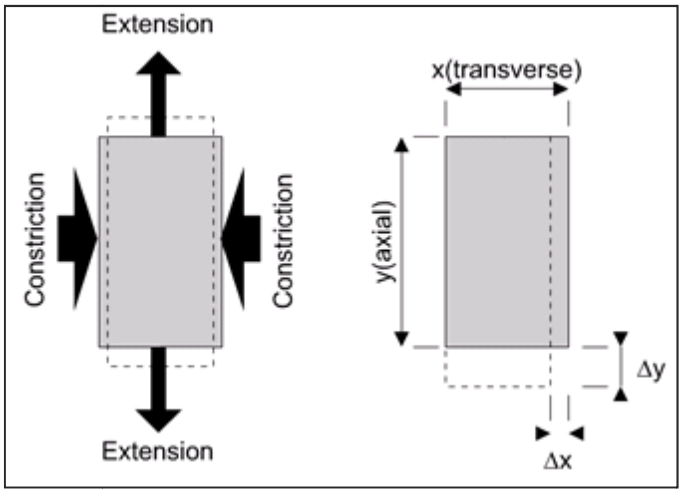
Δd =variación de la distancia radial, ft.

d_o = distancia inicial, ft.

ΔL = variación de la longitud axial, ft.

L_o = longitud inicial, ft.

FIGURA 3.4 DESCRIPCIÓN DE LA RELACIÓN DE POISSON EN UN MATERIAL



Fuente: Handbook of Geophysical Exploration, Vol 18; Physical Properties of Rocks.

3.3.4 MÓDULO ELÁSTICO DE YOUNG

Es la relación entre esfuerzo unitario y la deformación longitudinal unitaria, este parámetro caracteriza el comportamiento de un material elástico, según la dirección en la que se aplica la fuerza.

$$E = \frac{F/A}{\Delta L/L} \qquad Ec.(3.5)$$

Donde:

E = módulo de Young, $Psia$.

F = fuerza aplicada, lbf.

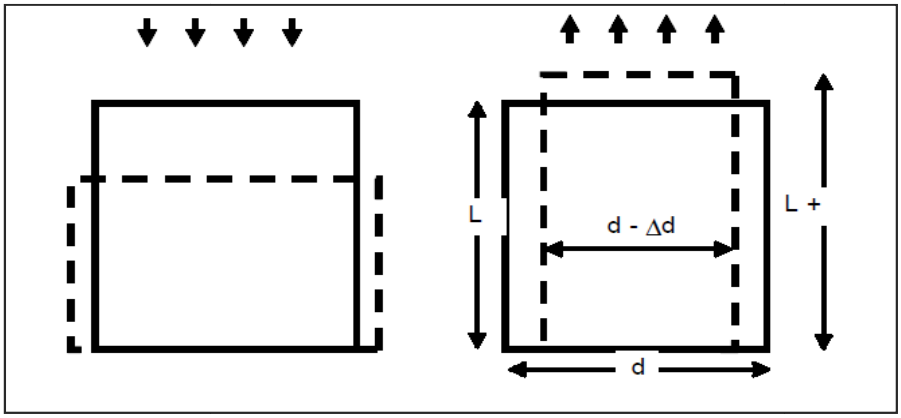
A = área donde se aplica la fuerza, $inch^2$.

ΔL = cambio de longitud, $inch$.

L = longitud inicial de la muestra, $inch$.

Para un material elástico lineal, en nuestro caso la roca reservorio, el módulo de Young es una constante.

FIGURA 3.5 DESCRIPCIÓN DEL MÓDULO ELÁSTICO DE YOUNG

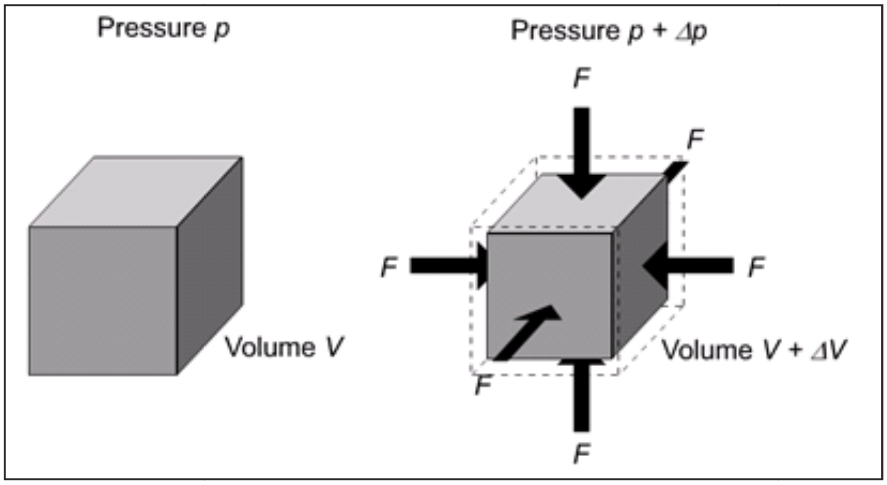


Fuente: Handbook of Geophysical Exploration, Vol 18; Physical Properties of Rocks.

3.3.5 MÓDULO DE BULK

El módulo de compresibilidad, K_B, es la relación entre la presión hidrostática y el cambio de volumen unitario de un material; mide su resistencia a la compresión uniforme y, por tanto, indica el aumento de presión para causar una disminución unitaria de volumen.

FIGURA 3.6 DESCRIPCIÓN DEL MÓDULO DE BULK



Fuente: Handbook of Geophysical Exploration, Vol 18; Physical Properties of Rocks.

El módulo de compresibilidad se define según la ecuación:

$$K_B = -\frac{\Delta p}{\Delta V/V} = -V\frac{\Delta p}{\Delta V} \qquad Ec.(3.6)$$

Donde:

Δp = cambio de la presión, $Psia$.

ΔV = cambio de volumen, ft^3.

V = volumen inicial de la muestra, ft^3.

El inverso del módulo de compresibilidad indica la compresibilidad de un material.

Otra ecuación para el módulo de compresión, que relaciona las constantes elásticas es:

$$K_B = \frac{E}{3(1-2v)} \qquad Ec.(3.7)$$

Donde:

K_B = módulo de bulk, $Psia$.

E = módulo de Young, $Psia$.

v = relación de Poisson, $adimensional$.

3.3.6 MÓDULO DE CORTE

Es la relación entre el esfuerzo transversal unitario y el desplazamiento relativo de los planos de deslizamiento; es una constante elástica que caracteriza el cambio de forma que experimenta un material elástico cuando se aplican esfuerzos transversales.

La expresión que lo define está dada por:

$$G = \frac{F/A}{\theta} \qquad Ec.(3.8)$$

Donde:

G = módulo de corte, $Psia$.

F = fuerza aplicada, lbf.

A = área donde se aplica la fuerza, $inch^2$.

θ = ángulo de deformación, rad.

Para un material isótropo elástico lineal el módulo de elasticidad transversal está relacionado con el módulo de Young y el coeficiente de Poisson mediante la relación:

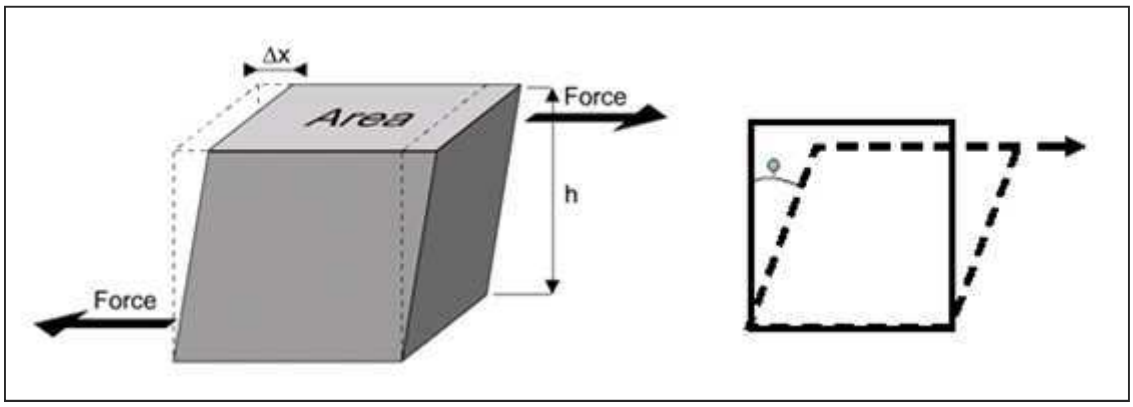
$$G = \frac{E}{2(1+\upsilon)} \qquad Ec.(3.9)$$

Donde:

E = es el módulo de elasticidad longitudinal o módulo de Young, $Psia$.

υ = es el coeficiente de Poisson, $adimensional$.

FIGURA 3.7 DESCRIPCIÓN DEL MÓDULO DE CORTE



Fuente: Handbook of Geophysical Exploration, Vol 18; Physical Properties of Rocks.

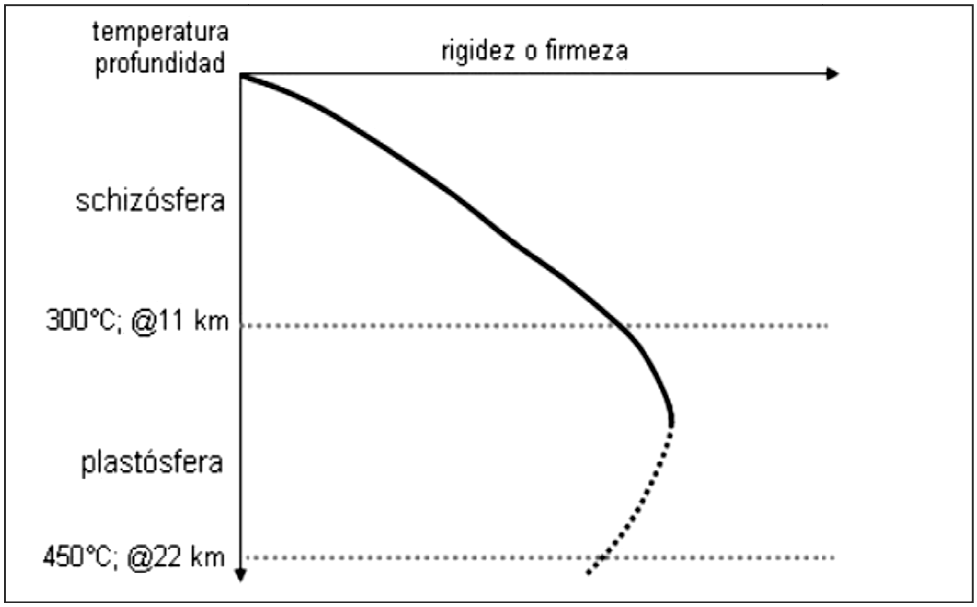
3.4 PROPIEDADES ELÁSTICAS DEL MEDIO POROSO

El medio poroso puede ser caracterizado como elástico hasta el punto de fractura. Los materiales geológicos con la profundidad se convierten en más compactos debido a la presión litostática, por lo tanto, resulta en un incremento del esfuerzo y un incremento en la velocidad de propagación de las ondas elásticas. Además, se puede comprender que cualquier factor que afecta la densidad del material como puede ser la porosidad, fracturamiento, tipo de fluido contenido en los intersticios etc., trae un cambio en la velocidad de propagación; estas características cambian el esfuerzo y la elasticidad del medio.

La energía sísmica liberada en un terremoto y las ondas propagándose en el medio generan las deformaciones.

La litosfera se puede dividir en dos regiones: la superior denominada Schizósfera, cuyo comportamiento es elástico, y la región inferior o Plastósfera, la cual tiene un comportamiento dúctil o plástico y tiende más a fluir que a fracturarse. La figura 3.8 presenta estas dos regiones.

FIGURA 3.8 CAMBIOS DE LA RIGIDEZ A PROFUNDIDAD EN LA LITÓSFERA



Fuente: Propiedades Elásticas de las Rocas, Canoba Carlos.

Se debe entender por firmeza o rigidez de los materiales al esfuerzo necesario que se requiere para producir una deformación permanente de manera significativa.

3.5 PROPAGACIÓN DE ONDAS EN EL MEDIO POROSO

Los medios porosos saturados son muy heterogéneos a nivel microscópico, con un comportamiento macroscópico muy complejo que depende de las propiedades físicas de las distintas fases que los componen. El interés en incluir dichas propiedades en las ecuaciones que gobiernan la propagación de ondas elásticas a través de estos medios se debe a que su respuesta sísmica refleja el comportamiento a escala poral de las distintas fases. Este hecho sugiere que un entendimiento profundo de estas relaciones permitiría obtener valiosa información

a nivel macroscópico, a partir del comportamiento a escala microscópica, tal como la discriminación, distribución y grado de saturación de los fluidos porales, permeabilidad y porosidad de la matriz sólida, etc.

Kosten y Zwikker (1991), fueron los primeros autores en proponer ecuaciones para describir el movimiento promedio de las fases sólida y fluida de un medio poroso. Poco tiempo después, asumiendo que los conceptos y principios de la mecánica del medio continuo pueden aplicarse a las magnitudes medibles a escala macroscópica, Biot formuló su teoría general de la deformación y propagación de ondas elásticas en medios porosos saturados.

Recientemente las técnicas de homogenización, que permiten pasar del comportamiento microscópico al macroscópico, fueron utilizadas para obtener las leyes que gobiernan la propagación de ondas en estos medios. Lo interesante de estos trabajos, más formales y matemáticamente rigurosos, es que avalan los resultados obtenidos por Biot utilizando la mecánica del medio continuo y asumiendo la validez de las ecuaciones de Lagrange.

El enfoque de este estudio para estimar el comportamiento de los estímulos vibracionales, se basa en la ecuación de flujo fraccional, que predice el comportamiento de la inyección de agua, en las cuales se realizan sus respectivas modificaciones.

3.5.1 ONDAS SÍSMICAS

Las ondas sísmicas son paquetes de energía elástica que se propagan hacia el exterior de una fuente sísmica, como un terremoto o una explosión. Las ondas sísmicas propagan pulsos que puede contener una amplia gama de frecuencias, y que llevan la energía elástica fuera de la región del terremoto.

Las deformaciones asociadas con el paso de una onda sísmica son pequeñas, con magnitudes por debajo de los niveles asociados con la deformación plástica, y puede suponerse que las ondas son elásticas por naturaleza.

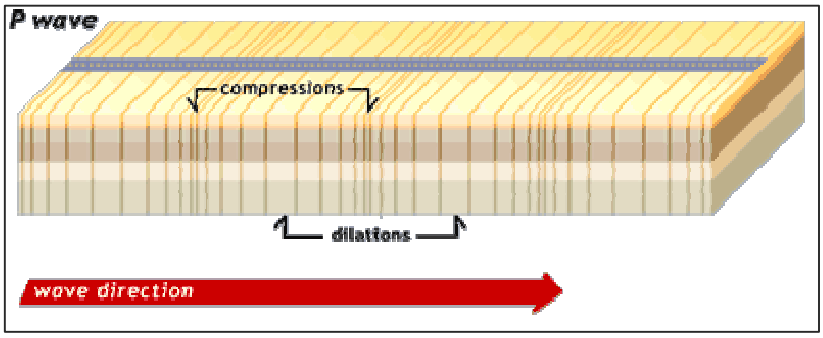
Desde el punto de vista convencional hay dos grupos de ondas sísmicas, ondas internas y ondas de superficie.

3.5.1.1 Ondas internas

3.5.1.1.1 Onda P

La onda P se propaga en dirección de la oscilación de las partículas. Las vibraciones generadas por las ondas P producen un cambio de volumen minúsculo, alternando de compresión a dilatación en la dirección que la onda se desplaza, como se muestra en la figura 3.9. Las ondas P viajan a través de todo tipo de medios tales como sólido, líquido y gas, aunque el gas es un medio altamente atenuante, en particular para altas frecuencias.

FIGURA 3.9 DEFORMACIONES ELÁSTICAS Y MOVIMIENTOS DE PARTÍCULAS DE LA TIERRA ASOCIADAS CON LAS ONDAS P

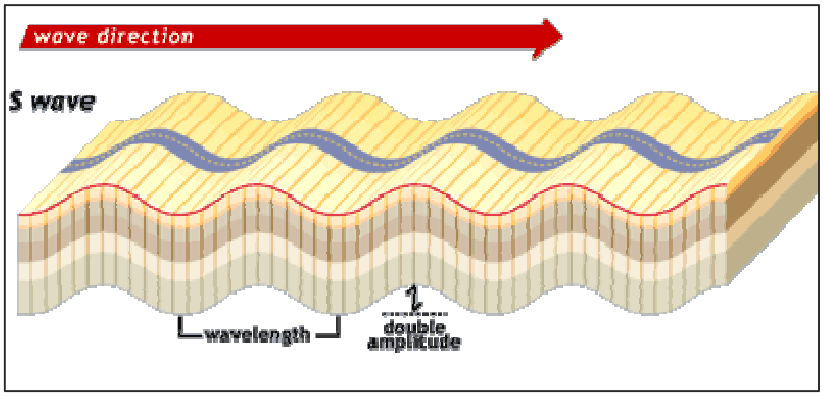


Fuente: Seismic Coupling and Hydrological Responses, Shahid Rashid.

3.5.1.1.2 Onda S

La-onda S se propaga perpendicularmente en la dirección de oscilación de las partículas como se muestra en la figura 3.10 y viaja más lento que la onda P.

FIGURA 3.10 DEFORMACIONES ELÁSTICAS Y MOVIMIENTOS DE PARTÍCULAS DE LA TIERRA ASOCIADAS CON LAS ONDAS S



Fuente: Seismic Coupling and Hydrological Responses, Shahid Rashid.

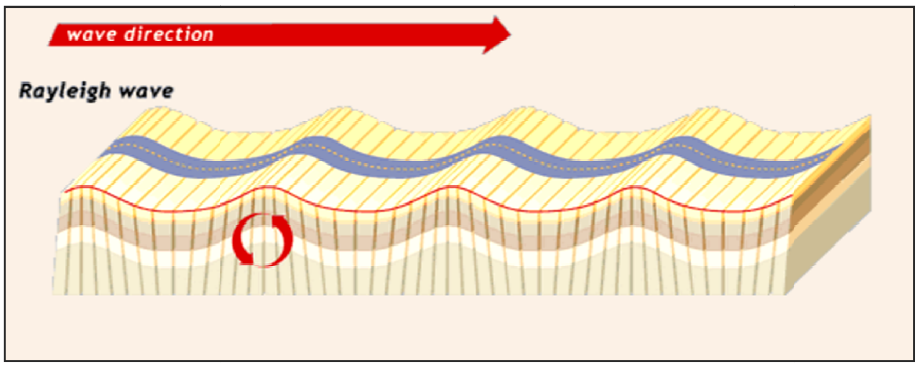
Una característica distintiva de la onda S es su incapacidad para propagarse a través de un fluido o un gas debido a que fluidos y gases no pueden transmitir el esfuerzo de corte y las ondas S son ondas que atraviesan transversalmente el material. Gran parte de los daños cerca de un terremoto son resultado de fuertes temblores causados por las ondas transversales.

3.5.1.2 Ondas de superficie

3.5.1.2.1 Onda Rayleigh

La onda de Rayleigh es una onda superficial que se propaga a lo largo de una superficie libre, o a lo largo del límite entre dos medios sólidos diferentes.

FIGURA 3.11 DEFORMACIONES ELÁSTICAS Y MOVIMIENTOS DE LAS PARTÍCULAS DE LA TIERRA ASOCIADAS CON LAS ONDAS RAYLEIGH



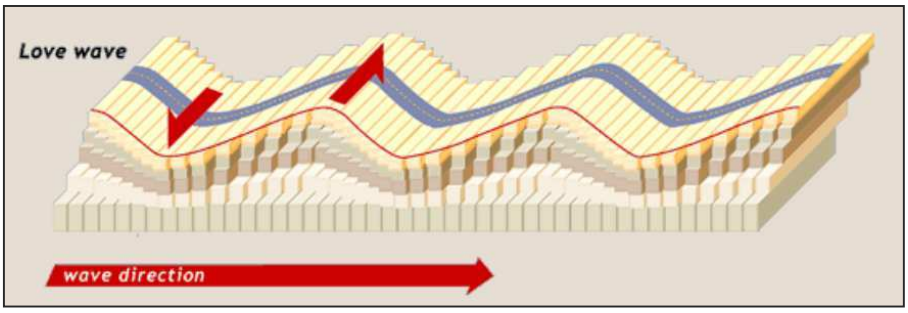
Fuente: Seismic Coupling and Hydrological Responses, Shahid Rashid.

El movimiento de las partículas sólidas es elíptica en el plano, perpendicular a la superficie, y que contiene la dirección de propagación, como se muestra en la figura 3.11.

3.5.1.2.2 Ondas Love

En una capa sólida, una segunda serie de ondas de superficie, conocida como ondas Love, se pueden propagar con el movimiento de las partículas paralelas a la superficie libre y perpendicular a la dirección del movimiento ondulatorio, como se muestra en la figura 3.12.

FIGURA 3.12 DEFORMACIONES ELÁSTICAS Y MOVIMIENTOS DE LAS PARTÍCULAS DE LA TIERRA ASOCIADAS CON LAS ONDAS LOVE



Fuente: Seismic Coupling and Hydrological Responses, Shahid Rashid.

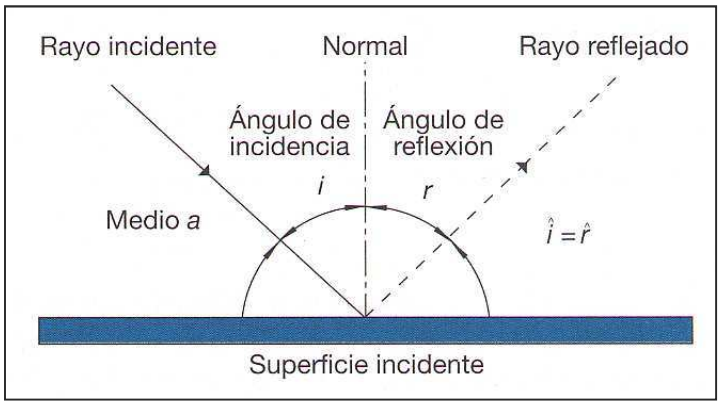
En general, las ondas superficiales son más grandes en la amplitud y de mayor duración que las ondas internas. Además, las ondas de superficie producen las vibraciones en las paredes de los capilares, mejorando así la permeabilidad y el radio efectivo de los poros.

3.5.2 PROPIEDADES DE LAS ONDAS SÍSMICAS

3.5.2.1 Reflexión

Es el cambio de dirección que experimenta la onda cuando choca contra una superficie de contacto entre dos medios, sin cambiar de medio de propagación.

FIGURA 3.13 REFLEXIÓN DE ONDA



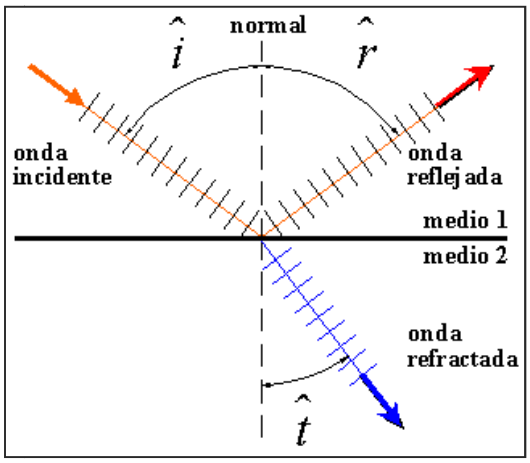
Fuente: Fundamentos de Física, Frank Blatt.

La figura 3.13 muestra el diagrama de la reflexión de una onda; cuando una onda golpea una superficie plana es reflejada de manera que el tamaño de la superficie reflectiva es lo suficientemente larga con relación a la longitud de la onda que incide.

3.5.2.2 Refracción

La refracción de una onda es el cambio de dirección y de velocidad que experimenta ésta cuando pasa de un medio a otro medio en el que puede propagarse.

FIGURA 3.14 REFRACCIÓN DE ONDAS

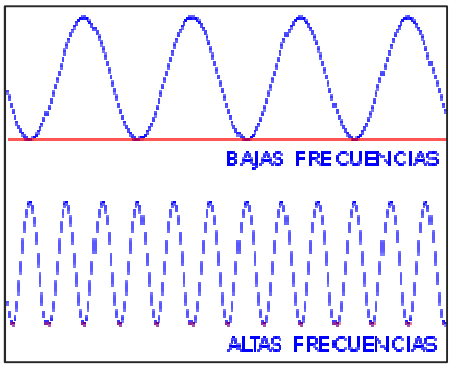


Fuente: Fundamentos de Física, Frank Blatt.

3.5.2.3 Frecuencia

Frecuencia es el número de oscilaciones que se producen en el tiempo en el que la onda avanza una distancia.

FIGURA 3.15 DIFERENTES TIPOS DE FRECUENCIAS



Fuente: Fundamentos de Física, Frank Blatt.

Las unidades de la frecuencia son los Hertzios, y se expresa matemáticamente por la siguiente ecuación:

$$f = \frac{v}{\lambda} \qquad Ec.(3.10)$$

Donde:

f = frecuencia, Hz.

λ = longitud de onda, ft.

v = velocidad de propagación, ft/s.

Cuando las ondas viajan de un medio a otro la frecuencia de la onda se mantiene constante, cambiando sólo su longitud de onda y la velocidad.

3.5.2.4 Periodo

Periodo es el tiempo que tarda la partícula vibrante en realizar una oscilación completa. Se nota por la letra T y es una magnitud inversa a la frecuencia.

$$f = \frac{1}{T} \qquad Ec.(3.11)$$

Donde:

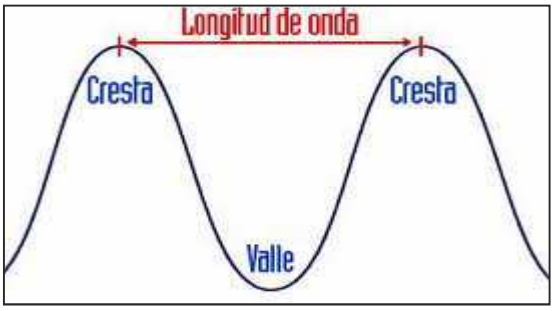
f = frecuencia, Hz.

T = periodo, s.

3.5.2.5 Longitud de onda

La longitud de una onda es el período de la misma, es decir, la distancia recorrida a la que se repite la forma de la onda. La letra griega λ se utiliza para representar la longitud de onda en ecuaciones.

FIGURA 3.16 DIAGRAMA DE CARACTERÍSTICAS DE LA ONDA



Fuente: Fundamentos de Física, Frank Blatt.

3.5.2.6 Amplitud

Es la máxima distancia de la partícula vibrante respecto a la posición de equilibrio. Las ondas se debilitan en amplitud conforme van alejándose de su punto de origen, es lo que se conoce como atenuación de la onda.

3.5.3 VELOCIDAD DE LAS ONDAS SÍSMICAS

Las ondas sísmicas se propagan rápidamente, en el orden de pies por segundo. La velocidad exacta que una onda sísmica viaja depende de varios factores como el esfuerzo, la temperatura, las propiedades elásticas y la densidad de la roca. El incremento de la temperatura tiende a disminuir la velocidad, mientras que el aumento del esfuerzo tiende a aumentar la velocidad de las ondas sísmicas.

La velocidad de propagación de una onda del cuerpo en cualquier material depende de las propiedades elásticas y la densidad, matemáticamente expresado como:

$$v = \sqrt{\frac{modulo\ elástico\ del\ material}{densidad\ del\ material}} \qquad Ec.(3.12)$$

La velocidad de una onda P, v_p, que implica una excitación uniaxial de compresión y la deformación en la dirección de propagación, se expresa matemáticamente como:

$$v_p = \sqrt{\frac{K_B + \frac{4}{3}G}{\rho_b}} = \sqrt{\frac{E(1-\upsilon)}{\rho_b(1+\upsilon)(1-2\upsilon)}} \qquad Ec.(3.13)$$

Donde:

K_B = módulo de bulk, $Psia$.

G = módulo de corte, $Psia$.

E = es el módulo de elasticidad longitudinal o módulo de Young, $Psia$.

υ = es el coeficiente de Poisson, $adimensional$.

ρ_b = densidad de los granos, lbm/ft^3.

La velocidad de la onda S, v_s, en un cuerpo sólido, que consiste en una deformación de corte puro, se describe matemáticamente como:

$$v_s = \sqrt{\frac{G}{\rho_b}} = \sqrt{\frac{E(1-v)}{2\rho_b(1+v)}} \qquad Ec.(3.14)$$

3.5.4 ATENUACIÓN DE LA ENERGÍA SÍSMICA

La pérdida de energía a lo largo de la trayectoria de la onda se produce porque la Tierra no es perfectamente elástica en su respuesta a la propagación de ondas sísmicas. Debido a las pérdidas por fricción interna y a los efectos de la compresión adiabática, la energía elástica es cada vez absorbida por el medio, por lo que reduce la energía al nivel de ser indetectable.

3.6 TEORÍA DE INYECCIÓN DE AGUA

3.6.1 ECUACIÓN DE FLUJO FRACCIONAL

La ecuación de flujo fraccional relaciona la fracción de fluido desplazante en la corriente de fluido total, en cualquier punto del reservorio.

El desarrollo de esta ecuación se atribuye a Leverett y para deducirla, se considera un desplazamiento tipo pistón con fugas, en el cual el fluido desplazado es el petróleo y el fluido desplazante es agua.

La ecuación de flujo fraccional es expresada como:

$$f_w = \frac{1 + \left(\frac{0{,}001127kk_{ro}A}{\mu_o q_t}\right)\left[\frac{\partial p_c}{\partial x} - 0{,}00694(\rho_w - \rho_o)sen\alpha\right]}{1 + \frac{k_{ro}\mu_w}{k_{rw}\mu_o}} \qquad Ec.(3.15)$$

Donde:

q_t = caudal de inyección, $BAPD$.

k = permeabilidad absoluta, md.

$\frac{\partial p_c}{\partial x}$ = gradiente de presión capilar, Psi/ft.

μ_o = viscosidad de petróleo, cp.

μ_w = viscosidad de agua, cp.

k_{ro}, k_{rw} = permeabilidades efectivas de petróleo y agua a la saturación de agua a una distancia x de algún punto de referencia en el reservorio, md.

A = área de la sección transversal del reservorio a través del cual el fluido está fluyendo, ft^2.

ρ_o, ρ_w = densidad de agua y petróleo a condiciones de reservorio, lbm/ft^3.

α = ángulo medido entre la horizontal (eje X positivo) y la dirección del flujo, en la dirección anti-horaria, grados.

El flujo fraccional de agua, f_w, para un conjunto de condiciones dadas de roca, formación e inyección, es función exclusivamente de la saturación de agua. Esto se debe a que las características de permeabilidad relativa y de presión capilar son función únicamente de la saturación.

3.6.2 EFECTO DE LAS VARIABLES DEL RESERVORIO SOBRE LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO

La ecuación de flujo fraccional permite estudiar el efecto de varias variables del yacimiento sobre la eficiencia de los proyectos de inyección. Para tener una alta eficiencia de desplazamiento y, en consecuencia, una inyección más eficiente, se requiere que el flujo fraccional de agua en cualquier punto del yacimiento sea mínimo.

3.6.2.1 Efecto de la presión capilar

Analizando la ecuación 3.15, el efecto de la presión capilar es aumentar f_w. En consecuencia, para la inyección de agua convencional o con estímulos vibracionales es deseable disminuir o eliminar el gradiente de presión capilar, lo

cual puede realizarse alterando la humectabilidad de la roca o eliminando la tensión interfacial entre el petróleo y el agua.

3.6.2.2 Efecto de la humectabilidad

El desplazamiento de petróleo en una roca humectada por agua es generalmente más eficiente que en una humectada por petróleo. Esto significa que la curva de flujo fraccional tiene un valor más bajo a una determinada saturación de agua.

3.6.2.3 Efecto de la tasa de inyección

El efecto de la tasa de inyección depende de si el agua se mueve buzamiento arriba o buzamiento abajo. Como el objetivo es minimizar f_w, se observa en la ecuación de flujo fraccional que la tasa de inyección q, debe tener un valor bajo. Si el agua se mueve buzamiento abajo, será mejor inyectar a altas tasas.

Desde un punto de vista práctico, la tasa de inyección es controlada por la economía del proyecto y por las limitaciones físicas del equipo de inyección y del yacimiento.

3.6.2.4 Efecto de la viscosidad del petróleo

Si se inyecta el agua buzamiento arriba y se consideran insignificantes los efectos de presión capilar, el flujo fraccional aumentará a medida que la viscosidad del petróleo aumenta, lo cual conduce a altos valores de f_w y, por consiguiente, a que el desplazamiento de petróleo sea menor.

3.6.2.5 Efecto de la viscosidad del agua

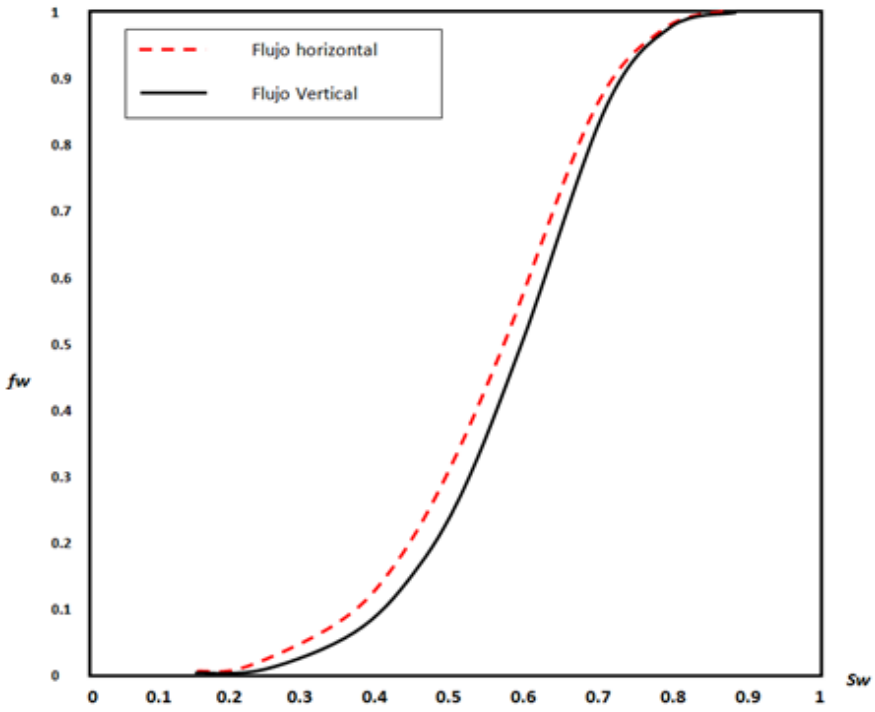
Si la viscosidad del agua aumenta, el flujo fraccional del agua disminuye y la eficiencia de desplazamiento será mayor. Este efecto puede alcanzarse, por ejemplo, con la adición de ciertos polímeros al agua, pero hay que tener en cuenta que un aumento de viscosidad puede disminuir la inyectividad.

3.6.2.6 Efecto de la gravedad sobre la curva de flujo fraccional

Para un sistema no horizontal, con inyección de agua en el fondo y producción en el tope, las fuerzas de gravedad contribuirán a una mayor eficiencia de la

recuperación. Las curvas típicas para un flujo horizontal e inclinado se presentan a continuación:

FIGURA 3.17 EFECTO DE LA GRAVEDAD EN LA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL



Fuente: Ingeniería de Reservorios, Lucio C. Barandiaran.

3.6.3 ECUACIÓN DE AVANCE FRONTAL

Esta ecuación resulta de la aplicación de la Ley de Conservación de la Masa para el flujo unidireccional de dos fluidos inmiscibles a través de un medio poroso homogéneo y continuo. Además asume que los fluidos y el medio poroso son incompresibles.

La ecuación de avance frontal 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.

$$v_{Sw} = \left(\frac{\partial x}{\partial t}\right)_{S_w} = \frac{5{,}615\ q_t}{A\phi}\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w} = \frac{5{,}615\ q_{iny}}{A\phi}\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w} \qquad Ec.(3.16)$$

Donde:

v_{Sw} = velocidad del frente de saturación, ft/s.

A = área de la sección transversal del reservorio a través del cual el fluido está fluyendo, ft^2.

ϕ = porosidad, $fracción$.

q_t = rata total de flujo, $BFPD$.

q_{iny} = rata de inyección de agua, $BAPD$.

$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w}$ = pendiente de la curva de f_w vs S_w a una determinada S_w, $adimensional$.

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

$$\int_0^x \partial x = \frac{5{,}615\ q_t}{A\phi}\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w} \int_0^t \partial t \qquad Ec.(3.17)$$

Y se obtiene la ecuación que define el frente de fluido de saturación como una función del tiempo:

$$x = \frac{5{,}615\ q_t\ t}{A\phi}\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w} \qquad Ec.(3.18)$$

3.6.4 DISTRIBUCIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA

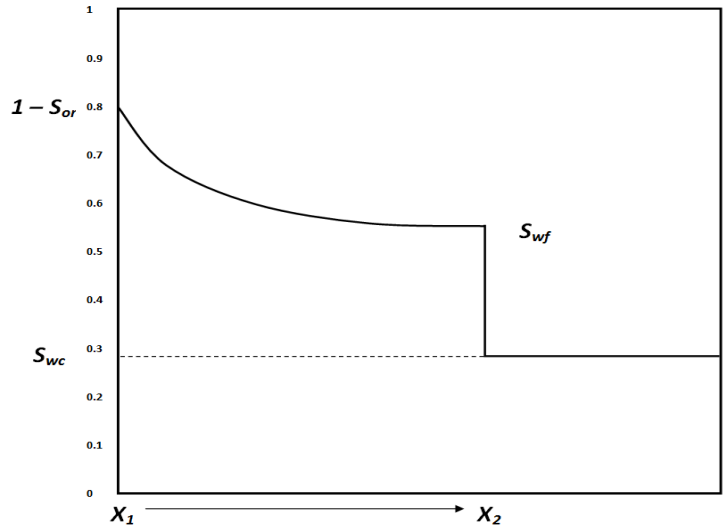
La distribución de la saturación de agua en el medio poroso depende del volumen de agua inyectado W_i y, en consecuencia, del tiempo de inyección, t_D.

3.6.4.1 Determinación de la saturación promedia de agua antes de la ruptura

Este método requiere que la saturación de agua inicial sea uniforme. A cualquier tiempo después de que el proceso de desplazamiento empieza, la distribución de saturación desaparecerá.

La figura 3.18 presenta la distribución de saturaciones a un tiempo fijo, antes que el agua irrumpa en el pozo productor. El frente alcanza una posición x_2 y el agua total que ingresa es W_i.

FIGURA 3.18 DISTRIBUCIÓN DE SATURACIÓN DE AGUA ANTES DE LA RUPTURA



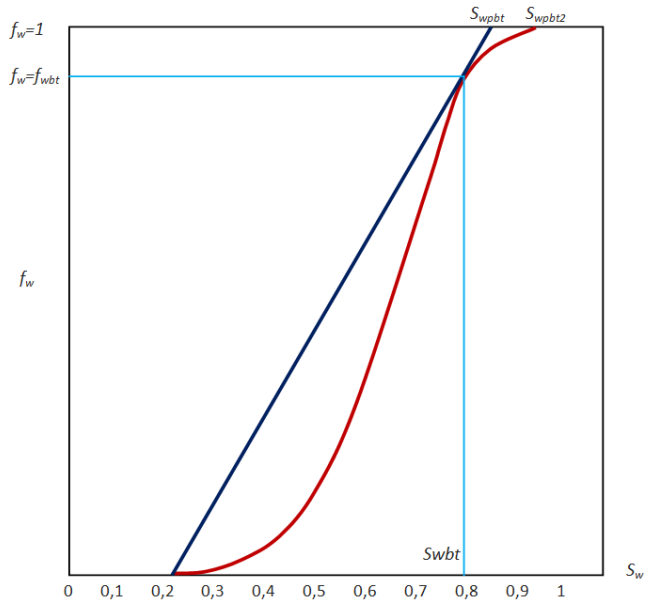
Fuente: Ingeniería de Reservorios, Lucio C. Barandiaran.

De aquí se puede deducir la siguiente ecuación:

$$S_{wpbt} = S_{wbt} + \frac{1 - f_{wbt}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{wbt}}} \qquad Ec.(3.19)$$

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 3.19 PENDIENTE DE LA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL



Fuente: Ingeniería de Reservorios, Lucio C. Barandiaran.

La saturación promedia antes de que ocurra la ruptura se puede determinar a partir del gráfico de la curva de flujo fraccional o a partir de la ecuación 3.19.

3.6.4.2 Determinación de la saturación promedia de agua después de la ruptura

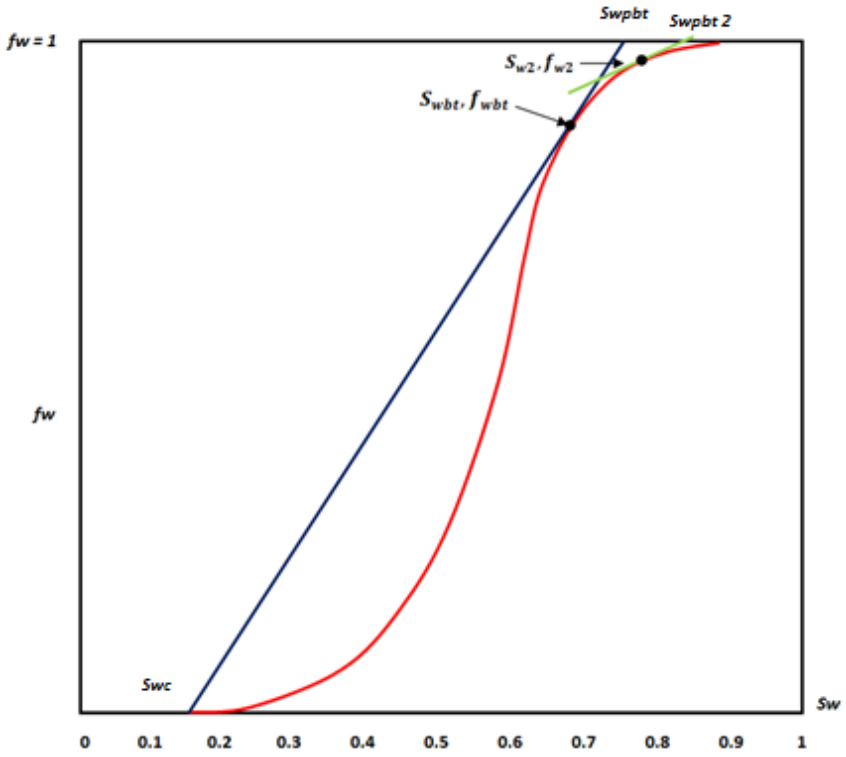
El método de Welge permite obtener la saturación promedio de agua, detrás del frente, considerando la distribución de la saturación de agua en la distancia. De ahí se obtiene la siguiente relación:

$$S_{wpbt_2} = S_{w_2} + \frac{1 - f_{w_2}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{w_2}}} \qquad Ec.(3.20)$$

Después de la ruptura, tanto la saturación como el flujo fraccional aumentan con el tiempo.

La saturación detrás del frente se puede determinar utilizando la curva de flujo fraccional.

FIGURA 3.20 SATURACIÓN DE AGUA PROMEDIA S_{w2} DESPUÉS DEL PUNTO DE RUPTURA



Fuente: Ingeniería de Reservorios, Lucio C. Barandiaran.

En forma gráfica, en la figura 3.20, para cada valor de $S_w > S_{wbt}$, se traza la tangente a la curva de flujo fraccional, dicha tangente intercepta a la línea horizontal de $f_w = 1$ en el punto buscado S_{wpbt}.

Finalmente, después de la ruptura, la saturación promedio de agua en la zona barrida del yacimiento, S_{wbt} aumenta con el avance de la invasión. Por lo tanto, la eficiencia de desplazamiento también aumentará.

Como se puede observar el procedimiento para determinar el valor de la saturación promedio de agua antes y después de la ruptura son similares.

3.6.5 MODELOS BÁSICOS DE INYECCIÓN

Un factor predomínate que controla las operaciones de inyección de agua es la localización de los pozos inyectores con respecto a los productores y a los límites del yacimiento.

3.6.5.1 Modelos regulares

Existen ciertos parámetros que caracterizan los arreglos de los pozos y son de importancia al momento de seleccionar un modelo en particular. Entre ellos se tienen:

- La relación d/a.

Donde:

d: distancia más corta entre dos pozos de diferente tipo que se encuentra en una misma columna.

a : distancia más corta entre dos pozos del mismo tipo que se encuentra en una misma fila.

La relación de los pozos productores e inyectores está dada por:

$$\frac{PRI}{PP} = \frac{N\ de\ pozos\ inyectores\ que\ alimentan\ a\ un\ pozo\ productor}{N\ de\ pozos\ productores\ que\ alimentan\ a\ un\ pozo\ productor} \qquad Ec.(3.21)$$

- La unidad de arreglo.

Es la menor porción de arreglo que lo representa y debe incluir al menos un pozo productor y un inyector.

En los modelos de inyección se tiene la siguiente nomenclatura:

o: Pozo productor.

Δ: Pozo inyector.

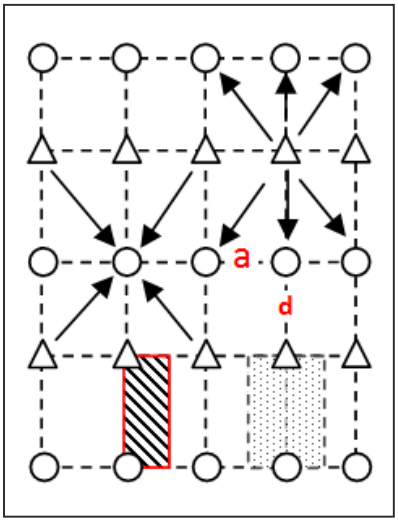
3.6.5.1.1 Empuje en línea directa

Se trata de colocar una línea de inyectores y una línea de pozos productores y así desarrollar todo el campo. Cada pozo inyector tiene enfrente un pozo productor. La eficiencia de barrido en este modelo se mejora a medida que la razón d/a aumenta.

La relación de los pozos inyectores a pozos productores es:

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

FIGURA 3.21 MODELO DE EMPUJE EN LÍNEA DIRECTA



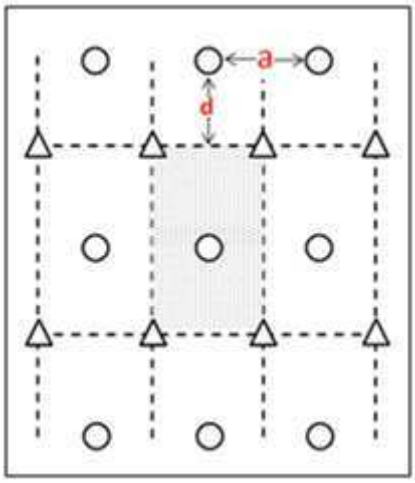
Fuente: Recuperación Mejorada por Inyección de Agua, J. Menucci.

3.6.5.1.2 Empuje lineal escalonado

Este tipo de arreglo es una modificación del arreglo de empuje en línea directa. Se origina al desplazar los pozos inyectores a lo largo de su línea de distancia.

De esta manera 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 3.22.

FIGURA 3.22 DISPOSICIÓN DE LOS POZOS EN UN ARREGLO LINEAL ESCALONADO



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

La relación de los pozos inyectores a pozos productores es:

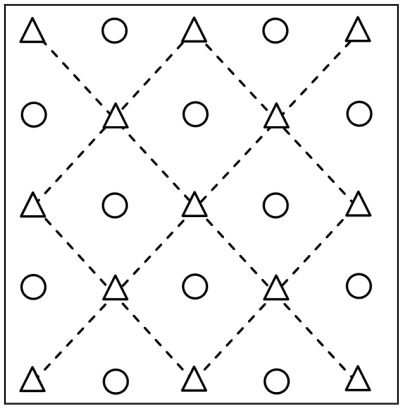
$$\frac{PRI}{PP} = \frac{4}{4} = 1$$

3.6.5.1.3 Modelo de cinco pozos

Para este modelo, se tiene un pozo productor rodeado de cuatro pozos inyectores y es un caso especial del empuje lineal escalonado donde la relación de d/a = $1/2$.

La mayoría de campos se desarrollan alrededor de este patrón de pozos, debido a que es mucho más eficiente que los dos anteriores. La ubicación de los pozos sería cuatro pozos de inyección en los vértices de un cuadrado y el pozo productor en el centro como se indica en la figura 3.23.

FIGURA 3.23 DISPOSICIÓN DE LOS POZOS EN UN ARREGLO DE CINCO POZOS NORMAL



Fuente: Reservoir Engineering Handbook, Ahmed Tarek.

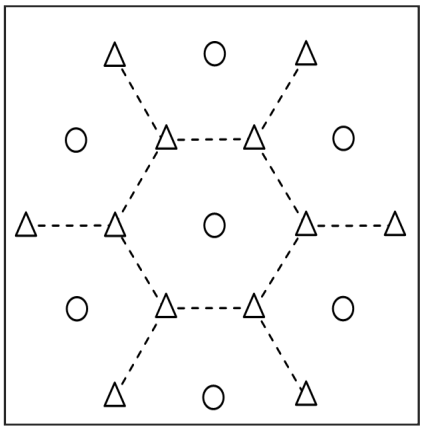
La relación de los pozos inyectores a pozos productores es:

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

3.6.5.1.4 Modelo de siete pozos

El modelo abarca 2 pozos inyectores por cada productor y es adecuado cuando la inyectividad de los pozos es baja. Los pozos inyectores se colocan en el centro del hexágono y los pozos de producción en los vértices.

FIGURA 3.24 MODELO DE SIETE POZOS NORMAL

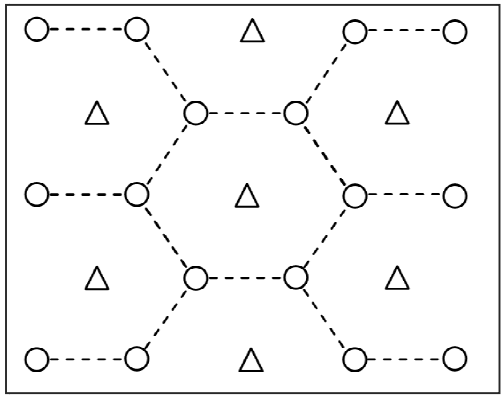


Fuente: Reservoir Engineering Handbook, Ahmed Tarek.

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

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

FIGURA 3.25 MODELO DE SIETE POZOS INVERTIDO



Fuente: Reservoir Engineering Handbook, Ahmed Tarek.

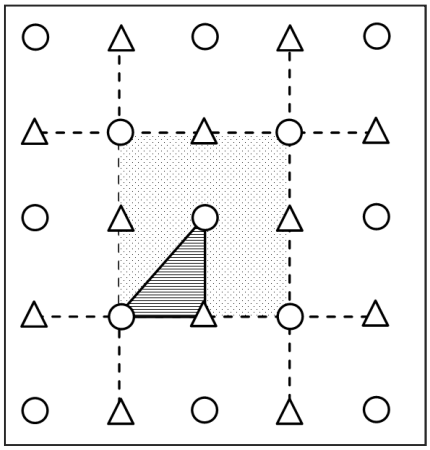
La relación de los pozos inyectores a los pozos de producción es:

$$\frac{PRI}{PP} = \frac{3}{6} = \frac{1}{2}$$

3.6.5.1.5 Modelo de nueve pozos

El modelo de 9 puntos puede desarrollarse con pozos perforados formando 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. Este tipo de sistema es muy útil si es necesaria una capacidad alta de inyección debido a la baja permeabilidad o problemas similares.

FIGURA 3.26 DISPOSICIÓN DE UN MODELO DE NUEVE POZOS NORMAL



Fuente: Reservoir Engineering Handbook, Ahmed Tarek.

La relación de los pozos inyectores a los pozos de producción para un modelo de nueve pozos normal es:

$$\frac{PRI}{PP} = \frac{4}{4} + \frac{4}{2} = 3$$

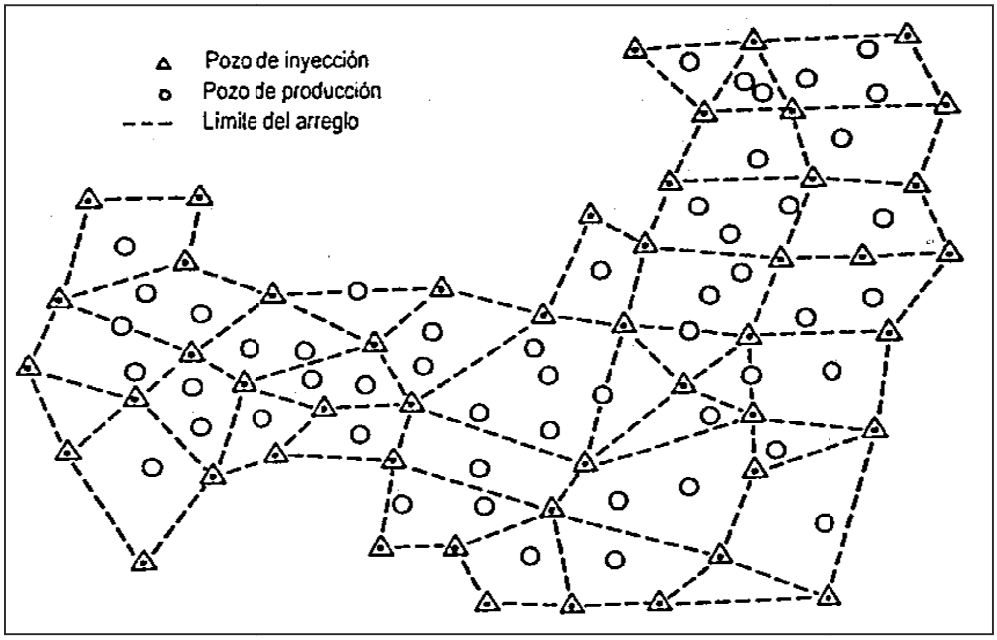
Y para un arreglo de nueve pozos invertido se tiene:

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

3.6.5.2 Modelos irregulares

Los campos maduros, se desarrollaron inicialmente en un espacio irregular de los pozos, luego con la necesidad de implementar los distintos métodos de recuperación secundaria se hizo indispensable el uso de arreglos y espaciados uniformes en los pozos perforados durante el proceso de desarrollo del yacimiento, dando lugar a una base de arreglo regular donde los pozos inyectores y productores forman figuras geométricas conocidas y variadas.

FIGURA 3.27 ARREGLOS IRREGULARES



Fuente: Inyección de Agua y Gas, Magdalena París

Sin embargo no siempre son aplicables modelos regulares de inyección en los yacimientos que muchas veces dependen de las características de los mismos por lo que se dispone de arreglos irregulares como se presenta en la figura 3.27.

3.6.6 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DEL PETRÓLEO POR AGUA

La eficiencia de desplazamiento es la medida de la fracción de petróleo desplazado de la roca que es barrido con el agua.

3.6.6.1 Eficiencia areal de barrido, E_{as}

Es la fracción del área total del reservorio que ha sido contactada por el agua. El agua se incrementa rápidamente desde que se inicia la inyección hasta antes que ocurra la ruptura, después de lo cual la E_{as} continua creciendo muy lentamente.

3.6.6.2 Eficiencia de barrido areal en la ruptura, E_{asbt}

La eficiencia de barrido areal a la ruptura se ha estudiado por métodos matemáticos y por modelos. Entre estos se tiene:

- Analíticos (Muskat y Prats).
- Modelo Potenciométrico (Aronofsky y Bradley).
- Empaques en cuerpos de vidrios o medios porosos usando rayos X (Slobod y Caudle).
- Modelo Hele - Shaw (Cheek y Menzie).
- Modelos digitales (Fay y Prats).

Todos los métodos mencionados han sido utilizados para obtener la eficiencia areal a la ruptura, cuando M es la unidad.

3.6.6.3 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.

3.6.6.4 Eficiencia vertical de barrido, E_v

La eficiencia vertical de barrido E_V, se define como el espacio poral de hidrocarburo contactado por agua inyectada dividido por el espacio poral de petróleo detrás del frente de agua.

3.6.6.5 Eficiencia de desplazamiento, E_D

Es una medida en la que se obtiene la fracción de petróleo móvil que ha sido recuperado de la zona barrida a un tiempo dado. Matemáticamente se expresa como:

$$E_D = \frac{S_{wpbt} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \qquad Ec.(3.22)$$

Donde:

S_{wpbt} = saturación de agua promedia durante la inyección, $adimensional$.

S_{wi} = saturación de agua inicial, $adimensional$.

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

3.6.6.6 Eficiencia de desplazamiento volumétrica, E_S

Se conoce como eficiencia volumétrica al cociente entre el volumen invadido y el volumen total del yacimiento.

$$E_S = E_{\mathrm{as}} \times E_{\mathrm{v}} \qquad Ec.(3.23)$$

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

3.7 DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES

Existen varios modelos que tratan de explicar los fenómenos físicos que involucran los estímulos vibracionales en la recuperación mejorada de petróleo, dentro de los cuales los principales modelos son: el modelo Poroelástico y el modelo Yield Stress.

El modelo Yield Stress se basa en la reología de los fluidos que explica teóricamente el efecto de las vibraciones en la recuperación de petróleo siendo utilizado en simulaciones de laboratorio; sin embargo, este modelo no satisface las observaciones macroscópicas, como tampoco es aplicable junto con la inyección de agua.

3.7.1 MODELO POROELÁSTICO

En este modelo, se trata de cuantificar el efecto poroelástico de una onda y mantener los efectos dominantes de importancia.

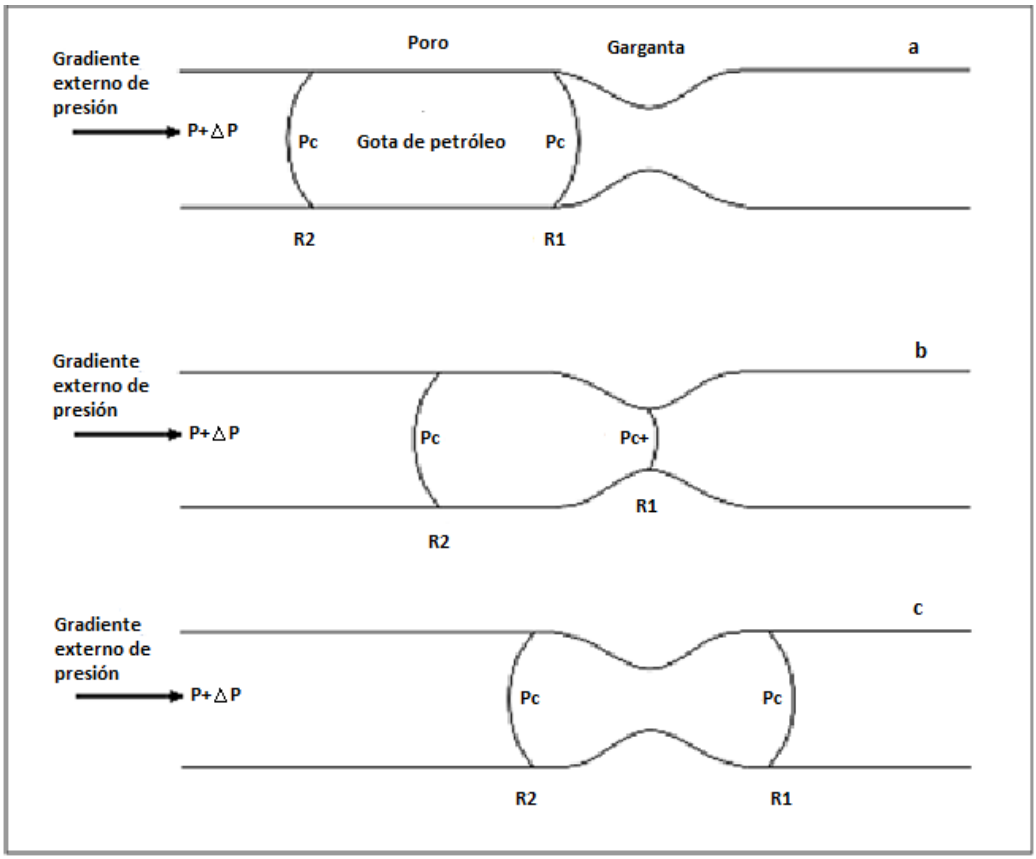
Para esto se toma en cuenta algunas asunciones en las que el agua es la fase mojante y el petróleo es la fase no-humectante, formando un flujo inmiscible. También se supone la existencia de un gradiente externo de presión, aplicado durante la recuperación secundaria, que trata de conducir el petróleo residual a través de los poros al pozo productor. Además se considera una onda plana que produce las vibraciones y las propiedades del reservorio son homogéneas, para simplificar las ecuaciones diferenciales.

La figura 3.28 muestra un esquema de la geometría del poro.

Para una mejor descripción del fenómeno se considera lo que ocurre con una gota individual a medida que viaja a través de los poros y se encuentra con una garganta poral. En el espacio de poro abierto, la gota está libre para moverse bajo el efecto del gradiente de presión, lo que causa la diferencia de presión externa a través de la longitud de la gota, figura 3.28 a), debido a las diferentes propiedades

de humectación, las interfaces agua-petróleo se curvan, esta curvatura crea un exceso de presión en la gota que es la presión capilar P_c.

FIGURA 3.28 GEOMETRÍA DE UN FLUJO INMISCIBLE DE DOS FASES A TRAVÉS DE UN CANAL POROSO, BAJO EFECTO DEL GRADIENTE EXTERNO DE PRESIÓN



Fuente: Capillary-physics Mechanism of Elastic-wave Movilization of Residual Oil, Igor A. Beresnev.

Asumiendo que las interfaces son esféricas, entonces la presión capilar obedece a la ecuación de Plateau, donde los radios están a diferente lado de la interfase:

$$P_c = \frac{\sigma}{144}\left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2}\right) = \sigma\left(\frac{1}{R_{derecha}} - \frac{1}{R_{izquierda}}\right) \qquad Ec.(3.24)$$

Donde:

σ = tensión interfacial petróleo/agua, lbf/ft.

R_1 y R_2 = radio de los meniscos, ft.

$R_{derecha}$ y $R_{izquierda}$ = radios de curvatura de los meniscos en los que se encuentra la gota de petróleo atrapado, ft.

P_c = presión capilar, Psi.

La presión del interior del capilar es equilibrada dentro de la gota y no produce ningún efecto neto sobre el movimiento de la gota.

Cuando la gota llega a la garganta, figura 3.28 b), al pasar por la obstrucción el radio del menisco de la derecha $R_{derecha}$ se convierte en menor que el radio de la izquierda $R_{izquierda}$, que según la ecuación 3.25, aumenta la presión capilar interna en el lado derecho a P_c^+.

$$\Delta P = P_c^+ - P_c = \frac{\sigma}{144}\left(\frac{1}{R_{derecha}} - \frac{1}{R_{izquierda}}\right) \qquad Ec.(3.25)$$

Donde:

σ = tensión superficial del petróleo-agua, lbf/ft.

La presión desequilibrada $P_c^+ - P_c$ se crea y actúa contra el gradiente externo de presión. Si la garganta llega a ser suficientemente estrecha, la gota se detiene por completo, en ese momento el criterio es satisfecho. La gota se encuentra atrapada.

El efecto de entrampamiento se debe exclusivamente a los fenómenos capilares. Por ejemplo, si la tensión superficial de la interfase agua/petróleo fuera cercana a cero, o en un caso hipotético que los canales de los poros sean como una tubería recta, el petróleo nunca será atrapado y fluiría por la viscosidad newtoniana. Casi todo el petróleo sería recuperado bajo un gradiente de presión distinto a cero.

Para el petróleo atrapado, como en la figura 3.28 c), el gradiente de presión externo necesita superar un cierto umbral de desconexión para superar la barrera capilar e impulsar la gota a través de la garganta.

Si se traza una gráfica de la velocidad de flujo en función del gradiente de presión constante, se obtiene un diagrama esquemático en la figura 3.29 (línea continua). El flujo comienza cuando el umbral de desconexión ∇P_o es superado.

Para resumir, una gota de petróleo de longitud L se queda atrapada cuando la caída de presión a lo largo de la gota ∇Po se compensa con un aumento de la presión capilar, tal como expresa la ecuación 3.26.

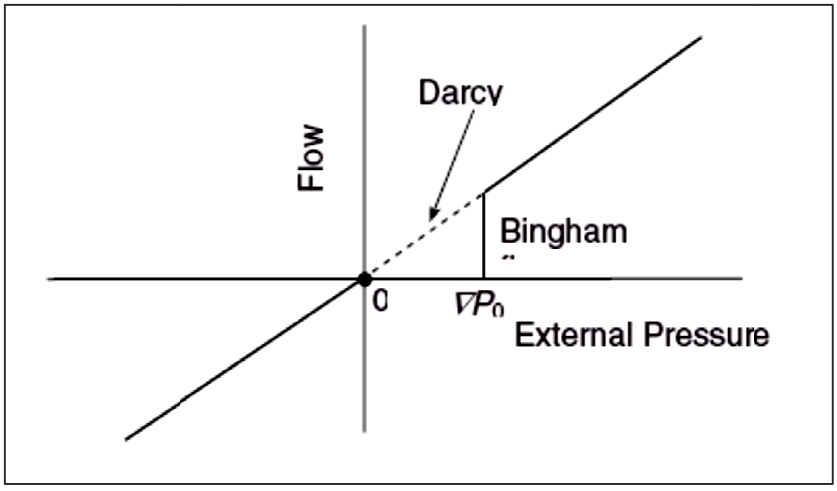
$$\nabla Po \times L = \frac{\sigma}{144}\left(\frac{1}{R_{derecha}} - \frac{1}{R_{izquierda}}\right) \qquad Ec.(3.26)$$

Donde:

∇Po = gradiente de presión, Psi/ft.

L = longitud de la gota de petróleo, ft.

FIGURA 3.29 FLUJO PROMEDIO VS GRADIENTE EXTERNO DE PRESIÓN PARA EL FLUJO DARCY Y UN FLUJO BINGHAM



Fuente: Capillary-physics Mechanism of Elastic-wave Movilization of Residual Oil, Igor A. Beresnev.

El objetivo de la estimulación vibracional será desplazar estos meniscos, lo suficiente para que puedan pasar a través de las barreras capilares y comenzar a fluir de nuevo, bajo la presión de fondo Po. Y posteriormente vincularse con otras gotas formando una red continúa del fluido y ser transportada de manera más eficiente.

3.7.1.1 Deducción de las ecuaciones para el modelo poroelástico

Para facilitar el análisis de este estudio, se asume que se tiene un solo fluido que satura al espacio poroso.

A partir de la ecuación de Darcy se tiene:

$$q = \frac{k}{\mu_f} P \qquad Ec.(3.27)$$

Donde:

q = caudal de producción, ft^3/s.

k = permeabilidad de la roca, ft^2.

μ_f = viscosidad del fluido, $Psi \times s/ft$.

P = presión-efectiva total del flujo, Psi.

El gradiente de presión total, ∇P, que actúa en el reservorio se puede descomponer en:

$$\nabla P = \nabla Po + \nabla Pa + \nabla Pp \qquad Ec.(3.28)$$

Donde:

∇Po = gradiente de presión de fondo, Psi/ft.

∇Pa = gradiente de presión del fluido proporcionada por la estimulación sísmica, Psi/ft.

∇Pp = gradiente de presión generada debido a perforaciones, Psi/ft.

Al generar la onda que atraviesa el reservorio, se crea una presión efectiva P_a, que impulsa al fluido con respecto a los granos y que puede ser identificada como:

$$\nabla P_a = -\nabla p_f - \rho_f \frac{\partial^2 \boldsymbol{v}}{\partial t^2} \qquad Ec.(3.29)$$

Donde:

∇p_f = gradiente de presión macroscópico que actúa a través del reservorio, Psi/ft.

ρ_f = densidad del fluido, lb/ft^3.

υ = desplazamiento promedio de los granos sólidos en el reservorio, ft/s.

Para una onda plana de tiempo-armónico que se mueve en la dirección del eje de las x, la atenuación sísmica θ que actúa sobre el medio elástico viene dada por la ecuación 3.30:

$$\theta = \theta_o e^{-\alpha L} \qquad Ec.(3.30)$$

Donde:

L = distancia del medio donde se propaga la onda, ft.

θ_o = amplitud inicial de la onda, ft.

α = coeficiente de absorción, $1/ft$.

Según Pride y otros (2008) en su trabajo “Seismic Stimulation for Oil Recovery”, para una onda de compresión, el gradiente de la fuerza que conduce el flujo relativo es:

$$\nabla Pa = -i\omega\rho_f v_p \theta/h \qquad Ec.(3.31)$$

Donde:

i = parte imaginaria.

ρ_f = densidad del fluido (agua y petróleo producidos), lbm/ft^3.

v_p = velocidad de la onda compresional, ft/s.

ω = velocidad angular, rad/s.

θ = atenuación sísmica, ft.

h = altura de la zona donde se produce la estimulación por vibraciones, ft.

De la ecuación de 3.31 y como fluido el petróleo, se elimina la parte imaginaria ya que para los cálculos posteriores se necesita valores reales, lo que resulta en:

$$|\nabla Pa| \approx \omega \rho_f v_p \theta / h \qquad Ec.(3.32)$$

Para una onda de corte, no hay cambios de compresión, y el gradiente de presión efectiva es simplemente derivada de la aceleración de la estructura de los granos.

$$\nabla Pa = \omega \rho_f v_s \theta / h \qquad Ec.(3.33)$$

3.7.1.2 Parámetros de aplicación del modelo

Debido a que los meniscos están presentes, se debe definir el número capilar Ca que está caracterizado por:

$$Ca = \frac{k \nabla P_o}{\emptyset \sigma} \qquad Ec.(3.34)$$

Este parámetro permite conocer si los efectos de capilaridad controlan los desplazamientos de meniscos.

Para que una gota de petróleo se encuentre atrapada, en presencia del gradiente de presión de fondo ∇P_o que actúa sobre ella, es necesario tener la ecuación 3.26, y cambiar L por la altura donde se transmiten las vibraciones, h:

$$\nabla P_o \times h = \sigma \left(\frac{1}{R_{derecha}} - \frac{1}{R_{izquierda}} \right)$$

Entonces, la condición para que una gota de petróleo atraviese una obstrucción l de la garganta del poro que bloquea la migración es:

$$R_{derecha} = \frac{l}{\cos \theta} \qquad Ec.(3.35)$$

Donde:

θ = ángulo de contacto del petróleo-agua-sólidos, $grados$.

l = longitud de los poros, ft.

Así, la condición para que la estimulación vibracional movilice una gota de petróleo atrapada es:

$$(\nabla P_o + \nabla P_a)h > \frac{\sigma cos\theta}{l}\left[1 - \left(\frac{R_{derecha}}{R_{izquierda}}\right)_{bt}\right] \qquad Ec.(3.36)$$

Donde:

$(R_{derecha}/R_{izquierda})_{bt}$ = momento de ruptura y es necesariamente una fracción menor que uno.

En lugar de intentar un análisis en que participen $(R_{derecha}/R_{izquierda})_{bt}$, para este estudio simplemente se aproximará a $1/2$.

En forma adimensional, una condición suficiente para el trabajo de estimulación suceda es:

$$\frac{2\nabla P_o hl}{\sigma cos\theta}\left(1 + \frac{\nabla P_a}{\nabla P_o}\right) > 1 \qquad Ec.(3.37)$$

Usando $l \approx \sqrt{k}/\emptyset$ como una estimación de la obstrucción del radio de los poros y la introducción de un nuevo número adimensional $\mathbb{N}_e$, que se conocerá como “número de estimulación", permite que el criterio de estimulación finalmente se describa como:

$$\frac{\nabla P_a}{\nabla P_o} > \frac{1}{\mathbb{N}_e} - 1 \qquad Ec.(3.38)$$

Donde:

$$\mathbb{N}_e = \frac{2\nabla P_o h\sqrt{k}}{\sigma \emptyset cos\theta} \qquad Ec.(3.39)$$

Donde:

∇Po = gradiente de presión de producción, Psi/ft.

h = altura de la zona donde se produce la estimulación por vibraciones, ft.

k = permeabilidad, ft^2.

σ = tensión interfacial, lbf/ft.

$\emptyset$ = porosidad, $fracción$.

θ = ángulo de contacto del petróleo-agua-sólidos, $grados$.

Cuanto más cerca $\mathbb{N}_e$ es a uno, más cerca la gota de petróleo está en conseguir atravesar la garganta del poro. Si $\mathbb{N}_e > 1$ la estimulación no sería requerida, sin embargo la estimulación puede actuar para impulsar con mayor rapidez las gotas que avanzaban lentamente a través de la obstrucción. Así, la estimulación puede aumentar la producción de petróleo, incluso cuando $\mathbb{N}_e > 1$.

Una vez que se ha comprobado la vigencia del modelo bajo los parámetros anteriormente mencionados. El gradiente ∇P_a generado por los estímulos vibracionales será el gradiente de presión adicional presente en la ecuación de flujo fraccional de inyección de agua:

$$f_w = \frac{1 + \left(\frac{0{,}001127 k_{ro} A}{\mu_o q_t}\right)\left[\frac{\partial p_c}{\partial x} + \frac{\partial \nabla P_a}{\partial x} - 0{,}00694(\rho_w - \rho_o) sen\alpha\right]}{1 + \frac{k_{ro}\mu_w}{k_{rw}\mu_o}} \qquad Ec.(3.40)$$

La ecuación 3.40 permitirá realizar los cálculos correspondientes a la predicción de la recuperación de petróleo mediante estímulos vibracionales.

3.8 FACTORES QUE AFECTAN LA RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES

3.8.1 GEOMETRÍA DEL YACIMIENTO

Uno de los primeros pasos al recopilar información de un yacimiento para un estudio de recuperación mejorada, es determinar su geometría, ya que su

estructura y estratigrafía controlan la localización de los pozos y, en gran medida, determinan los métodos por los cuales el yacimiento puede producir.

La estructura es el principal factor que gobierna la segregación gravitacional. Así en presencia de altas permeabilidades se puede reducir la saturación de petróleo a un valor al cual no resulta económica la aplicación de la inyección de agua.

En el caso de implementar los estímulos vibracionales a la recuperación de petróleo, es necesario que la estructura no posea altos ángulos de buzamiento para que las vibraciones tengan un mayor alcance efectivo en la arena productora.

3.8.2 LITOLOGÍA

Otros parámetros como la composición mineralógica de los granos de arena y el material cementante se deben tomar en cuenta ya que dependiendo del fluido que se inyecte se pueden ocasionar diferencias en la saturación de petróleo residual, esto se debe a que el fluido puede reaccionar con la arena y/o arcilla y modificar la porosidad, ya sea aumentándola o disminuyéndola.

La velocidad a la que se transmiten los estímulos vibracionales dependerá de la litología, es decir, los materiales geológicos más compactos poseen una mayor sección transversal efectiva lo que permitirá el paso de las vibraciones sin atenuarlas demasiado.

La heterogeneidad del yacimiento puede afectar significativamente el paso de las vibraciones a través del medio poroso principalmente por la presencia de fallas y discontinuidad en las arenas. En la presencia de una falla, la onda tiende a recorrer el plano de la falla, disipando así su energía. La misma situación ocurre en las fracturas, aunque dependiendo de la orientación puede ser beneficioso para el avance de la inyección de agua.

3.8.3 PROFUNDIDAD DEL YACIMIENTO

Cuando se tiene un yacimiento profundo las saturaciones de petróleo residual son más bajas que en un yacimiento somero después de culminada la producción

primaria, esto se debe a que estuvo disponible un gran volumen de gas en solución para expulsar el petróleo y a que el factor de compresibilidad fue grande y, en consecuencia se ha producido más petróleo. Además, grandes profundidades permiten usar mayores presiones y dependiendo de las condiciones del yacimiento varía la selección del equipo de producción, la completación para incorporar los estímulos vibracionales, el diseño de la planta, número y localización de pozos.

3.8.4 PERMEABILIDAD

La permeabilidad no afecta directamente a la transmisión de vibraciones, pero si a la inyección de agua ya que la tasa de inyección de fluidos está controlada por la permeabilidad, es por ello que en la determinación de la factibilidad de inyección de agua en un yacimiento es necesario conocer la máxima presión de inyección tomando en cuenta la profundidad del yacimiento.

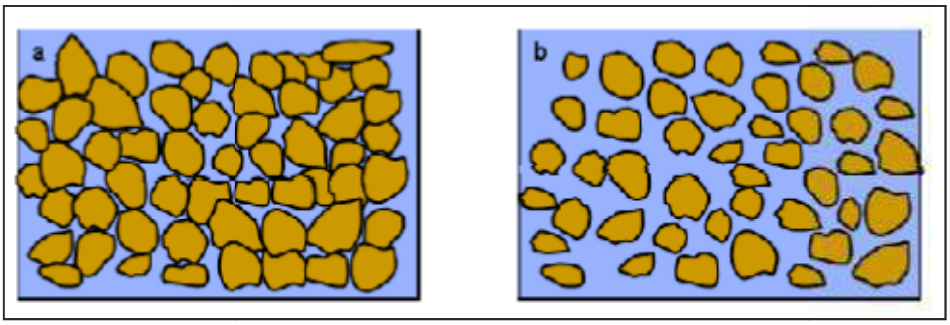
La rentabilidad del proyecto puede calcularse comparando el recobro que se estima lograr con los gastos que involucra el programa de inyección de agua con estímulos vibracionales: si resulta económico, se debe efectuar un estudio más detallado.

3.8.5 ELASTICIDAD DE LA FORMACIÓN

La elasticidad de la matriz constituye el factor más importante dentro de la recuperación mejorada mediante estímulos vibracionales, debido a que el reservorio debe poseer propiedades mecánicas elásticas para que las vibraciones se transmitan en la formación. Si la formación es frágil, es decir, posee un límite de ruptura bajo, podría conducir a la licuefacción de las arenas.

La licuefacción podría obligar al material geológico a fluir libremente causando taponamiento o disminuyendo el área efectiva de los canales porosos. Lo que implica un aumento en la presión capilar en las gargantas porales y por lo tanto, se necesitará un mayor gradiente de presión adicional para que las gotas de petróleo en el entrampamiento puedan fluir.

FIGURA 3.30 LICUEFACCIÓN, (a) SEDIMENTOS ANTES DE UN TERREMOTO, (b) SEDIMENTOS DESPUÉS DE UN TERREMOTO

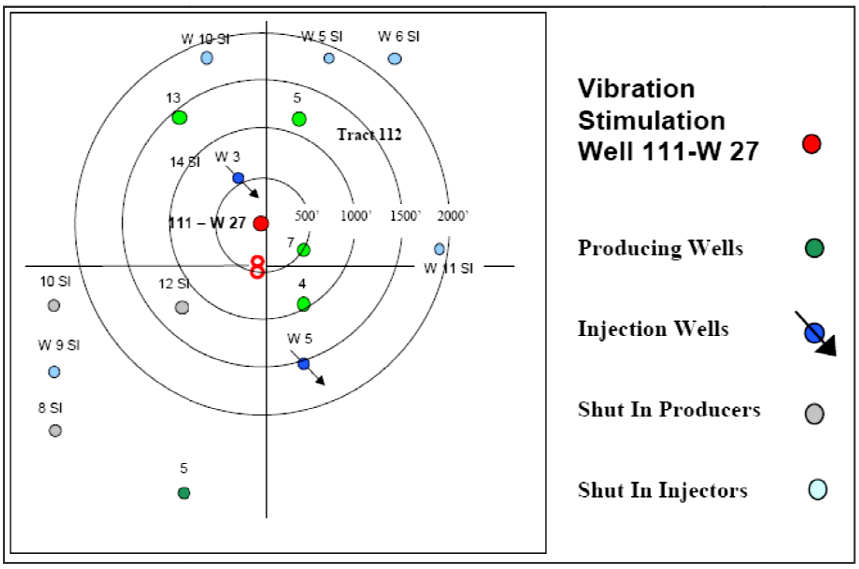


Fuente: Seismic Coupling and Hydrological Responses, Shahid Rashid.

3.8.6 FRECUENCIA

La frecuencia es otro factor importante dentro de la generación de estímulos vibracionales. El rango de frecuencias para que la recuperación de petróleo sea exitosa debe estar entre 20 Hz - 50 Hz, que corresponde al rango de bajas frecuencias.

FIGURA 3.31 PRUEBA PILOTO ESTIMULACIÓN POR VIBRACIONES EN EL POZO 111-W 27 EN EL CAMPO NORTH BURBANK, OKLAHOMA, U.S.A.



Fuente: Enhanced Oil Recovery with Downhole Stimulation, Osage County, Oklahoma, SPE Paper 75254.

Una alta frecuencia será rápidamente atenuada por el medio, debido a que la onda pierde mucha de su energía al repetir los ciclos.

Las ondas de alta frecuencia tendrán un alcance limitado de pocos pies a diferencia de las ondas de baja frecuencia que pueden alcanzar hasta radios de una milla y media.

3.8.7 TEMPERATURA

El gradiente geotérmico aumentará conforme más profundo se encuentre el yacimiento. A altas temperaturas la formación ya no exhibiría un comportamiento elástico, sino más bien, un comportamiento plástico lo que perjudica la transmisión de las vibraciones.

El aumento de la temperatura además puede afectar la completación de fondo, lo que produciría un fracaso en el proyecto, pérdida de inversiones y daños colaterales en el pozo en el cual se encuentran las herramientas implementadas.

3.9 ECUACIONES EMPLEADAS PARA UN YACIMIENTO HOMOGÉNEO

Para realizar la predicción del comportamiento de la recuperación mejorada de petróleo mediante estímulos vibracionales se utilizará las ecuaciones del proceso de inyección de agua.

3.9.1 ETAPA INICIAL

PRODUCCIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO

Movilidad

$$M = \frac{(k_{rw})_{S_{wpbt}} \times \mu_o}{(k_{ro})_{S_{wc}} \times \mu_w} \quad [adimensional] \qquad Ec.(3.41)$$

Donde:

$(k_{rw})_{S_{wpbt}}$ = Permeabilidad relativa al agua a saturación de agua promedia, $adimensional$.

$(k_{ro})_{S_{wc}}$= Permeabilidad relativa al petróleo a saturación de agua connata, $adimensional$.

μ_o = viscosidad de petróleo, cp.

μ_w = viscosidad de agua, cp.

Volumen poroso

$$Vp = 7757{,}8 \times \phi \times h \times A \quad [Bbl] \qquad Ec.(3.42)$$

Donde:

h = espesor de la arena, ft.

Producción de agua hasta el momento de la ruptura

$$W_{pbt} = E_{asbt}(S_{wc} - S_{wr})Vp \quad [Bbl] \qquad Ec.(3.43)$$

Producción de petróleo hasta el momento de la ruptura

$$N_{pbt} = E_{asbt}\left(S_{wpbt} - S_{wc}\right)Vp/\beta_o \quad [BF] \qquad Ec.(3.44)$$

Volumen inyectado de agua hasta el momento de la ruptura

$$W_{iny} = E_{asbt}\left(S_{wpbt} - S_{wr}\right)Vp \quad [Bbl] \qquad Ec.(3.45)$$

PRODUCCIÓN DE AGUA Y FLUIDOS

Producción de petróleo hasta el momento de la ruptura

$$q_o = \frac{0{,}002254 \times k \times (k_{ro})_{S_{wc}} \times \Delta P}{\mu_o \times \beta_o \times \left[\frac{d}{a} - 1{,}17 + \frac{2}{\pi} \times LN\left(\frac{a}{r_w}\right) + 0{,}5(S_i + S_p)\right]} \quad [Bbl] \qquad Ec.(3.46)$$

Donde:

k = permeabilidad absoluta, md.

ΔP = Diferencia de presión entre el inyector y el productor, Psi.

r_w = radio del pozo, ft.

S_i = daño pozo inyector, $adimensional$.

S_p = daño pozo productor, $adimensional$.

Tiempo de ruptura

$$t_{bt} = \frac{N_{pbt}}{q_o} \quad [Días] \qquad Ec.(3.47)$$

Producción de agua hasta el momento de la ruptura

$$q_w = \frac{W_{pbt}}{t_{bt}} \quad [Bbl] \qquad Ec.(3.48)$$

Corte de agua

$$WOR = \frac{q_w}{q_o} \quad [\%] \qquad Ec.(3.49)$$

Recuperación de petróleo hasta el momento de la ruptura

$$RP_{bt} = \frac{N_{pbt}}{N} = \frac{N_{pbt}}{Vp(1 - S_{wi})/\beta_o} \quad [\%] \qquad Ec.(3.50)$$

3.9.2 FASE SUBORDINADA

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA EN LA ZONA VIRGEN

Volumen desplazable

$$V_D = V_p\left(S_{wpbt} - S_{wr}\right) \quad [Bbl] \qquad Ec.(3.51)$$

Producción de petróleo en la zona virgen

$$\Delta N_{pn} = \Delta E_{as}\left(S_{wpbt} - S_{wc}\right)Vp \quad [Bbl] \qquad Ec.(3.52)$$

Donde:

ΔE_{as} = $E_{as_{n+1}} - E_{as_n}$

n = 0, 1, 2, ….., i. intervalos de incrementos sucesivos del volumen inyectado, $adimensional$.

Producción de agua en la zona virgen

$$\Delta W_{pn} = \Delta E_{as}(S_{wc} - S_{wr})Vp \quad [Bbl] \qquad Ec.(3.53)$$

Variación de la fracción del volumen poroso nuevamente invadido

$$\Delta Q_i = \frac{\Delta V_{iny}}{E_{as} \times Vp} \quad [adimensional] \qquad Ec.(3.54)$$

Donde:

ΔV_{iny} = Variación de volúmenes inyectados, Bbl.

Q_i = Fracción del volumen poroso nuevamente invadido, $adimensional$.

Pendiente de la curva de flujo fraccional

$$\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \frac{1}{Q_i} \quad [adimensional] \qquad Ec.(3.55)$$

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA EN LA ZONA INVADIDA

Producción de petróleo en la zona invadida

$$\Delta N_{pp} = (1 - f_w)\left[\Delta V_i - \left(\Delta N_{pn} + \Delta W_{pn}\right)\right] \quad [Bbl] \qquad Ec.(3.56)$$

Donde:

f_w = corte de agua correspondiente a S_w.

ΔV_i = volumen incremental de agua inyectada en el intervalo de t_n y t_{n+1}.

Producción de agua en la zona invadida

$$\Delta W_{pp} = f_w\left[\Delta V_i - (\Delta N_{pn} + \Delta W_{pn})\right] \quad [Bbl] \qquad Ec.(3.57)$$

PRODUCCIONES TOTALES DE PETRÓLEO Y AGUA EN EL INTERVALO DE t_n Y t_{n+1}

Producción de petróleo

$$\Delta N_p = \frac{\Delta N_{pn} + \Delta N_{pp}}{\beta_o} \quad [BF] \qquad Ec.(3.58)$$

Producción de agua

$$\Delta W_p = \left(\Delta W_{pn} + \Delta W_{pp}\right) \quad [Bbl] \qquad Ec.(3.59)$$

3.10 DESCRIPCIÓN HERRAMIENTAS

3.10.1 HYDRO-IMPACT™

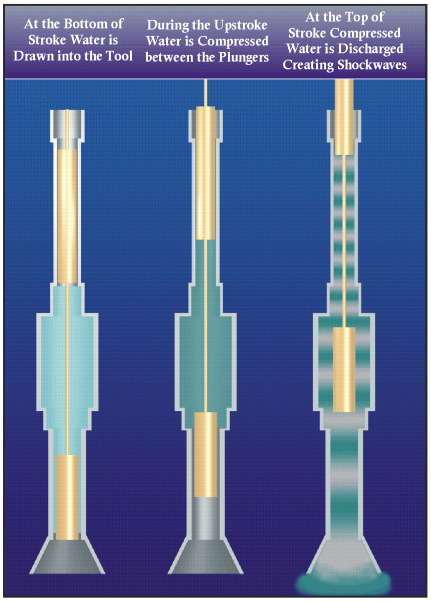
Esta herramienta propiedad de ASR (Applied Seismic Research) se basa en el principio de desalojar las gotas de petróleo que están atrapadas en los capilares de la roca.

La figura 3.32 muestra la herramienta Hydro-Impact y el equipo necesario para la generación de ondas de choque en un pozo. La herramienta Hydro-Impact tiene dos bombas de tubing modificadas que consta de dos barriles que contienen dos pistones conectados con varillas de bombeo. Varias juntas de tubería especiales conectan los dos barriles. El levantamiento simultáneo de los pistones comprimen el líquido atrapado dentro de la tubería especial y, en la parte superior de la carrera de la unidad de bombeo, las salidas del émbolo del cañón genera una poderosa onda de choque hidrodinámica en menos de 50 ms.

La onda de choque se mueve a través de las perforaciones y se propaga a través de la formación a una velocidad de 1,5 km/s.

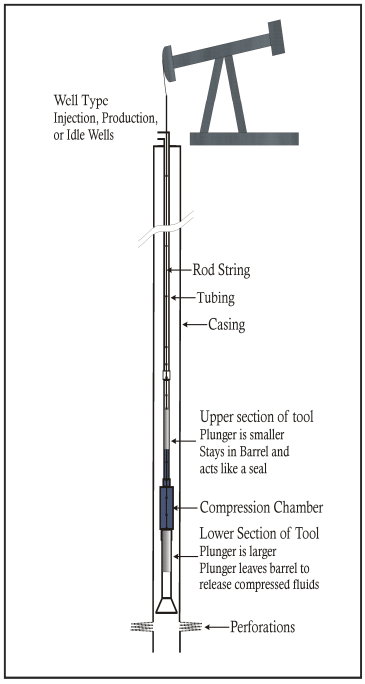
La onda de choque tiene una potencia de 2 a 10 Mw y la presión en el frente de onda es superior a 3500 Psi.

FIGURA 3.32 FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA HIDRO IMPACT



Cortesía: Applied Seismic Research.

FIGURA 3.33 COMPLETACIÓN PARA LA HERRAMIENTA HIDRO IMPACT



Cortesía: Applied Seismic Research.

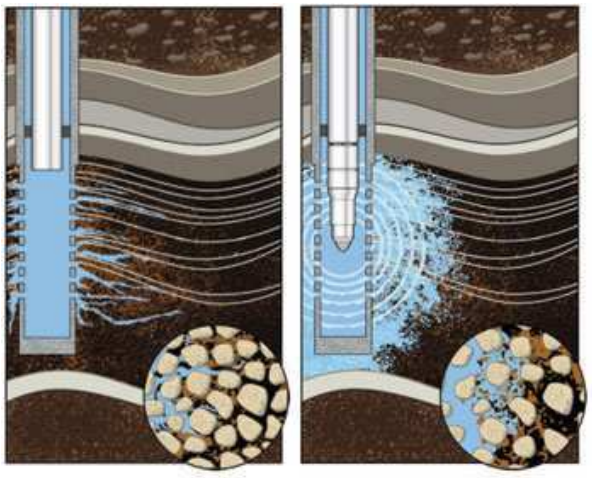
Debido a que la onda pasa a través del casing del pozo y cemento en cuestión de microsegundos, no es dañino para la completación. Además, el tiempo es insuficiente para fracturar la roca. La onda de choque se transforma en una onda de energía elástica de alta a media que puede viajar una distancia de hasta 1 milla en todas las direcciones.

3.10.2 POWERWAVE™

En el sector energético, Wavefront Reservoir Technologies ha patentado la tecnología de pulsos de energía conocida como Powerwave Esta tecnología mejora la recuperación de petróleo a través de incrementar el área de barrido de la inyección de agua, extiende la vida de los pozos y genera una alta rentabilidad.

Esta innovadora técnica ha sido introducida recientemente y es menos invasiva que la química o la desviación mecánica. La tecnología Powerwave utiliza un sistema de fondo que proporciona pulsos de energía para la estimulación del fluido en forma de ondas de desplazamiento que ayudan a mover el hidrocarburo entrampado a través del reservorio al penetrar de manera uniforme en la zona productiva.

FIGURA 3.34 COMPARACIÓN ENTRE INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL E INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES



Cortesía: Wavefront Reservoir Technologies.

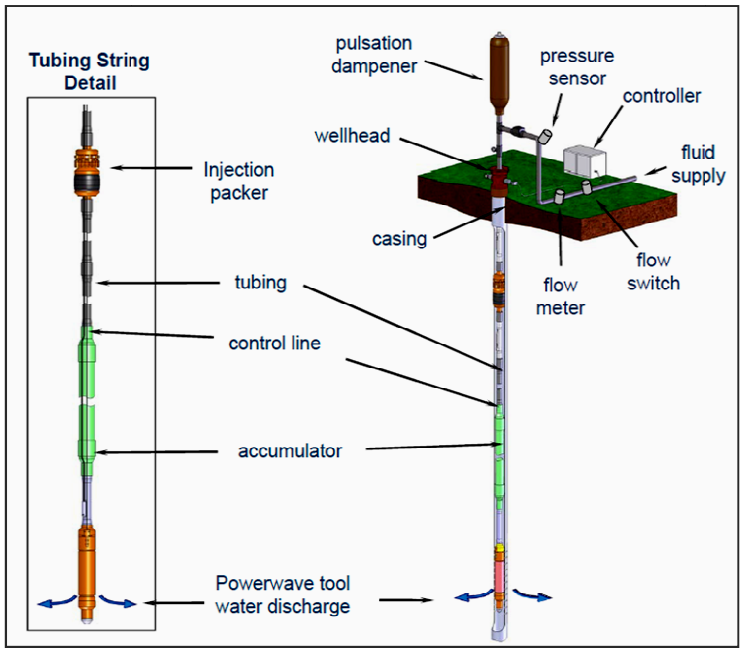
Mediante la creación de ondas de baja frecuencia en forma de pulsos de presión del fluido, el hidrocarburo es eficazmente desplazado en los lugares de más difícil acceso en el reservorio. Los pulsos de la presión del fluido generan vibraciones elásticas en la estructura de los poros. Esto crea un camino de menor resistencia momentánea que fomenta al fluido a una coalescencia.

La capacidad de Powerwave para mejorar la uniformidad de los pozos de petróleo se ha traducido en mayores tasas de producción, ampliando la vida de un campo, y aumentando su valor. En Texas, una reciente prueba de campo elevó las tasas

de producción de ocho pozos en un 26%. Un proyecto similar en Alberta, Canadá, inicialmente aumentó su producción un 18%.

Funciona mediante la rápida apertura y cierre de una válvula, similar a la liberación de una torcedura en una manguera de jardín o el latido de un corazón animal. Powerwave provee una solución con bajo costo, se instala en el pozo y genera ondas pulsantes continuas, empujando la corriente inyectada a través del yacimiento, el motor pulsante funciona bajo el patrón de oleaje ideal tomando en cuenta la permeabilidad de la roca y otras características del reservorio; de esta manera el agua empuja al petróleo a la superficie en una ola uniforme, esto reduce la formación de canales y la intrusión de agua temprana.

FIGURA 3.35 COMPLETACIÓN PARA LA HERRAMIENTA POWERWAVE



Cortesía: Wavefront Reservoir Technologies.

En el proceso de Powerwave, la amplitud del rango de presión de pulsos de 300 Psi a 1000 Psi, por lo que los gradientes de presión locales asociados con las rutas naturales de menor resistencia en la formación son relativamente insignificantes. La herramienta puede soportar temperaturas de 200 $°C$ y presiones de inyección de 7000 Psi.

La frecuencia con la que trabaja la herramienta Powerwave es de 100 Hz para altas permeabilidades, superiores a 100 md y 150 Hz para permeabilidades bajas.

CAPÍTULO 4

APLICACIÓN DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES

4.1 CONDICIONES NECESARIAS PARA LA APLICACIÓN DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES

La factibilidad de incorporar los estímulos vibracionales dependerá de las reservas que se puedan recuperar. Para lo cual, se necesita conocer el volumen de petróleo remanente en los reservorios; además, la presión de reservorio no debe ser muy alta, ya que se necesitará una mayor presión de inyección para invadir la zona de interés lo que se traduce en equipos de superficie y de subsuelo más costosos.

Para incorporar los estímulos vibracionales a la inyección de agua se necesita sobre todo una continuidad en las arenas, es decir, se necesita una arena en lo posible sin heterogeneidades para que el agua junto con las vibraciones pueda barrer eficientemente el petróleo de toda la arena sometida bajo este proceso.

Otro factor importante para implementar la recuperación mejorada de petróleo mediante estímulos vibracionales es la saturación actual de petróleo. Después de un largo periodo de producción la saturación de petróleo disminuirá, el petróleo remanente se encuentra en los capilares de radios pequeños por lo que se necesita incorporar nuevas técnicas de recuperación de petróleo; la técnica a ser empleada dependerá del valor de saturación actual al igual que la inversión de dicho proyecto.

Finalmente, un factor crítico en la factibilidad de implementar los estímulos vibracionales a la inyección de agua es las propiedades mecánicas de la formación. En campos maduros no siempre se puede encontrar estudios relacionados a este tema, como es el caso del campo PBH, para lo cual se

tomará datos del campo Palo Azul, que posee similar estructura y ambiente depositacional que el campo PBH. La transmisión de las vibraciones depende de los módulos elásticos que posee la formación.

El ANEXO 4.1, presenta un análisis de cómo la actividad sísmica ha afectado al campo PBH.

4.2 CONTINUIDAD DE LAS ARENAS

El estudio de continuidad se realiza para la arena Hollín Superior, ya que es la arena productora con mayor proyección para la aplicación de la recuperación mejorada mediante estímulos vibracionales dentro del campo PBH, debido a su espesor promedio y cantidad de reservas disponibles. Además, las arenas U y T son reservorios marginales y se presentan en forma discontinua en el campo; la arena Hollín Inferior posee un acuífero activo por lo que no es factible aplicar un proyecto de inyección de agua.

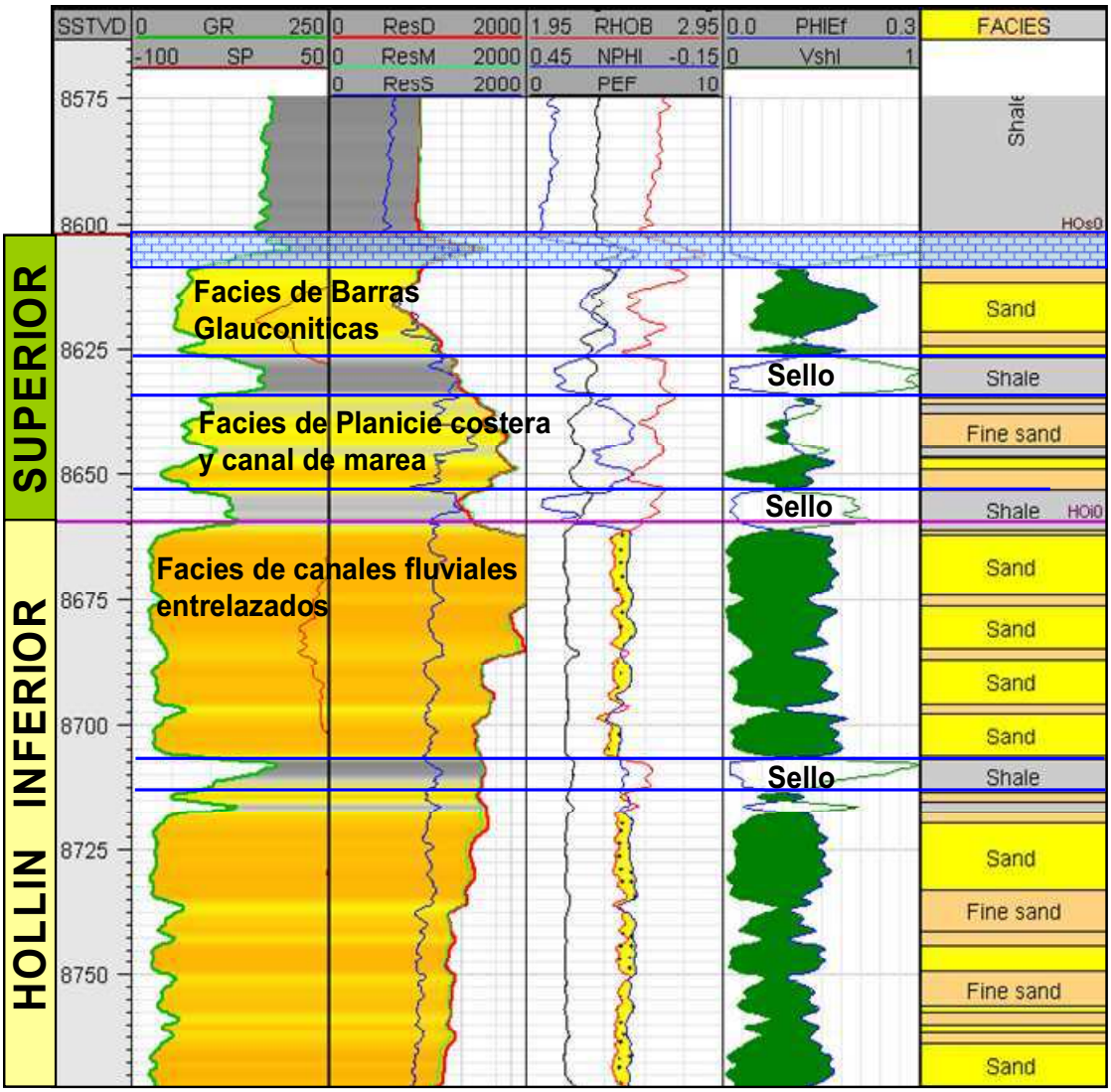
Hollín Superior presenta un espesor total comprendido entre 50 y 80 pies y una porosidad promedio del 15 %.

La zona de Hollín Superior está formada por areniscas de grano fino intercaladas con limolitas y calizas hacia la parte superior que están colmatando la secuencia de Hollín. Las areniscas son cuarzosas y ocasionalmente presentan inclusiones de glauconita que indican una depositación marino litoral.

En el área se han identificado tres facies como lo muestra la figura 4.1.

- Facies de planicie costera y canal de marea, se caracterizan por presentar buenas propiedades petrofísicas, en el análisis de registros eléctricos como la curva de rayos Gamma tiene una forma tipo caja, típica de un canal.
- Facies de barras glauconíticas, se caracterizan por presentar regulares propiedades petrofísicas, en el análisis de registros eléctricos como la curva de rayos gamma indica el aumento de material radiactivo, mostrando el empobrecimiento de la calidad de reservorio por la presencia de arcillas.
- Facies correspondientes a lutitas, depositadas en un ambiente marino abierto, estas definen los distintos sellos del reservorio.

FIGURA 4.1 FACIES FORMACIÓN HOLLÍN

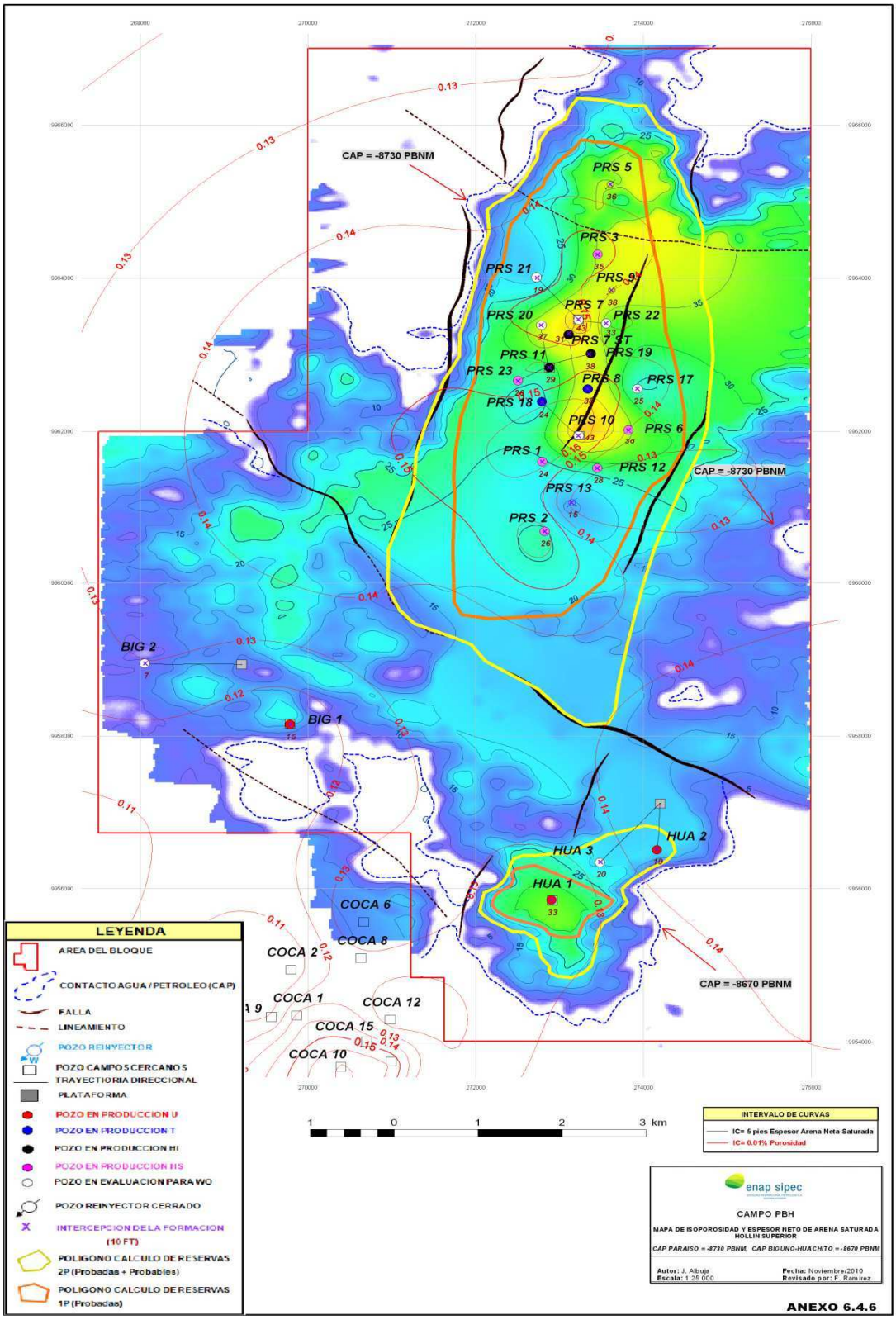


Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

La sección estratigráfica indica la continuidad lateral y vertical existente, el ANEXO 4.2 muestra los cortes estratigráficos entre los pozos PRS-01, PRS-02, PRS-03, PRS-06, PRS-09, PRS-10, PRS-12, PRS-13 y PRS-18, candidatos para el desarrollo del presente estudio.

Luego de realizar las correlaciones estratigráficas, se presenta un mapa de isoporosidad y espesores netos de la arena Hollín Superior en la figura 4.2, que permite identificar el espesor y porosidad de la arena; para posteriormente realizar la selección del modelo de inyección.

FIGURA 4.2 MAPA ISOPOROSIDAD Y ESPESOR NETO DE ARENA SATURADA DE LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR CAMPO PBH



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

A partir del estudio de continuidad de las arenas, presión del yacimiento y reservas remanentes se selecciona el modelo de inyección y los pozos para el estudio.

El ANEXO 4.3 presenta los posibles modelos de inyección para el campo PBH.

De los cuales se utilizará el modelo de cinco de pozos invertido, debido a que presenta alta flexibilidad, eficiencia para aplicar la recuperación mejorada mediante estímulos vibracionales.

Los pozos seleccionados para el estudio son: PRS-01, PRS-06, PRS-10, PRS-12 Y PRS-18. A partir de este modelo de inyección se procede a analizar las condiciones actuales de los pozos.

Para desarrollar las predicciones se asume que las propiedades roca/fluido de las arenas Hollín Superior e Inferior son iguales, debido a que no existen estudios específicos de la arena Hollín Superior.

4.3 PRESIÓN DEL ÁREA SELECCIONADA

La presión del yacimiento es un factor a considerar para un proceso de recuperación mejorada, debido a que la presión gobierna fundamentalmente el proceso de recuperación tanto primaria como mejorada.

El ANEXO 4.4 presenta el historial de presiones de los pozos PRS-01, PRS-06, PRS-10, PRS-12, y PRS-18 ubicados en la parte sur del campo Paraíso, que son los pozos seleccionados para el presente estudio.

Algunos datos de presión son extrapolados al tiempo presente, debido a la falta de información de las presiones actuales del yacimiento.

4.4 ANÁLISIS DE LOS POZOS SELECCIONADOS PARA EL MODELO DE INYECCIÓN

Los historiales de producción y las reservas remanentes, son determinados con el programa OFM de Enap-Sipetrol, los cuales se presentan en el ANEXO 4.5. La tabla 4.1 presenta un resumen de los pozos seleccionados.

El ANEXO 4.6, presenta el historial de reacondicionamientos de los pozos seleccionados, respectivamente.

TABLA 4.1 CONDICIONES ACTUALES DE LOS POZOS SELECCIONADOS

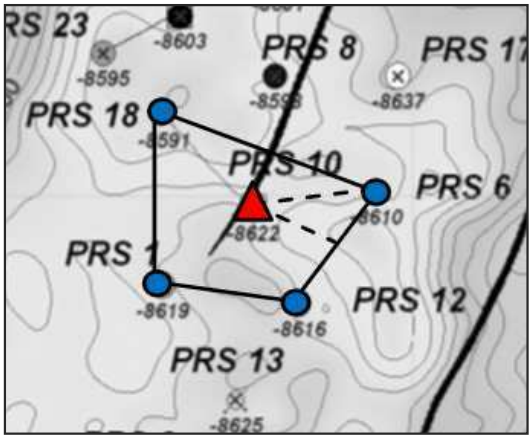
POZO	PRS-01	PRS-06	PRS-10	PRS-12	PRS-18
FECHA	Jul_2011	Jul_2011	Abr_2010	Jul_2011	No se ha producido de esta arena
ESTADO	Producción	Producción	Cerrado	Producción	
BPPD	187	185	57	28	
BSW (%)	52,23	1,05	17,178	45,28	
API	25,7	26,5	28,1	26,3	26,9
MÉTODO PRODUCCIÓN	BH	BH	BH	BH	-
BPACUM	713873	1121279	975677	235207	0
RESERVAS REMANENTES (Bbl)	1895413	2192351	975770	244645	300671
POES (Bbl)	2609286	3313630	1951447	479852	300671
PRESIÓN (Psi)	3550	1000	1700	400	1250

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

El modelo de inyección de cinco puntos invertido, ha sido seleccionado después del estudio de continuidad de las arenas y el análisis de las condiciones actuales de los pozos seleccionados; el modelo presentará un pozo inyector PRS-10, en donde se colocará la herramienta de estimulación por vibraciones, y cuatro pozos productores PRS-01, PRS-06, PRS-12 Y PRS-18.

FIGURA 4.3 MODELO DE INYECCIÓN 5-SPOT INVERTIDO SELECCIONADO PARA LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR DEL CAMPO PBH



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

4.5 ESTUDIO DE HOMOGENEIDAD DEL MODELO DE INYECCIÓN

Se procede a determinar el grado de homogeneidad de la área seleccionada, para lo cual se analiza la porosidad, saturación de agua, permeabilidad, espesor de la formación y el ángulo de buzamiento los mismos que presentan en la tabla 4.2.

TABLA 4.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

POZO	TVD (ft)	K (md)	ø$(fracción)$	Vshl $(fracción)$	h (ft)	Swi $(fracción)$	Radio al PRS-10 (ft)	Ángulo $(grados)$	S $(adimensional)$
PRS-01	9549,51	125	0,161	0,188	55,84	0,339	1849,79	2,497°	24
PRS-06	9559,74	35	0,137	0,176	67,53	0,232	1971,20	1,369°	3,4
PRS-10	9574,1	7	0,168	0,082	83,118	0,156	0,00	0°	1
PRS-12	9569,73	32	0,131	0,139	65,45	0,117	1631,80	2,497°	1,97
PRS-18	9545,54	91	0,16	0,243	48,622	0,341	1998,76	1,369°	0

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

Los datos de la tabla 4.2, no presentan una gran variación entre ellos y ésta es una condición necesaria para la aplicación de los modelos matemáticos para la recuperación mejorada de petróleo mediante estímulos vibracionales.

Los valores de porosidad y saturación de agua fueron tomados del ANEXO 1.2, que presenta la petrofísica del campo PBH, mientras que los valores de permeabilidad se obtuvo de las pruebas de B'Up del ANEXO 1.3.

4.6 ÁREA DEL MODELO DE INYECCIÓN

Para calcular el área de estudio se calcula las distancias entre pozos mediante las coordenadas UTM de los pozos tomadas del ANEXO 1.2.

La figura 4.4 presenta el modelo que permitirá calcular el área de estudio, a través de la división de cuadrantes. La ecuación 4.1 y 4.2 presentan las fórmulas de Herón para el cálculo del área de triángulos irregulares:

$$sp = \frac{(a+b+c)}{2} \qquad Ec.(4.1)$$

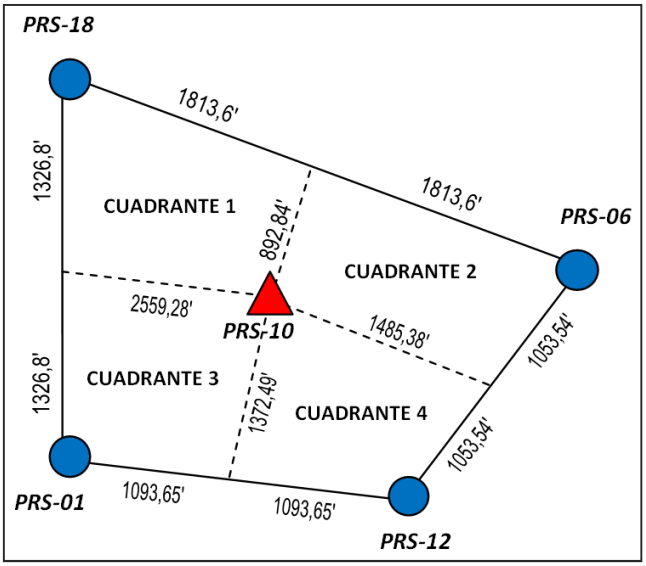
$$Área = \sqrt{\left(sp(sp-a)(sp-b)(sp-c)\right)} \qquad Ec.\,(4.2)$$

Donde:

$a, b\ y\ c$ = lados de un triángulo, ft^2.

sp = semiperímetro, ft.

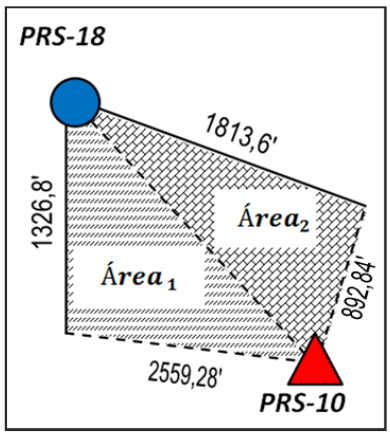
FIGURA 4.4 MODELO PARA EL ÁREA DE ESTUDIO



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

Se presenta un ejemplo de cálculo para el cuadrante 1:

FIGURA 4.5 ÁREA DE ESTUDIO CUADRANTE 1



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

$$sp_1 = \frac{(1326{,}8 + 2559{,}28 + 1998{,}8)}{2} = 2942{,}44\ ft$$

$$Área_1 = \sqrt{(2942{,}44(2942{,}44 - 1326{,}8)(2942{,}44 - 2559{,}28)(2942{,}44 - 1998{,}8)}$$

$$Área_{\,1} = 1311050{,}32\ ft^2$$

$$sp_2 = \frac{(892{,}84 + 1813{,}6 + 1998{,}8)}{2} = 2352{,}62\ ft$$

$$Área_2 = \sqrt{(2352{,}62\ (2352{,}62\ - 892{,}84)(2352{,}62\ - 1813{,}6)(2352{,}62\ - 1998{,}8)}$$

$$Área_{\,2} = 809306{,}87\ ft^2$$

$$Área_{Cuadrante\,1} = Área_{\,1} + Área_{\,2} = 2120357{,}18 ft^2$$

La tabla 4.3 presenta el área calculada para cada cuadrante.

TABLA 4.3 ÁREAS DE LOS CUADRANTES DE ESTUDIO

ÁREA DE ESTUDIO		
Cuadrante 1	2120357,18	ft^2
Cuadrante 2	1577470,64	ft^2
Cuadrante 3	1924182,29	ft^2
Cuadrante 4	1508440,96	ft^2
TOTAL	7130451,07	ft^2

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

4.7 SATURACIÓN ACTUAL DE AGUA

Para determinar el punto de ruptura se necesita conocer el valor de la saturación de agua actual en el yacimiento, que será denominado $S_{w_{actual}}$. Se lo calcula con los datos de la tabla 4.1 y 4.2.

Primero se determina el área de drenaje en esta zona, con la ecuación del método volumétrico. El POES para el modelo seleccionado es la suma de todos los POES de cada pozo.

$$POES = \frac{7758 \times \emptyset \times h \times A_{drenaje} \times (1 - S_w)}{\beta_O}$$

$$8654885{,}63 = \frac{7758 \times 0{,}151 \times 64{,}112 \times A_{drenaje} \times (1 - 0{,}237)}{1{,}0986}$$

$$A_{drenaje} = 165{,}92\ acres$$

Luego se calcula la saturación de agua actual, con el valor de las reservas remanentes del modelo seleccionado en lugar de la ecuación para calcular el POES.

$$Reservas\ Remanentes = \frac{7758 \times \emptyset \times h \times A_{drenaje} \times (1 - S_{w_{actual}})}{\beta_O}$$

$$5608850 = \frac{7758 \times 0{,}151 \times 64{,}112 \times 165{,}92 \times (1 - S_{w_{actual}})}{1{,}0986}$$

$$S_{w_{actual}} = 0{,}5055$$

El valor de $S_{w_{actual}}$ será utilizado como saturación de agua connata para el proyecto de inyección de agua.

El POES del modelo de inyección seleccionado se lo determina con $S_{w_{actual}}$ y los valores promedio de cada área de estudio de las tablas 4.2 y 4.3. Los valores promedio para cada cuadrante se presentan en la tabla 4.7.

Ejemplo de cálculo para el POES del cuadrante 1:

$$POES_{Cuadrante\ 1} = \frac{0{,}164 \times 65{,}87 \times 2120357{,}2 \times (1 - 0{,}506)}{1{,}0986 \times 5{,}615} = MMBbl$$

La tabla 4.4 presenta los valores de POES para cada cuadrante.

TABLA 4.4 POES DE LOS CUADRANTES DE ESTUDIO

CÁLCULO DE POES		
Cuadrante 1	1836189,41	Bbl
Cuadrante 2	1447745,17	Bbl
Cuadrante 3	1757627,4	Bbl
Cuadrante 4	1338330,64	Bbl
TOTAL	6379892,61	Bbl

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

4.8 PROPIEDADES GEO-MECÁNICAS

Luego de la selección del área apropiada para la aplicación de la recuperación mejorada mediante estímulos vibracionales, se procede a calcular las constantes elásticas necesarias para el desarrollo del modelo matemático.

La tabla 4.5 presenta un resumen de las propiedades geo-mecánicas generales.

TABLA 4.5 PROPIEDADES GEOMECÁNICAS PARA EL CAMPO PBH

Stress Horizontal Máximo	15,5	PPG	$\mathrm{N}\ 20^{o} \pm 5^{o}\ \mathrm{E}$
Stress Horizontal Mínimo	10,8	PPG	$\mathrm{N}\ 110^{o} \pm 5^{o}\ \mathrm{E}$
Stress Vertical	13,1	PPG	
Presión de Poro	6,5	PPG	
Presión de Fractura	17,0	PPG	

Fuente: 3D Analysis for Wellbore Stability: Reducing Drilling Risks in Oriente Basin, Ecuador, SPE 94758.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

La presión de poro es el promedio de la presión de todas las arenas del campo PBH.

El ANEXO 4.7 presenta las constantes elásticas calculadas para el área seleccionada, a partir del registro del pozo PRS-18.

4.9 APLICACIÓN DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES

4.9.1 MODELO POROELÁSTICO

En el presente estudio se utilizará este modelo como base para los cálculos correspondientes a la fuerza adicional proporcionada por la estimulación por vibraciones ya que involucra fenómenos más reales del reservorio.

El ANEXO 4.8 presenta la descripción de la onda, con las respectivas asunciones para poder desarrollar el modelo poroelástico en el área de estudio.

4.9.2.1 Procedimiento

Como ejemplo del procedimiento se presenta los cálculos para el primer cuadrante, posteriormente se muestran los resultados obtenidos para cada cuadrante en la tabla 4.7.

TABLA 4.6 DATOS CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO

CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO		
Tensión interfacial (σ)	2,05 E-03	lbf/ft
Ángulo de contacto (φ)	30	$grados$
Frecuencia (f)	150	Hz
Densidad del petróleo (ρ_o)	57,867	lbm/ft^3
Densidad de la roca (ρ_b)	164,81	lbm/ft^3
Atenuación sísmica (θ)	3,1 E-07	ft
Módulo de Bulk (K_B)	3,5 E+06	$Psia$
Módulo de corte (G)	1,69 E+06	$Psia$
Viscosidad del petróleo (μ_o)	2,86	cp

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

1. Se procede a calcular la velocidad de la onda P y de igual forma para la onda S, a partir de las ecuaciones 3.13 y 3.14, respectivamente:

$$v_p = \sqrt{\frac{K_B + \frac{4}{3}G}{\rho_b}} = \sqrt{4633{,}056 \times \frac{(3{,}50 \times 10^6) + \frac{4}{3}(1{,}69 \times 10^6)}{164{,}81}} = 12716{,}341\,\frac{ft}{s}$$

$$v_s = \sqrt{\frac{G}{\rho_b}} = \sqrt{4633{,}056 \times \frac{1{,}69 \times 10^6}{164{,}81}} = 6887{,}459\,\frac{ft}{s}$$

   Para los cálculos posteriores se centrará en el comportamiento sobre la onda P, pues la onda S no se transmite en los fluidos.

2. Se procede a calcular q_o a partir de la ecuación 3.46:

$$q_o = \frac{0{,}002254 \times k \times (k_{ro})_{S_{wc}} \times \Delta P}{\mu_o \times \beta_o \times \left[\frac{d}{a} - 1{,}17 + \frac{2}{\pi} \times LN\left(\frac{a}{r_w}\right) + 0{,}5\left(S_i + S_p\right)\right]}$$

$$q_o = \frac{0{,}002254 \times 12{,}45 \times (3750)}{2{,}869 \times 1{,}099 \times \left[\frac{1998{,}80}{999{,}40} \times -1{,}17 + \frac{2}{\pi} \times \mathrm{LN}\left(\frac{999{,}40}{0{,}583}\right) + 0{,}5(1+0)\right]}$$

$$q_o = 362{,}13\ BPPD$$

TABLA 4.7 DATOS PARA CALCULAR q_o

	CUADRANTE 1	CUADRANTE 2	CUADRANTE 3	CUADRANTE 4
porosidad ($fracción$)	0,164	0,152	0,164	0,149
kabs (md)	49	21	66	19,5
kefec @ Swc ($adimensional$)	12,45	5,33	16,76	4,95
h (ft)	65,87	75,32	69,48	74,28
S ($adimensional$)	1,00	4,40	25,00	2,97
ΔP (Psi)	3750,00	4000,00	1450,00	4600,00
d (ft)	1998,80	1971,20	1849,80	1631,80
a (ft)	999,40	985,60	924,90	815,90
Área (acres)	48,68	36,21	44,17	34,63
q_o ($BPPD$)	362,13	148,06	67,01	174,72

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

Los datos para cada cuadrante son el promedio entre el pozo inyector y el pozo productor de cada cuadrante respectivamente.

3. El caudal de petróleo se utiliza en la ley de Darcy para obtener el gradiente de producción en la inyección de agua:

$$\frac{\partial P}{\partial L} = \nabla P_o = \frac{q_o \mu_o}{0{,}001127kA} = \frac{362{,}125 \times 2{,}869}{0{,}001127 \times 49 \times 48{,}676 \times 43560} = 0{,}0088728 \frac{Psi}{ft}$$

4. Con ∇P_o y los datos de la tabla 4.6 se calcula el número de estimulación, a partir de la ecuación 3.39:

$$\mathbb{N}_e = \frac{2\nabla P_o h\sqrt{k}}{\sigma \emptyset cos\theta} = \frac{2 \times 0{,}0088728 \times 65{,}87 \times \sqrt{(49 \times 1{,}0624 \times 10^{-14})}}{0{,}0020556 \times 0{,}164 \times cos\ (30^o)} = 0{,}41596$$

5. Se procede a calcular el gradiente ∇P_a con la ecuación 3.33:

$$\nabla Pa = \omega \rho_o v_s \theta / h = \frac{2 \times \pi \times 150 \times \left(\frac{57{,}867}{144}\right) \times 12716{,}341 \times 3{,}1 \times 10^{-7}}{65{,}87}$$

$$\nabla Pa = 0{,}0227\ Psi/ft$$

6. La ecuación 3.38 presenta la condición necesaria para que se pueda cumplir la estimulación:

$$\frac{\nabla P_a}{\nabla P_o} > \frac{1}{\mathbb{N}_e} - 1 = \frac{0{,}0227}{0{,}0089} > \frac{1}{0{,}416} - 1 = 2{,}55 > 1{,}404$$

Por lo tanto el gradiente de presión producido por la onda de frecuencia 150 Hz físicamente puede movilizar las gotas de petróleo entrampadas en los capilares.

TABLA 4.8 DATOS MODELO POROELÁSTICO PARA CADA CUADRANTE

	CUADRANTE 1	CUADRANTE 2	CUADRANTE 3	CUADRANTE 4
Área ($acres$)	48,676	36,213	44,173	34,629
k (md)	49	21	66	19,5
ϕ ($fracción$)	0,164	0,152	0,164	0,149
h (ft)	65,870	75,324	69,479	74,284
q_o (Bbl)	362,125	333,056	254,012	202,724
v_p (ft/s)	12716,341	12716,341	12716,341	12716,341
∇P_o (Psi/ft)	0,008872	0,025594	0,005091	0,017544
$\mathbb{N}_e$($adimensional$)	0,41596	0,96916	0,29221	0,64406
∇P_a (Psi/ft)	0,0227	0,0199	0,0216	0,0201
$\frac{\nabla P_a}{\nabla P_o} > \frac{1}{\mathbb{N}_e} - 1$	VERDADERO	VERDADERO	VERDADERO	VERDADERO

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

Debido a que ∇P_a depende de la distancia entre el pozo productor (fuente de las vibraciones) y el inyector; este gradiente va a variar de manera diferente a las permeabilidades relativas, es decir, no dependerá de la saturación de agua. Debido a este inconveniente se plantea utilizar un gradiente de presión ∇P_a constante a partir de una atenuación promedio ($\theta = 3{,}1 \times 10^{-5}$) para cada valor de saturación de agua.

4.10 RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

Después de haber caracterizado el área de estudio se procede a determinar cuál será la recuperación esperada de petróleo durante el proceso de recuperación mejorada mediante estímulos vibracionales.

Para el área seleccionada se aplica el procedimiento de Buckley - Leverett. Para los cálculos de la predicción del comportamiento de agua se presenta una comparación entre la inyección de agua convencional y la inyección de agua con estímulos vibracionales.

Para el estudio en mención del campo PBH, se ha seleccionado un modelo de cinco pozos invertido considerando pozos ya existentes en el campo. Este modelo presenta complicaciones al momento de predecir el comportamiento de la inyección de agua, por lo que se tratará a cada pozo productor junto con el inyector, como un modelo lineal de inyección de agua. Este método se describe en el ANEXO 4.9.

4.10.1 PROCEDIMIENTO PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL

Se presenta los cálculos para el primer cuadrante como ejemplo de cálculo del procedimiento de recuperación de petróleo, posteriormente se presenta los resultados para los demás cuadrantes.

1. Con los datos de permeabilidad relativa vs saturación de agua de la tabla 1.3 se procede a calcular f_w, con la ecuación 3.15 para la inyección agua convencional. Estos valores se presentan en la tabla 4.9 y en la gráfica 4.1.

   Se desprecia los efectos gravitatorios, debido al valor tan pequeño del ángulo de buzamiento, así como los efectos de la presión capilar.

   Por lo tanto, la ecuación a utilizarse será:

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

   Se presenta un ejemplo de cálculo:

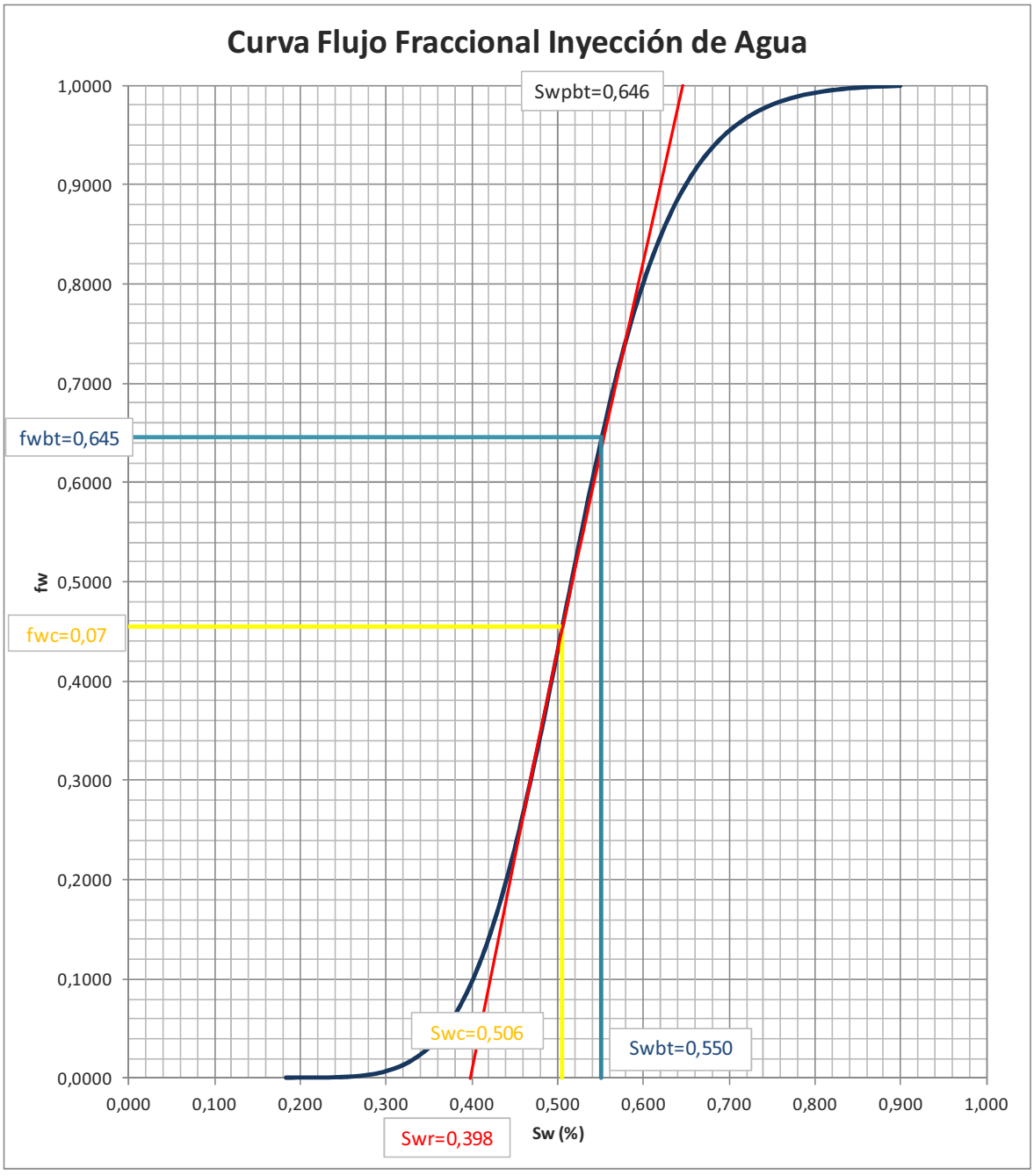
$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}\mu_w}{k_{rw}\mu_o}} = \frac{1}{1 + \frac{0{,}782987 \times 0{,}28}{0{,}0001451 \times 2{,}869}} = 0{,}0019$$

TABLA 4.9 DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CURVAS f_w VS S_w Y $(\partial f_w/\partial S_w)$ VS S_w PARA LA INYECCIÓN CONVENCIONAL DE AGUA CUADRANTE 1

m	Sw	krw	kro	fw	∂fw/∂Sw
	0,183	0,0000000	1,0000000	0,0000	
1,87	0,21	0,0000125	0,9269254	0,0001	0,01
2,05	0,24	0,0000287	0,8544134	0,0003	0,03
2,27	0,27	0,0001451	0,7829870	0,0019	0,10
2,52	0,30	0,0004586	0,7131265	0,0065	0,26
2,81	0,33	0,0011197	0,6452689	0,0175	0,55
3,14	0,36	0,0023219	0,5798084	0,0394	1,02
3,48	0,39	0,0043015	0,5170962	0,0785	1,70
3,80	0,42	0,0073382	0,4574403	0,1412	2,54
4,03	0,45	0,0117544	0,4011060	0,2309	3,40
4,13	0,48	0,0179155	0,3483154	0,3452	4,04
4,03	0,51	0,0262301	0,2992476	0,4732	4,24
3,53	0,54	0,0371496	0,2540388	0,5998	3,97
3,84	0,57	0,0511685	0,2127822	0,7113	3,35
3,31	0,60	0,0688243	0,1755279	0,8007	2,60
2,89	0,63	0,0906974	0,1422832	0,8672	1,89
2,52	0,66	0,1174112	0,1130120	0,9141	1,31
2,21	0,69	0,1496323	0,0876358	0,9459	0,88
1,94	0,72	0,1880700	0,0660325	0,9669	0,57
1,71	0,75	0,2334770	0,0480374	0,9803	0,36
1,53	0,78	0,2866484	0,0334427	0,9887	0,23
1,37	0,81	0,3484230	0,0219975	0,9939	0,14
1,24	0,84	0,4196820	0,0134081	0,9969	0,08
1,13	0,87	0,5013499	0,0073376	0,9986	0,04
	0,900	0,5943942	0,0034062	0,9994	

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

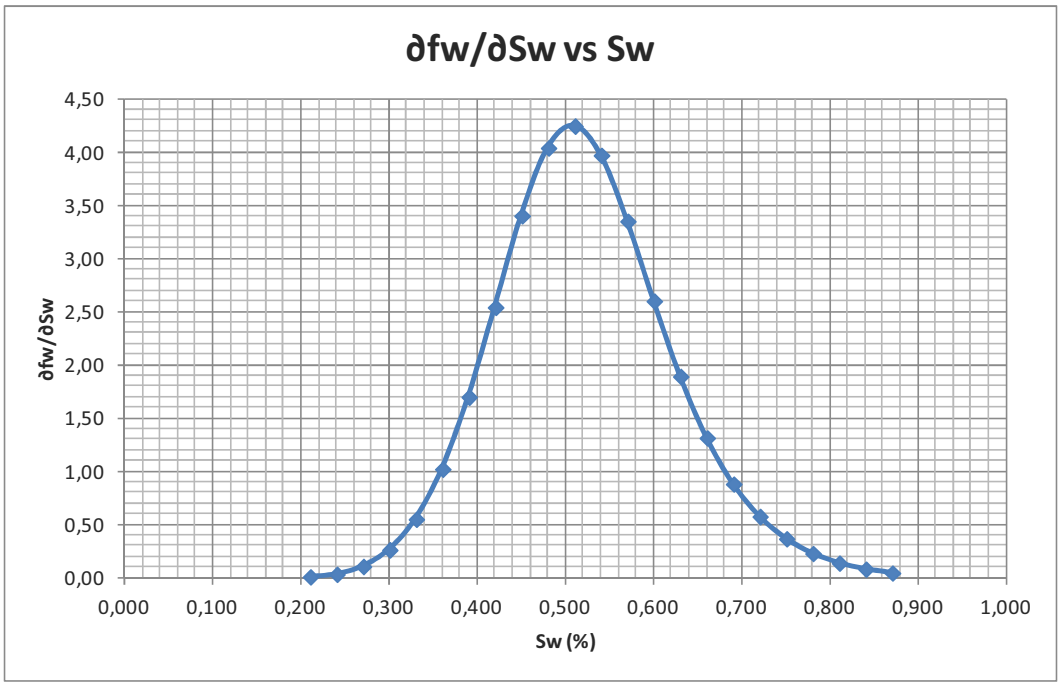
GRÁFICA 4.1 GRÁFICA f_w VS S_w PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

2. Se procede a graficar $\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$ vs S_w para el método de inyección de agua convencional. Los resultados se presentan en la gráfica 4.2.

GRÁFICA 4.2 GRÁFICA $(\partial f_w/\partial S_w)$ VS S_w PARA LA INYECCIÓN CONVENCIONAL DE AGUA CUADRANTE 1



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

3. El valor de la saturación de agua actual es 0,5055. Para el cálculo de S_{wbt} se debe trazar una tangente para la curva de flujo fraccional. Esta tangente debe pasar por el valor de la saturación de agua actual, el punto de tangencia será S_{wbt}.

   La gráfica 4.1 presenta la tangente trazada para el método de inyección de agua convencional.

   Con los valores de $(\partial f_w/\partial S_w)$ que se presentan en la tabla 4.9 se determina el valor de S_{pwbt} a partir de la ecuación 3.19.

$$S_{wpbt} = S_{wbt} + \frac{1 - f_{wbt}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{wbt}}} = 0{,}55 + \frac{1 - 0{,}645}{3{,}7} = 0{,}646$$

TABLA 4.10 VALORES PARA EL CÁLCULO DE S_{wpbt} PARA LA INYECCIÓN CONVENCIONAL DE AGUA CUADRANTE 1

INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL	
fwc	0,455
Swbt	0,550
fwbt	0,645
(∂fw/∂Sw)bt	3,700
Swpbt	0,646

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

4. A partir de la ecuación 3.41 se procede a calcular la relación de movilidad M.

$$M = \frac{(k_{rw})_{S_{wpbt}} \times \mu_o}{(k_{ro})_{S_{wc}} \times \mu_w} = \frac{0{,}156 \times 2{,}869}{0{,}3 \times 0{,}28} = 5{,}329$$

La permeabilidad relativa al petróleo se calcula delante del frente de desplazamiento donde $S_w = S_{wc}$, y la permeabilidad relativa al agua se obtiene detrás del frente de desplazamiento en la zona invadida donde $S_w = S_{wpbt}$.

La tabla 4.11 presenta los datos calculados para el método de inyección de agua convencional.

TABLA 4.11 TABLA DE VALORES PARA EL CÁLCULO DE M PARA EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1

INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL	
krw @ Swpbt	0,156
kro @ Swc	0,300
M	5,329
1/M	0,19

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

5. A partir de la figura 4 del ANEXO 4.9, se calcula la eficiencia del desplazamiento al momento de la ruptura E_{asbt}. Se ingresa a la figura con el inverso de la relación de movilidad y se obtiene $E_{asbt} = 0{,}445$.

4.10.1.1 Predicción del comportamiento de la inyección de agua

4.10.1.1.1 Etapa inicial

1. A partir de la ecuación 3.42 se determina el volumen poroso:

$$V_p = \phi hA = \frac{0{,}164 \times 65{,}87 \times 48{,}677 \times 43560}{5{,}615} = 4079348{,}193\ Bbl$$

Para determinar la producción de agua se utiliza la ecuación 3.43 a partir del valor de la saturación residual S_{wr}, el cual se obtiene al extrapolar la tangente en la curva de flujo fraccional de cada método de inyección de agua, hasta el eje de las abscisas en la gráfica 4.1.

$$W_{pbt} = E_{asbt}(S_{wc} - S_{wr})Vp = 0{,}445 \times (0{,}5055 - 0{,}398) \times 4079348{,}193$$

$$W_{pbt} = 195145{,}8191\ Bbl$$

2. Para determinar la producción de petróleo se utiliza la ecuación 3.44.

$$N_{pbt} = \frac{E_{asbt}(S_{wpbt} - S_{wc})Vp}{\beta_o} = \frac{0{,}445 \times (0{,}646 - 0{,}5055) \times 4079348{,}193}{1{,}099}$$

$$N_{pbt} = 232075{,}5663\ BF$$

3. Para determinar el volumen de agua inyectada W_{inybt} al punto de ruptura se utiliza la ecuación 3.45.

$$W_{inybt} = E_{asbt}(S_{wpbt} - S_{wr})Vp = 0{,}445 \times (0{,}646 - 0{,}398) \times 4079348{,}193$$

$$W_{inybt} = 450196{,}866\ Bbl$$

4. Para determinar el tiempo de ruptura se utiliza la ecuación 3.47.

$$t_{bt} = \frac{N_{pbt}}{q_o} = \frac{232075{,}5663}{362{,}13} = 640{,}86\ Días$$

5. Para determinar la tasa de producción de agua se determina a partir de la ecuación 3.48.

$$q_w = \frac{W_{pbt}}{t_{bt}} = \frac{195145{,}8191}{640{,}86} = 304{,}506\ BAPD$$

6. Para determinar la tasa de inyección de agua se asume que es igual a la tasa de producción de fluidos, la cual se determina por la siguiente ecuación a condiciones atmosféricas.

$$q_t = q_o \times \beta_o + q_w = 362{,}13 \times 1{,}099 + 304{,}506 \ = 702{,}486\ BFPD$$

7. Para determinar la relación gas/petróleo WOR, se utiliza la ecuación 3.49.

$$WOR = \frac{q_w}{q_t} = \frac{304{,}506}{702{,}486} = 43{,}34\ \%$$

8. Para calcular la recuperación de petróleo al momento de la ruptura se utiliza la ecuación 3.50.

$$RP_{bt} = \frac{N_{pbt}}{N} = \frac{N_{pbt}}{Vp(1 - S_{wi})/\beta_o} = \frac{232075{,}5663}{4079348{,}18\ \times (1 - 0{,}5055)/1{,}099} = 12{,}64\ \%$$

Para lo cual el valor de saturación de agua inicial S_{wi} sería igual al valor de saturación actual de nuestro proyecto.

La tabla 4.12 presenta un resumen de la etapa inicial para la inyección de agua convencional.

TABLA 4.12 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA ANTES DE LA RUPTURA PARA EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1

INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL	
Vp (Bbl)	4079348,193
Wpbt (Bbl)	195145,81
Wi=Qbt (Bbl)	450196,846
Npbt (BF)	232070,75
tbt ($Días$)	640,856
qw ($BAPD$)	304,507
qt ($BFPD$)	702,34
WOR (%)	43,35 %
Rpbt (%)	12,63 %

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

4.10.1.1.2 Etapa sub-ordinada

En esta etapa se determina la eficiencia de barrido para después de la ruptura en incrementos de volúmenes de agua tal como lo muestra la figura 4 del ANEXO 4.9.

1. Se calcula el volumen desplazable con la ecuación 3.51.

$$V_D = V_p\left(S_{wpbt} - S_{wr}\right) = 4079348{,}193 \times (0{,}646 - 0{,}398) = 1011457{,}846\ Bbl$$

2. Para incrementos sucesivos del volumen inyectado de agua V_i en función del volumen desplazable V_D, se utiliza la figura 4 del ANEXO 4.9, para determinar los valores de la eficiencia areal de barrido E_{as} para la relación de movilidad del método de inyección de agua convencional.

   Los incrementos leídos a partir del ANEXO 4.9 se presentan en la tabla 4.13 para el método de inyección de agua convencional.

TABLA 4.13 INCREMENTOS SUCESIVOS DE VOLUMEN INYECTADO DE AGUA V_i PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1

Relación Vd	Eas	∆Eas	Vi ($MMBbl$)	∆Vi ($MMBbl$)
0,500	0,445		0,506	0,506
0,600	0,485	0,040	0,607	0,101
0,750	0,620	0,135	0,759	0,152
0,900	0,675	0,055	0,910	0,152
1,000	0,700	0,025	1,011	0,101
1,100	0,725	0,025	1,113	0,101
1,200	0,750	0,025	1,214	0,101
1,300	0,770	0,020	1,315	0,101
1,400	0,790	0,020	1,416	0,101
1,500	0,805	0,015	1,517	0,101
1,750	0,845	0,040	1,770	0,253
2,000	0,875	0,030	2,023	0,253
2,250	0,905	0,030	2,276	0,253
2,500	0,925	0,020	2,529	0,253

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

3. Los incrementos de producción de petróleo y agua en la zona virgen se determinan con las ecuaciones 3.52 y 3.53, respectivamente, y se presentan en la tabla 4.14.

Ejemplo de cálculo para la inyección de agua convencional:

$$\Delta N_{pn} = \Delta E_{as}\left(S_{wpbt} - S_{wc}\right)Vp = 0{,}040 \times (0{,}646 - 0{,}5055) \times 4079348{,}193$$

$$\Delta N_{pn} = 0{,}023\ MMBbl$$

$$\Delta W_{pn} = \Delta E_{as}(S_{wc} - S_{wr})Vp = 0{,}040 \times (0{,}5055 - 0{,}398) \times 4079348{,}193$$

$$\Delta W_{pn} = 0{,}018\ MMBbl$$

TABLA 4.14 INCREMENTOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA EN LA ZONA VIRGEN POR INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1

∆Eas	∆Npn ($MMBls$)	∆Wpn ($MMBls$)	∆Npn+∆Wpn ($MMBls$)
0,040	0,023	0,018	0,040
0,135	0,077	0,059	0,137
0,055	0,032	0,024	0,056
0,025	0,014	0,011	0,025
0,025	0,014	0,011	0,025
0,025	0,014	0,011	0,025
0,020	0,011	0,009	0,020
0,020	0,011	0,009	0,020
0,015	0,009	0,007	0,015
0,040	0,023	0,018	0,040
0,030	0,017	0,013	0,030
0,030	0,017	0,013	0,030
0,020	0,011	0,009	0,020

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

4. Para calcular la fracción de volumen poroso nuevamente invadido se utiliza la ecuación 3.54.

Ejemplo de cálculo para la inyección de agua convencional:

$$\Delta Q_i = \frac{\Delta V_i}{E_{asbt} \times V_p} = \frac{0{,}506}{0{,}445 \times 4079348{,}193} = 0{,}279$$

La tabla 4.15 presenta lo valores de ΔQ_i para la inyección de agua convencional.

TABLA 4.15 INCREMENTOS DE VOLUMEN POROSO NUEVAMENTE INVADIDO, INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1

Eas	∆Vi (MMBbl)	∆Qi
0,445	0,506	0,279
0,485	0,101	0,051
0,620	0,152	0,060
0,675	0,152	0,055
0,700	0,101	0,035
0,725	0,101	0,034
0,750	0,101	0,033
0,770	0,101	0,032
0,790	0,101	0,031
0,805	0,101	0,031
0,845	0,253	0,073
0,875	0,253	0,071
0,905	0,253	0,068
0,925	0,253	0,067

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

5. Para calcular el valor de $(\partial f_w/\partial S_w)$ se utiliza la ecuación 3.55.

   Ejemplo de cálculo para la inyección de agua convencional:

$$\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \frac{1}{Q_i} = \frac{1}{0{,}279} = 3{,}589$$

   Los valores de $(\partial f_w/\partial S_w)$ se presentan en la tabla 4.16.

6. Para determinar los valores de saturación de agua se ingresa a la gráfica 4.2 con los valores de $(\partial f_w/\partial S_w)$ para realizar las respectivas predicciones.

   Con los valores de saturación de agua se ingresa a la gráfica 4.1 para determinar el valor de f_w.

   Los valores de f_w se presentan en la tabla 4.17 para la inyección de agua convencional.

TABLA 4.16 VALORES DE $(\partial f_w/\partial S_w)$ PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1

Qi	∂fw/∂Sw = 1/Qi
0,279	3,589
0,330	3,033
0,390	2,566
0,445	2,248
0,480	2,082
0,514	1,944
0,547	1,827
0,580	1,725
0,611	1,636
0,642	1,558
0,715	1,398
0,786	1,272
0,855	1,170
0,922	1,085

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

TABLA 4.17 VALORES DE S_w Y f_w PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1

INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL	
Sw	fw
0,558	0,668
0,583	0,749
0,601	0,804
0,615	0,834
0,622	0,849
0,628	0,862
0,633	0,872
0,639	0,881
0,643	0,888
0,647	0,894
0,656	0,907
0,663	0,917
0,670	0,925
0,676	0,931

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

4.10.1.1.3 Producción de petróleo y agua de la zona invadida

1. Para calcular la producción de petróleo de la zona invadida, se utiliza la ecuación 3.56.

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

Ejemplo de cálculo para la inyección de agua convencional:

$$\Delta N_{pp} = (1 - 0{,}749) \times [0{,}101 - (0{,}040)] = 0{,}015\ MMBbl$$

2. Para calcular la producción de agua de la zona invadida, se utiliza la ecuación 3.57.

Ejemplo de cálculo para la inyección de agua convencional:

$$\Delta W_{pp} = f_w\left[\Delta V_i - (\Delta N_{pn} + \Delta W_{pn})\right] = 0{,}749 \times [0{,}101 - (0{,}040)] = 0{,}045\ MMBbl$$

La tabla 4.18 presenta los valores de la producción de petróleo y agua para el método de inyección de agua convencional.

TABLA 4.18 PRODUCCIONES DE PETRÓLEO Y AGUA DE LA ZONA INVADIDA POR INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1

∆Npp (MMBbl)	∆Wpp (MMBbl)
0,015	0,045
0,003	0,012
0,016	0,080
0,011	0,064
0,010	0,065
0,010	0,066
0,010	0,071
0,009	0,072
0,009	0,077
0,020	0,193
0,018	0,204
0,017	0,206
0,016	0,217

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

3. A partir de la ecuación 4.3:

$$\Delta t = \frac{\Delta W_{iny}}{q_t} \qquad Ec.(4.3)$$

Donde:

q_t = tasa de inyección de agua, $BAPD$.

ΔW_{iny} = acumulado de inyección de agua, Bbl.

Se presenta un resumen de la producción en función del tiempo, para el cuadrante 1 mediante el método de inyección de agua convencional.

Ejemplo de cálculo para la inyección de agua convencional:

$$\Delta t = \frac{101000}{702{,}34} = 143{,}805\ Días$$

4. Para calcular la producción de petróleo en el intervalo $\Delta t = 1\ mes$ se utiliza la ecuación 3.58:

Ejemplo de cálculo para la inyección de agua convencional:

$$\Delta N_p = (\Delta N_{pn} + \Delta N_{pp})/\beta_o = \frac{0{,}023 + 0{,}015}{1{,}099} = 0{,}035\ MMBF$$

5. Para calcular la producción de agua en el intervalo $\Delta t = 1\ mes$ se utiliza la ecuación 3.59.

Ejemplo de cálculo para la inyección de agua convencional:

$$\Delta W_p = \left(\Delta W_{pn} + \Delta W_{pp}\right) = 0{,}018 + 0{,}045 = 0{,}063\ MMBbl$$

La tabla 4.19 presenta la producción con respecto al tiempo y el volumen de agua inyectada para el método de inyección de agua convencional.

TABLA 4.19 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO VS TIEMPO Y VOLUMEN MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 1

∆t (Días)	Wi (MMBbl)	t (Años)	Np (MMBF)	Wp (MMBbl)	FR (fracción)	fws (%)
640,857	0,506	1,756	0,232	0,195	0,126	45,678
144,013	0,607	2,150	0,267	0,258	0,145	64,464
216,019	0,759	2,742	0,340	0,330	0,185	49,406
216,019	0,910	3,334	0,383	0,434	0,209	70,679
144,013	1,011	3,729	0,407	0,509	0,221	76,272
144,013	1,113	4,123	0,429	0,586	0,234	77,201
144,013	1,214	4,518	0,451	0,663	0,246	77,929
144,013	1,315	4,912	0,470	0,743	0,256	80,632
144,013	1,416	5,307	0,489	0,823	0,266	81,175
144,013	1,517	5,701	0,505	0,907	0,275	83,824
360,032	1,770	6,688	0,544	1,117	0,296	84,413
360,032	2,023	7,674	0,576	1,334	0,314	87,003
360,032	2,276	8,660	0,607	1,553	0,331	87,618
360,032	2,529	9,647	0,632	1,778	0,344	89,981

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

4.10.2 PROCEDIMIENTO PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES

Se presenta los cálculos para el primer cuadrante como ejemplo de cálculo del procedimiento de recuperación de petróleo, posteriormente se presenta los resultados para los demás cuadrantes.

1. Con los datos de Permeabilidad Relativa vs Saturación de Agua de la tabla 1.3 se procede a calcular f_w, con la ecuación 3.40 para la inyección agua con estímulos vibracionales, el valor de la frecuencia utilizada es de 150 Hz. Estos valores se presentan en la tabla 4.20 y en la gráfica 4.3.

   Se presenta un ejemplo de cálculo:

$$f_w = \frac{1 + \left(\frac{0{,}001127 \times k_{ro} A}{\mu_o \times q_t}\right)\left[\frac{\partial P_a}{\partial x}\right]}{1 + \frac{k_{ro} \times \mu_w}{k_{rw} \times \mu_o}} = \frac{1 + \left(\frac{0{,}001127 \times 0{,}2540388 \times 48{,}677}{2{,}869 \times 250}\right)[0{,}023]}{1 + \frac{0{,}2540388 \times 0{,}28}{0{,}0371496 \times 2{,}869}}$$

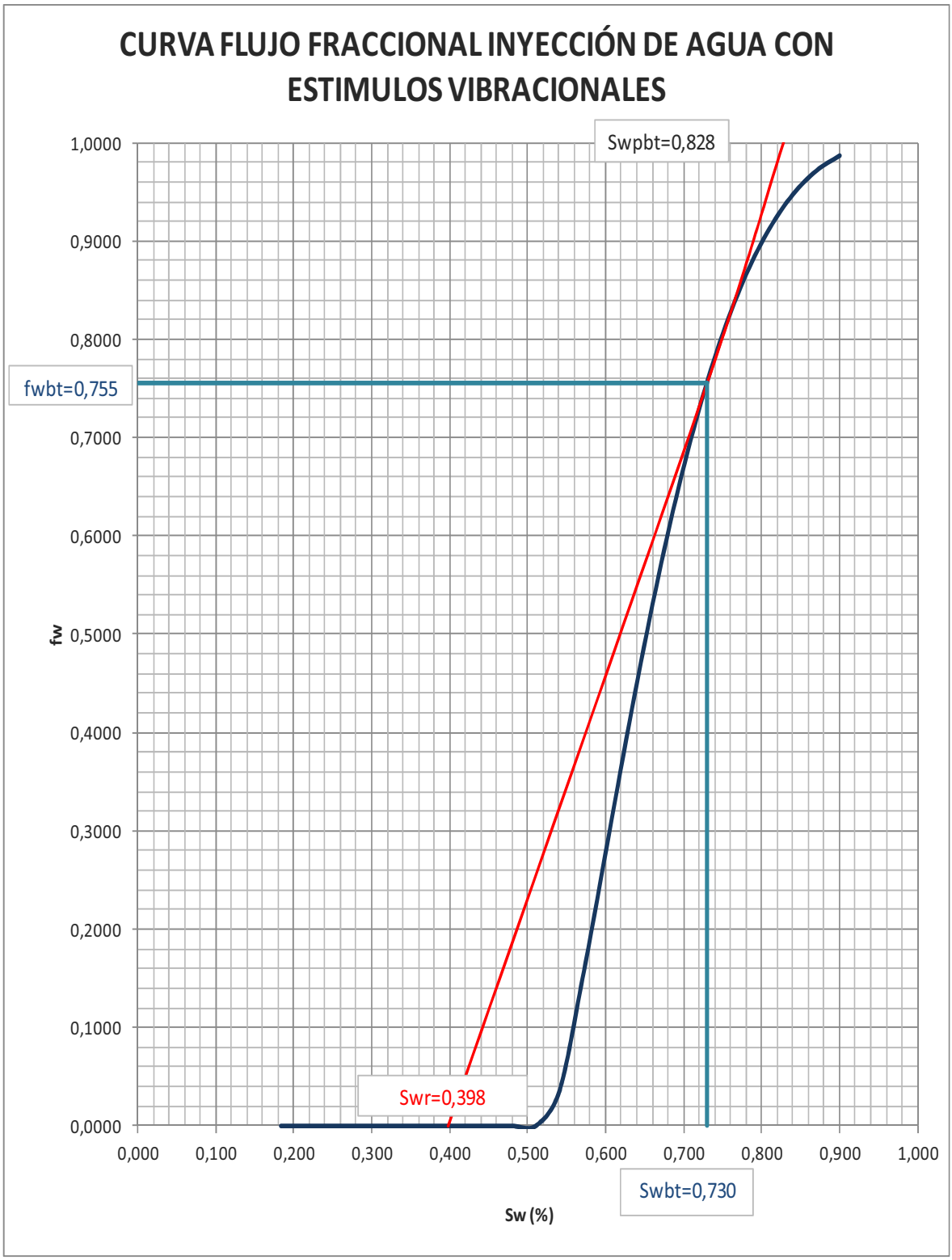
$$f_w = 0{,}0346$$

TABLA 4.20 DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA CURVAS f_w VS S_w Y $(\partial f_w/\partial S_w)$ VS S_w PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1

m	Sw	krw	kro	fw	∂fw/∂Sw
	0,183	0,0000000	1,0000000	0,0000	
0,21	0,21	0,0000125	0,9269254	0,0000	0,00
0,22	0,24	0,0000287	0,8544134	0,0000	0,00
0,25	0,27	0,0001451	0,7829870	0,0000	0,00
0,28	0,30	0,0004586	0,7131265	0,0000	0,00
0,32	0,33	0,0011197	0,6452689	0,0000	0,00
0,37	0,36	0,0023219	0,5798084	0,0000	0,00
0,43	0,39	0,0043015	0,5170962	0,0000	0,00
0,53	0,42	0,0073382	0,4574403	0,0000	0,00
0,69	0,45	0,0117544	0,4011060	0,0000	0,00
0,98	0,48	0,0179155	0,3483154	0,0000	0,00
1,69	0,51	0,0262301	0,2992476	0,0000	0,58
3,10	0,54	0,0371496	0,2540388	0,0346	2,50
4,30	0,57	0,0511685	0,2127822	0,1499	4,08
4,31	0,60	0,0688243	0,1755279	0,2794	4,33
4,32	0,63	0,0906974	0,1422832	0,4095	4,19
4,24	0,66	0,1174112	0,1130120	0,5309	3,82
4,10	0,69	0,1496323	0,0876358	0,6384	3,32
3,91	0,72	0,1880700	0,0660325	0,7301	2,79
3,70	0,75	0,2334770	0,0480374	0,8056	2,27
3,48	0,78	0,2866484	0,0334427	0,8661	1,79
3,26	0,81	0,3484230	0,0219975	0,9128	1,35
3,04	0,84	0,4196820	0,0134081	0,9473	0,98
2,83	0,87	0,5013499	0,0073376	0,9714	0,66
	0,900	0,5943942	0,0034062	0,9868	

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

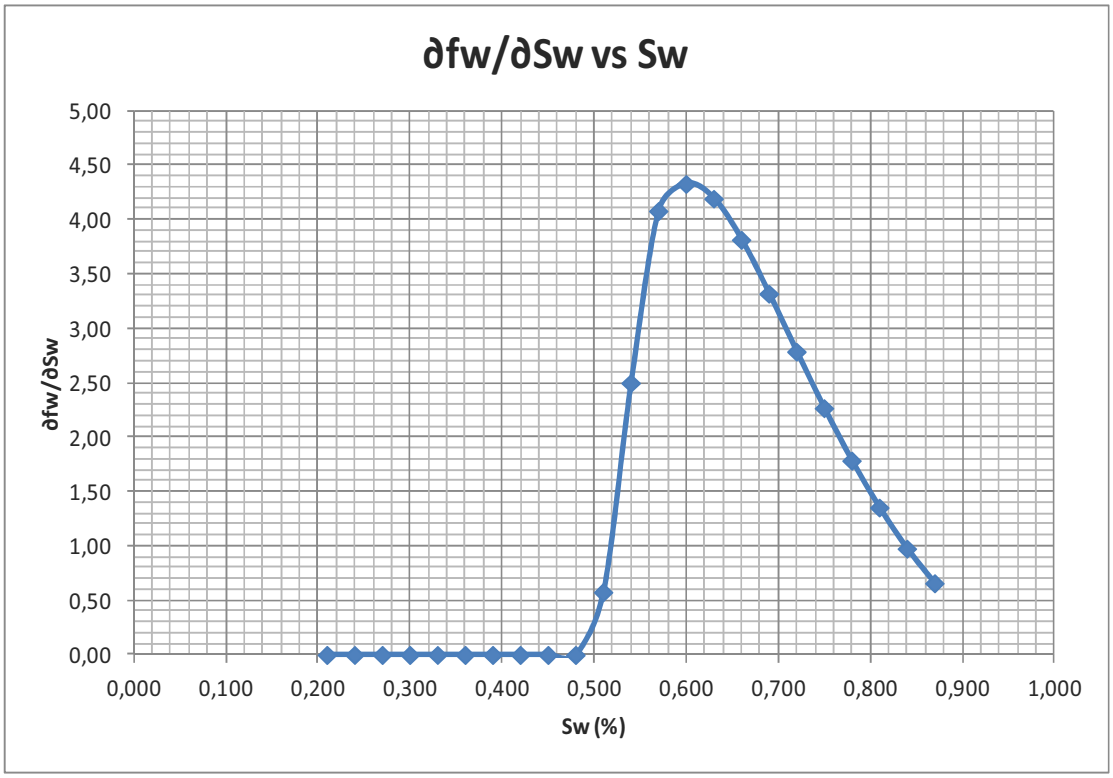
GRÁFICA 4.3 GRÁFICA f_w VS S_w PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

2. Se procede a graficar $\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$ vs S_w para el método de inyección de agua convencional. Los resultados se presentan en la gráfica 4.4.

GRÁFICA 4.4 GRÁFICA $(\partial f_w/\partial S_w)$ VS S_w PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

3. La gráfica 4.3 presenta la tangente trazada para el método de inyección de agua con estímulos vibracionales.

   Con los valores de $(\partial f_w/\partial S_w)$ que se presentan en la tabla 4.20 se determina el valor de S_{pwbt} a partir de la ecuación 3.19.

$$S_{wpbt} = S_{wbt} + \frac{1 - f_{wbt}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{wbt}}} = 0{,}730 + \frac{1 - 0{,}755}{2{,}5} = 0{,}828$$

TABLA 4.21 VALORES PARA EL CÁLCULO DE S_{wpbt} PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1

INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES	
fwc	0,070
Swbt	0,730
fwbt	0,755
(∂fw/∂Sw)bt	2,500
Swpbt	0,828

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

4. A partir de la ecuación 3.41 se procede a calcular la relación de movilidad M.

$$M = \frac{(k_{rw})_{S_{wpbt}} \times \mu_o}{(k_{ro})_{S_{wc}} \times \mu_w} = \frac{0{,}26 \times 2{,}869}{0{,}3 \times 0{,}28} = 8{,}881$$

La permeabilidad relativa al petróleo se calcula delante del frente de desplazamiento donde $S_w = S_{wc}$, y la permeabilidad relativa al agua se obtiene detrás del frente de desplazamiento en la zona invadida donde $S_w = S_{wpbt}$. La tabla 4.22 presenta los datos calculados para la inyección de agua con estímulos vibracionales.

TABLA 4.22 TABLA DE VALORES PARA EL CÁLCULO DE M PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÌMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1

INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES	
krw @ Swpbt	0,26
kro @ Swc	0,3
M	8,881
1/M	0,113

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

5. A partir de la figura 4 del ANEXO 4.9, se calcula la eficiencia del desplazamiento al momento de la ruptura (E_{asbt}). Se ingresa a la figura con el inverso de la relación de movilidad y se lee $E_{asbt} = 0{,}38$.

4.10.2.1 Predicción del comportamiento de la inyección de agua

4.10.2.1.1 Etapa inicial

1. A partir de la ecuación 3.42 se determina el volumen poroso.

$$V_p = \phi hA = \frac{0{,}164 \times 65{,}87 \times 48{,}677 \times 43560}{5{,}615} = 4079348{,}193\ Bbl$$

Para determinar la producción de agua se utiliza la ecuación 3.43 a partir del valor de la saturación residual S_{wr}.

$$W_{pbt} = E_{asbt}(S_{wc} - S_{wr})Vp = 0{,}38 \times (0{,}5055 - 0{,}398) \times 4079348{,}2 = 166641{,}2\ Bbl$$

2. Para determinar la producción de petróleo se utiliza la ecuación 3.44.

$$N_{pbt} = \frac{E_{asbt}(S_{wpbt} - S_{wc})Vp}{\beta_o} = \frac{0{,}38 \times (0{,}828 - 0{,}5055) \times 4079348{,}193}{1{,}099}$$

$$N_{pbt} = 454890{,}01\ BF$$

3. Para determinar el volumen de agua inyectada W_{inybt} al punto de ruptura se utiliza la ecuación 3.45.

$$W_{inybt} = E_{asbt}(S_{wpbt} - S_{wr})Vp = 0{,}38 \times (0{,}828 - 0{,}398) \times 4079348{,}193$$

$$W_{inybt} = 666565{,}494\ Bbl$$

4. Para determinar el tiempo de ruptura se utiliza la ecuación 3.47

$$t_{bt} = \frac{N_{pbt}}{q_o} = \frac{454890{,}01}{362{,}13} = 1256{,}623\ Días$$

5. Para determinar la tasa de producción de agua se determina a partir de la ecuación 3.48.

$$q_w = \frac{W_{pbt}}{t_{bt}} = \frac{166641{,}2}{1256{,}623} = 132{,}61\ BAPD$$

6. Se determina la tasa de inyección de agua se asume que es igual a la tasa de producción de fluidos.

$$q_t = q_o \times \beta_o + q_w = 362{,}13 \times 1{,}099 + 132{,}61 \ = 530{,}59\ BFPD$$

7. Para determinar la relación agua/petróleo WOR, se utiliza la ecuación 3.49.

$$WOR = \frac{q_w}{q_\mathrm{t}} = \frac{132{,}61}{530{,}59} = 25\ \%$$

8. Para calcular la recuperación de petróleo al momento de la ruptura se utiliza la ecuación 3.50.

$$RP_{bt} = \frac{N_{pbt}}{N} = \frac{N_{pbt}}{Vp(1 - S_{wi})/\beta_o} = \frac{454890{,}01}{4079348{,}19 \times (1 - 0{,}5055)/1{,}099} = 24{,}78\ \%$$

La saturación de agua inicial S_{wi} será igual al valor de saturación actual del presente proyecto.

La tabla 4.23 presenta un resumen de la etapa inicial para el método de inyección de agua con estímulos vibracionales.

TABLA 4.23 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA ANTES DE LA RUPTURA PARA EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1

INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES	
Vp (Bbl)	4079348,193
Wpbt (Bbl)	166641,37
Wi=Qbt (Bbl)	666565,49
Npbt (BF)	455055,6354
tbt ($Días$)	1256,622
qw ($BAPD$)	132,61
qt ($BFPD$)	530,44
WOR (%)	25
Ni (BF)	1836189,406
Rpbt (%)	24,78

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

4.10.2.1.2 Etapa sub-ordinada

En esta etapa se determina la eficiencia de barrido para después de la ruptura en incrementos de volúmenes de agua tal como lo muestra la figura 4 del ANEXO 4.9.

1. Se calcula el volumen desplazable con la ecuación 3.51.

$$V_D = V_p\left(S_{wpbt} - S_{wr}\right)$$

Ejemplo de cálculo para la inyección de agua con estímulos vibracionales:

$$V_D = 4079348{,}193 \times (0{,}828 - 0{,}398) = 1754119{,}723\ Bbl$$

2. Para incrementos sucesivos del volumen inyectado de agua V_i en función del volumen desplazable V_D se utiliza la figura 4 del ANEXO 4.9, se determina los valores de la eficiencia areal de barrido E_{as}.

Los incrementos leídos a partir del ANEXO 4.9 se presentan en la tabla 4.24.

TABLA 4.24 INCREMENTOS SUCESIVOS DE VOLUMEN INYECTADO DE AGUA V_i PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1

Relación Vd	Eas	∆Eas	Vi ($MMBbl$)	∆Vi ($MMBbl$)
0,500	0,415		0,877	0,877
0,600	0,500	0,085	1,052	0,175
0,750	0,615	0,115	1,316	0,263
0,900	0,660	0,045	1,579	0,263
1,000	0,690	0,030	1,754	0,175
1,100	0,710	0,020	1,930	0,175
1,200	0,730	0,020	2,105	0,175
1,300	0,755	0,025	2,280	0,175
1,400	0,765	0,010	2,456	0,175
1,500	0,780	0,015	2,631	0,175
1,750	0,815	0,035	3,070	0,439
2,000	0,850	0,035	3,508	0,439
2,250	0,880	0,030	3,947	0,439
2,500	0,900	0,020	4,385	0,439

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

3. Los incrementos de producción de petróleo y agua en la zona virgen se determinan con las ecuaciones 3.52 y 3.53, respectivamente, y se presentan en la tabla 4.25.

   Ejemplo de cálculo para la inyección de agua con estímulos vibracionales:

$$\Delta N_{pn} = \Delta E_{as}\left(S_{wpbt} - S_{wc}\right)Vp = 0{,}085 \times (0{,}828 - 0{,}5055) \times 4079348{,}193$$

$$\Delta N_{pn} = 0{,}112\ MMBbl$$

$$\Delta W_{pn} = \Delta E_{as}(S_{wc} - S_{wr})Vp = 0{,}085 \times (0{,}5055 - 0{,}398) \times 4079348{,}193$$

$$\Delta W_{pn} = 0{,}037\ MMBbl$$

TABLA 4.25 INCREMENTOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA EN LA ZONA VIRGEN POR INYECCIÓN DE AGUA CON ESTIMULACIÓN POR VIBRACIONES CUADRANTE 1

∆Eas	∆Npn ($MMBbl$)	∆Wpn ($MMBbl$)	∆Npn+∆Wpn ($MMBbl$)
0,085	0,112	0,037	0,149
0,115	0,151	0,050	0,202
0,045	0,059	0,020	0,079
0,030	0,039	0,013	0,053
0,020	0,026	0,009	0,035
0,020	0,026	0,009	0,035
0,025	0,033	0,011	0,044
0,010	0,013	0,004	0,018
0,015	0,020	0,007	0,026
0,035	0,046	0,015	0,061
0,035	0,046	0,015	0,061
0,030	0,039	0,013	0,053
0,020	0,026	0,009	0,035

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

4. Para calcular la fracción de volumen poroso nuevamente invadido se utiliza la ecuación 3.54.

   Ejemplo de cálculo para la inyección de agua con estímulos vibracionales:

$$\Delta Q_i = \frac{\Delta V_i}{E_{as} \times V_p} = \frac{0{,}877}{0{,}415 \times 4079348{,}193} = 0{,}518$$

La tabla 4.26 presenta los valores de ΔQ_i para la inyección de agua convencional.

TABLA 4.26 INCREMENTOS DE VOLUMEN POROSO NUEVAMENTE INVADIDO, INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1

Eas	∆Vi ($MMBbl$)	∆Qi
0,415	0,877	0,518
0,500	0,175	0,086
0,615	0,263	0,105
0,660	0,263	0,098
0,690	0,175	0,062
0,710	0,175	0,061
0,730	0,175	0,059
0,755	0,175	0,057
0,765	0,175	0,056
0,780	0,175	0,055
0,815	0,439	0,132
0,850	0,439	0,126
0,880	0,439	0,122
0,900	0,439	0,119

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

5. Para calcular el valor de $(\partial f_w/\partial S_w)$ se utiliza la ecuación 3.55.

   Ejemplo de cálculo para la inyección de agua con estímulos vibracionales:

$$\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \frac{1}{Q_i} = \frac{1}{0{,}518} = 1{,}930$$

   Los valores de $(\partial f_w/\partial S_w)$ se presentan en la tabla 4.27.

6. Para determinar los valores de saturación de agua se ingresa a la gráfica 4.4 con los valores de $(\partial f_w/\partial S_w)$ para realizar las respectivas predicciones.

   Con los valores de saturación de agua se ingresa a la gráfica 4.3 para determinar el valor de f_w.

   Los valores de f_w se presentan en la tabla 4.28 para la inyección de agua con estímulos vibracionales.

TABLA 4.27 VALORES DE $(\partial f_w/\partial S_w)$ PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1

Qi	∂fw/∂Sw = 1/Qi
0,518	1,930
0,604	1,655
0,709	1,411
0,807	1,240
0,869	1,151
0,930	1,076
0,988	1,012
1,045	0,957
1,102	0,908
1,157	0,864
1,289	0,776
1,415	0,707
1,537	0,650
1,657	0,604

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

TABLA 4.28 VALORES DE S_w Y f_w PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 1

INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES	
Sw	fw
0,771	0,848
0,789	0,880
0,806	0,907
0,819	0,923
0,826	0,931
0,832	0,938
0,837	0,944
0,842	0,949
0,847	0,953
0,851	0,956
0,859	0,963
0,865	0,968
0,870	0,970
0,880	0,978

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

4.10.2.1.3 Producción de petróleo y agua de la zona invadida

1. Para calcular la producción de petróleo de la zona invadida, se utiliza la ecuación 3.56.

   Ejemplo de cálculo para la inyección de agua con estímulos vibracionales:

$$\Delta N_{pp} = (1 - f_w)\left[\Delta V_i - (\Delta N_{pn} + \Delta W_{pn})\right] = (1 - 0{,}88) \times [0{,}175 - (0{,}149)]$$

$$\Delta N_{pp} = 0{,}003\ MMBbl$$

2. Para calcular la producción de agua de la zona invadida, se utiliza la ecuación 3.57.

   Ejemplo de cálculo para la inyección de agua con estímulos vibracionales:

$$\Delta W_{pp} = f_w\left[\Delta V_i - (\Delta N_{pn} + \Delta W_{pn})\right] = 0{,}88 \times [0{,}175 - (0{,}149)] = 0{,}023\ MMBbl$$

   La tabla 4.29 presenta los valores de la producción de petróleo y agua para el método de inyección de agua con estímulos vibracionales.

TABLA 4.29 PRODUCCIONES DE PETRÓLEO Y AGUA DE LA ZONA INVADIDA POR INYECCIÓN DE AGUA CON ESTIMULACIÓN POR VIBRACIONES CUADRANTE 1

∆Npp ($MMBbl$)	∆Wpp ($MMBbl$)
0,003	0,023
0,006	0,056
0,014	0,170
0,008	0,114
0,009	0,132
0,008	0,132
0,007	0,125
0,007	0,150
0,007	0,143
0,014	0,363
0,012	0,365
0,012	0,374
0,009	0,395

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

3. A partir de la ecuación 4.3:

Ejemplo de cálculo para la inyección de agua con estímulos vibracionales:

$$\Delta t = \frac{\Delta W_{iny}}{q_t} = \frac{0{,}175}{530{,}442} = 330{,}69\ Días$$

4. Para calcular la producción de petróleo en el intervalo $\Delta t = 1\ mes$ se utiliza la ecuación 3.58.

Ejemplo de cálculo para la inyección de agua con estímulos vibracionales:

$$\Delta N_p = (\Delta N_{pn} + \Delta N_{pp})/\beta_o = \frac{0{,}112 + 0{,}003}{1{,}099} = 0{,}105\ MMBF$$

5. Para calcular la producción de agua en el intervalo $\Delta t = 1\ mes$ se utiliza la ecuación 3.59:

Ejemplo de cálculo para la inyección de agua con estímulos vibracionales:

$$\Delta W_p = (\Delta W_{pn} + \Delta W_{pp}) = 0{,}006 + 0{,}010 = 0{,}016\ MMBbl$$

Se presenta un resumen de la producción en función del tiempo, para el cuadrante 1 en la tabla 4.30.

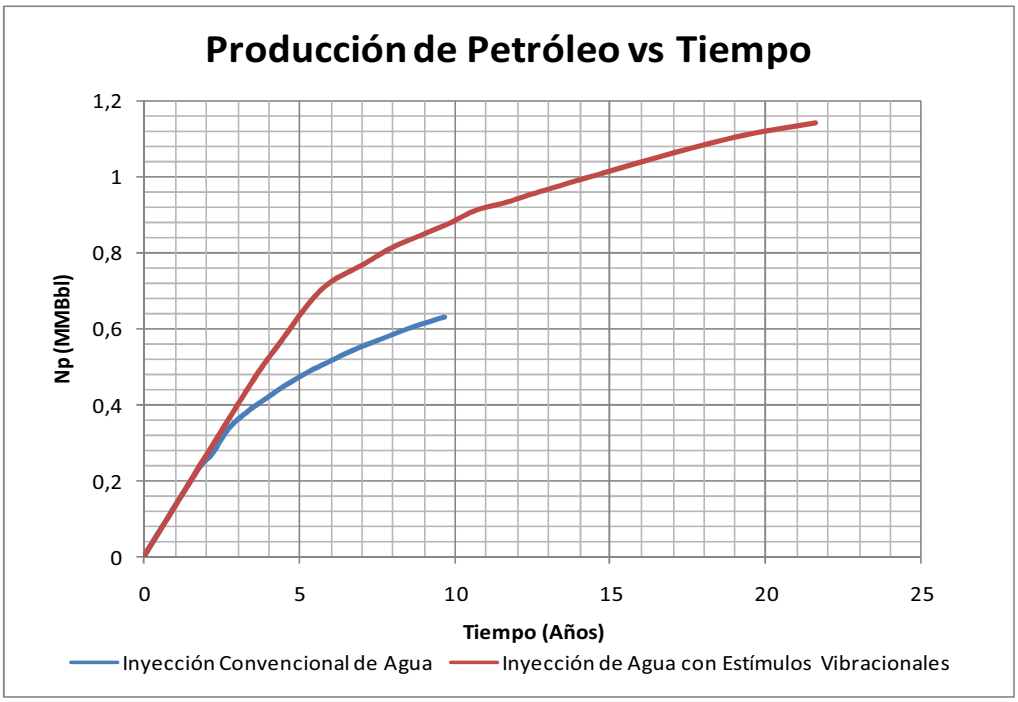
TABLA 4.30 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO VS TIEMPO Y VOLUMEN MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA CON ESTIMULACIÓN POR VIBRACIONES CUADRANTE 1

Δt (*Días*)	Wi (*MMBbl*)	t (*Años*)	Np (*MMBF*)	Wp (*MMBbl*)	FR (*fracción*)	fws (%)
1256,623	0,877	3,443	0,455	0,167	0,248	26,804
330,690	1,052	4,349	0,560	0,227	0,305	36,606
496,035	1,316	5,708	0,703	0,333	0,383	42,603
496,035	1,579	7,067	0,769	0,523	0,419	73,977
330,690	1,754	7,973	0,813	0,650	0,443	74,523
330,690	1,930	8,879	0,845	0,791	0,460	81,519
330,690	2,105	9,785	0,876	0,932	0,477	81,962
330,690	2,280	10,691	0,912	1,068	0,497	79,016
330,690	2,456	11,597	0,931	1,223	0,507	89,171
330,690	2,631	12,503	0,955	1,372	0,520	86,154
826,726	3,070	14,768	1,010	1,750	0,550	87,351
826,726	3,508	17,033	1,063	2,130	0,579	87,772
826,726	3,947	19,298	1,109	2,518	0,604	89,293
826,726	4,385	21,563	1,141	2,921	0,621	92,643

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

Las gráficas 4.5, 4.6 y 4.7 presentan el comportamiento de la producción de petróleo, producción de agua y volumen de agua inyectada para los métodos de inyección de agua, respectivamente.

GRÁFICA 4.5 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CUADRANTE 1

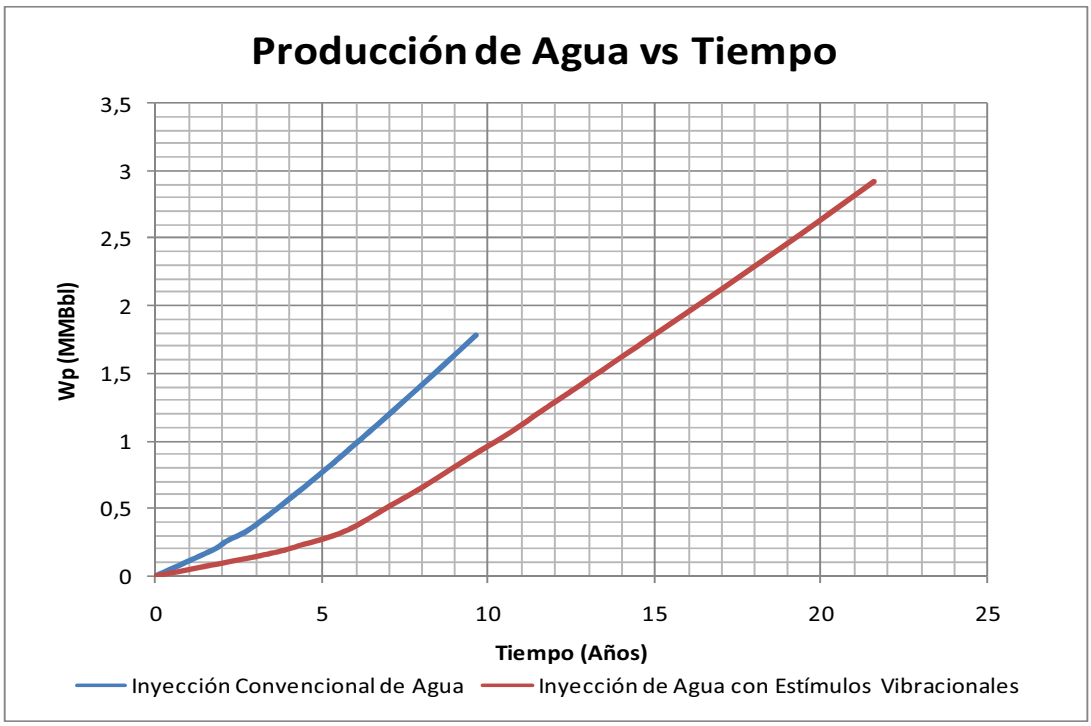


Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

La gráfica 4.8 presenta la producción estimada de petróleo por día para el cuadrante 1, que contiene los pozos PRS-10 (pozo inyector) y el PRS-18 (pozo productor). Cabe resaltar que no se ha producido de la arena Hollín superior por lo que se espera una gran producción de reservas.

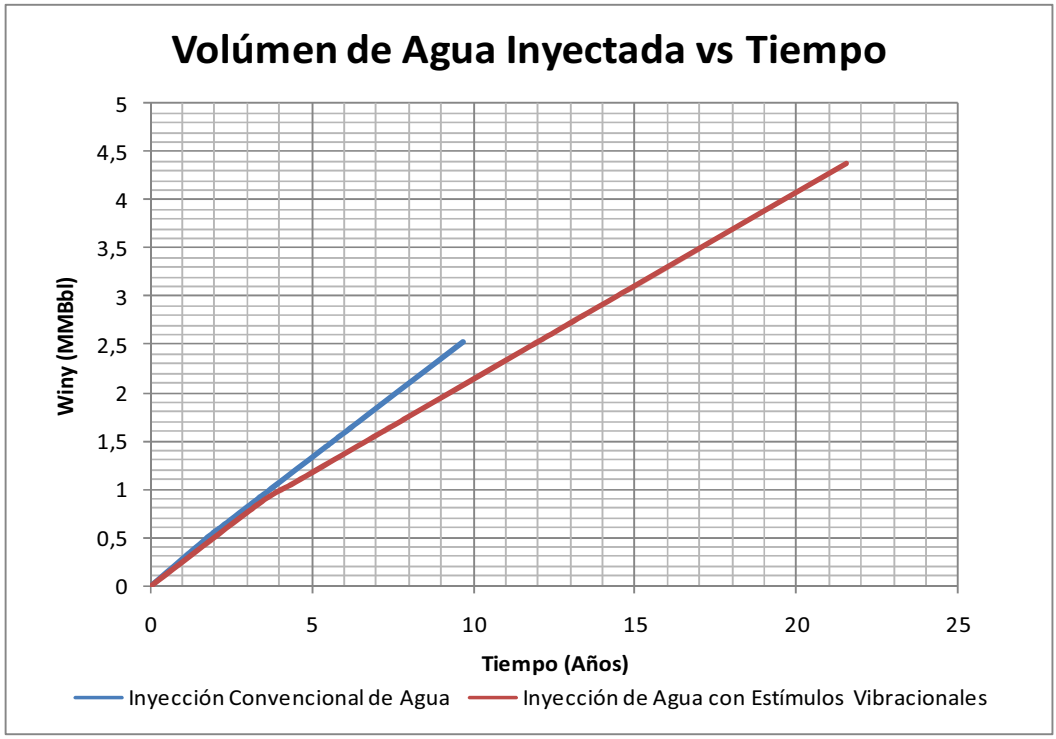
El ANEXO 4.10 presenta un resumen de las predicciones para cada cuadrante.

GRÁFICA 4.6 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA CUADRANTE 1



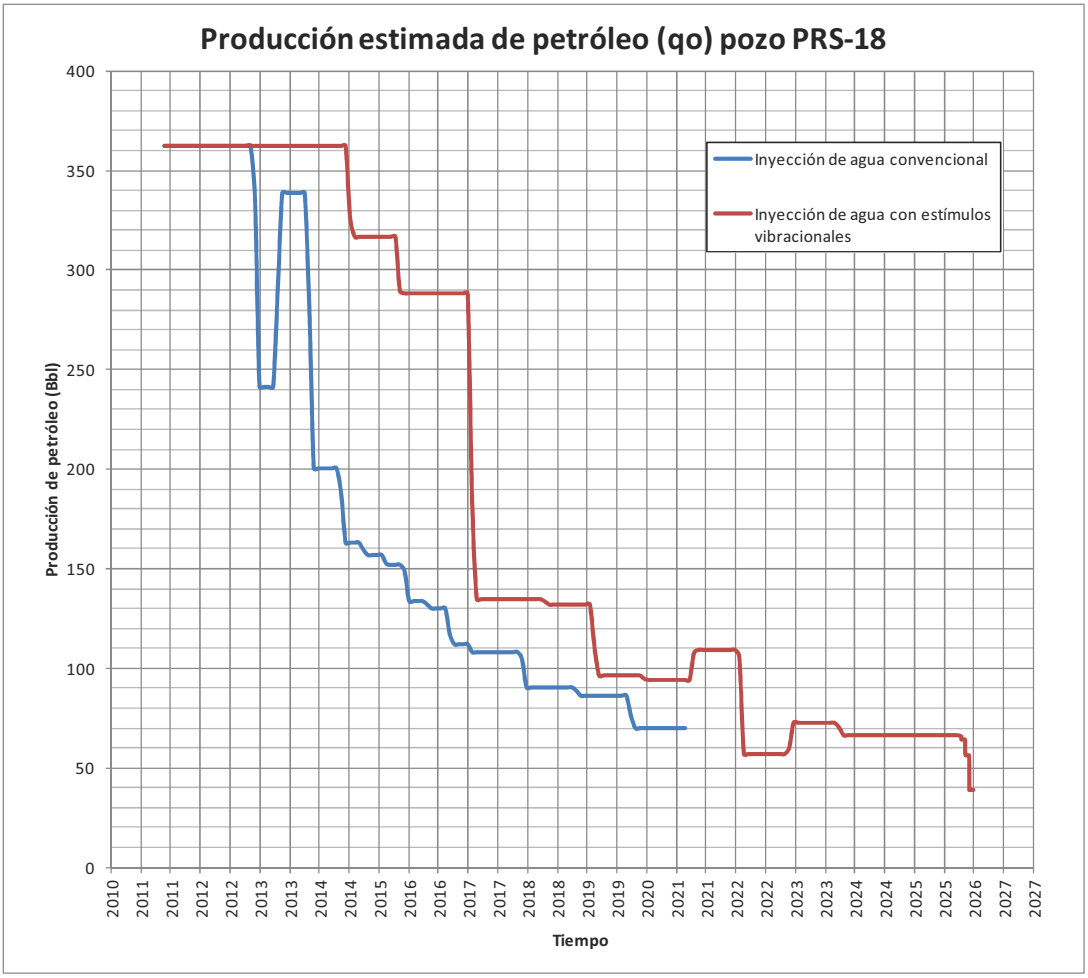
Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

GRÁFICA 4.7 VOLUMEN DE AGUA INYECTADA CUADRANTE 1



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

GRÁFICA 4.8 PRODUCCIÓN ESTIMADA DE PETRÓLEO CUADRANTE 1



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

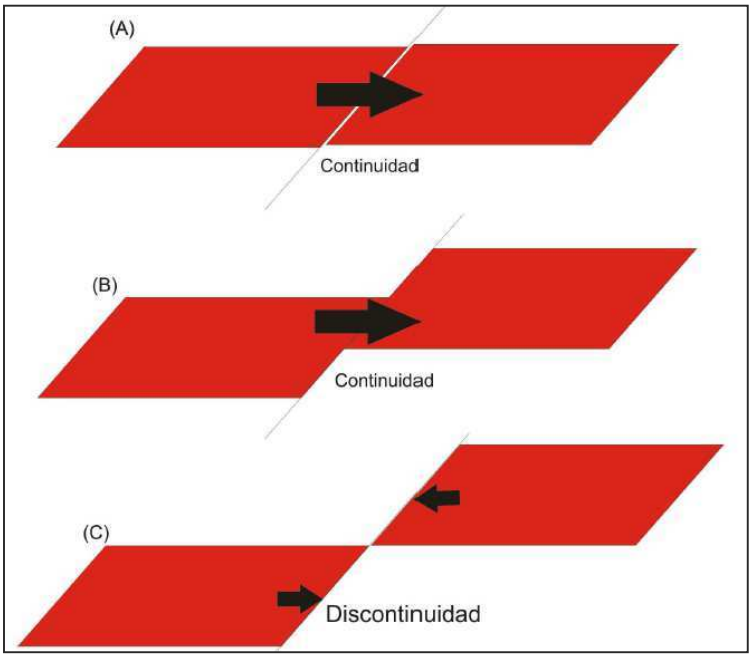
4.11 ANÁLISIS TÉCNICO INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES

El modelo para realizar las predicciones es de Buckley-Leverett por que ha demostrado ser un modelo altamente confiable, además que no se utilizaran modelos como Dykstra-Parsons, Stiles y Craig debido a que se asume una homogeneidad en la arena Hollín Superior.

La falla ubicada al oeste del inyector PRS-10 afecta a toda el área de estudio influyendo en la interconexión entre pozos. Sin embargo no impide totalmente el tránsito de fluido, ya que el salto de la falla es de aproximadamente 26 ft y no excede al espesor del reservorio que es de alrededor de 60 ft. La figura 4.6 presenta el modelo para examinar la continuidad de las arenas

A pesar de esto, al tener una falla de considerable desplazamiento vertical se realizó un corte estratigráfico (ANEXO 4.2) que corrobora la comunicación existente entre los pozos seleccionados.

FIGURA 4.6 MODELO DE CONTINUIDAD DE LAS ARENAS



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Debido a la alta saturación de agua actual, se recomienda realizar el proyecto de inyección de agua lo antes posible. Adicionar los estímulos vibracionales dependerá de un estudio técnico-económico detallado y si los ingresos esperados satisfacen a la empresa.

La herramienta Powerwave ha demostrado una alta fiabilidad en proyectos de recuperación mejorada y es la tecnología líder en el mercado, por lo que se recomienda realizar un estudio detallado para implementar esta herramienta. Para desarrollar el presente estudio sea tomado como referencia las especificaciones de esta herramienta.

Para realizar las predicciones del área de estudio se utiliza la frecuencia de 150 Hz, que es lo que proporciona las herramientas de la tecnología Powerwave para casos en que la permeabilidad del área sea menor a 100 md.

El ANEXO 4.11 presenta las respectivas completaciones con los planes de operaciones de reacondicionamiento para los métodos de inyección de agua discutidos en el presente trabajo. Cuando se llegue a un límite económico en la inyección de agua, la herramienta mecánica con capacidad de hasta 2000 $BAPD$ puede ser recuperada con Wireline. La herramienta eléctrica de mayor capacidad de inyección, tiene que ser instalada y desinstalada con un equipo Rig.

Dentro de las facilidades de superficie se recomienda utilizar un desalinizador debido a que la producción de agua del campo PBH contiene un valor de alrededor de 20000 ppm de NaCl; la salinidad afecta al radio efectivo de los poros. Además, se debe incorporar una bomba horizontal para inyectar agua al pozo PRS-10 cuya presión de cabeza se recomienda sea de 700 $Psia$.

La tabla 4.30 presenta la calidad de agua para ser inyectada, esta calidad de agua evita la corrosión, emulsificación y reacciones que puedan ocurrir con el agua inyectada y el agua de reservorio.

Se recomienda además, adicionar agentes químicos para mejorar la permeabilidad del reservorio.

TABLA 4.30 CALIDAD DE AGUA A INYECTAR

CALIDAD DE AGUA A INYECTAR		
PH	6,5	
Salinidad	85000	mg/l
H2S	4	ppm
CO2	50	ppm
Ca++	19000	mg/l
Mg++	700	mg/l
CO3H-	100	mg/l
SO4	680	mg/l
Sólidos	1000	ppm
O2	0,5	ppm

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

El campo PBH produce 690,33 $BAPD$, teóricamente se necesita de un valor más alto de agua a inyectar para mejorar el tiempo de recobro; se debería poner en producción algunos pozos cerrados, es decir, bajar el límite económico de

producción de petróleo y analizar que levantamiento artificial es más económico ponerlo nuevamente a producir a pesar de un alto corte de agua.

Otra opción es la de abastecerse de agua a través del transporte por tubería de un afluente cercano (Río Coca), que se encuentra rodeando el campo PBH.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

Uno de los objetivos de este estudio es analizar el incremento del factor de recuperación de petróleo por lo que en este capítulo se procederá a realizar una estimación económica-financiera del proyecto.

De esta manera, el análisis financiero que se expondrá a continuación permitirá conocer la factibilidad económica del proyecto. Así como la evaluación de los costos asociados con los distintos escenarios.

En el primer escenario se analizará el alcance económico de la inyección de agua convencional, mientras que en el segundo escenario se tomará en cuanta el análisis económico para la recuperación mejorada mediante estímulos vibracionales.

5.1 CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Los métodos que existen para la evaluación de proyectos son diversos, sin embargo para el presente estudio se empleará métodos objetivos tales como:

5.1.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto (VAN) es un método de evaluación de proyectos de inversión que consiste en determinar el valor que resulta de la diferencia entre el desembolso inicial de la inversión y el valor presente de los futuros ingresos netos esperados, usando la tasa de descuento acorde al rendimiento mínimo esperado.

Para calcular el valor presente neto, la inversión requerida inicial debe considerarse con signo negativo desde el periodo cero, de manera que un resultado positivo significará rendimientos superiores a la tasa de descuento utilizada; por el contrario, un resultado negativo indicará que el rendimiento estará por debajo de la tasa de descuento demostrando así que el proyecto no es viable.

$$VAN = -I_o + \sum_{k=1}^{n} \frac{Fn_k}{(1+i)^k} \qquad Ec.(5.1)$$

Donde:

VAN = valor actual neto, USD.

I_o = inversión inicial, USD.

Fn = diferencia entre cobro y pagos en el periodo n, USD.

i = tasa de descuento, $fracción$.

n = número de años en los que se calcula la inversión.

Se tiene los siguientes criterios:

- VAN = 0 da igual realizar la inversión.
- VAN > 0 conviene realizar la inversión.
- VAN < 0 no conviene realizarla.
- A mayor VAN más interesa realizar la inversión.

5.1.2 TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (TIR)

Representa una medida de la rentabilidad y está definido como la tasa de interés que reduce a cero el valor presente, el valor futuro ó el valor anual equivalente de una serie de ingresos y egresos; que se obtiene al vencimiento del proyecto. Supone implícitamente que los flujos de fondos son reinvertidos al mismo TIR hasta el final de la vida en el mismo proyecto o en otros proyectos con idéntico rendimiento.

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 un TIR mayor.

El TIR se lo determina con la siguiente ecuación:

$$0 = -I_o + \frac{Fn_1}{(1+TIR)^1} + \frac{Fn_2}{(1+TIR)^2} + \frac{Fn_3}{(1+TIR)^3} + \cdots + \frac{Fn_n}{(1+TIR)^n} \qquad Ec.(5.2)$$

Donde:

I_o = inversión inicial, USD.

Fn = diferencia entre cobro y pagos en el periodo n, USD.

i = tasa de descuento, $fracción$.

n = número de años en los que se calcula la inversión.

5.1.3 RELACIÓN COSTO/BENEFICIO (B/C)

La relación Costo/Beneficio (RCB), es un método de evaluación de proyectos importante que determina la rentabilidad de un proyecto considerando los ingresos generados, los gastos y la inversión, todos calculados en el período de la inversión. Este método permite estimar el impacto financiero acumulado, es relativamente simple y se lo puede definir matemáticamente como:

$$RCB = \frac{Ingresos}{Costos + Inversión} \qquad Ec.(5.3)$$

Se tiene los siguientes criterios de aceptación del proyecto:

- Si, RCB > 1, el proyecto es aceptable (los ingresos son mayores que los egresos).
- Si, RCB = 1, el proyecto es indiferente (los ingresos son iguales a los egresos).
- Si, RCB < 1, el proyecto no es aceptable (los ingresos son menores que los egresos).

5.1.4 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN (PAY-BACK)

Es el periodo que el proyecto tarda en recuperar la inversión. Este método selecciona aquellos proyectos cuyos beneficios permiten recuperar más rápidamente la inversión, es decir, cuanto más corto sea el periodo de

recuperación de la inversión mejor será el proyecto. Se lo puede definir matemáticamente como:

$$\sum_{n=0}^{PRI} Fnk_n = 0 \qquad Ec.(5.4)$$

Donde:

PRI = periodo de recuperación de la inversión, $meses$.

Fnk = flujo neto de caja a un año k, USD.

n = número de años en los que se calcula la inversión.

Puesto que el plazo de recuperación no mide ni refleja todas las dimensiones que son significativas para la toma de decisiones sobre inversiones, tampoco se considera un método completo para poder ser empleado con carácter general. Este método de evaluación no es un valor explícito por lo que está sujeto a procesos iterativos.

5.2 COSTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO

El costo de inversión dentro del proyecto incluye los costos de las instalaciones de superficie y los costos de reacondicionamiento de un pozo para que sea inyector así como costos de producción.

5.2.1 INSTALACIONES DE SUPERFICIE

Las instalaciones de superficie juegan un papel muy importante dentro de los proyectos de recuperación mejorada de petróleo. Para este estudio se considera la implementación de líneas de inyección.

5.2.1.1 Líneas de inyección

El costo de las líneas de inyección depende de los parámetros necesarios para la construcción.

La tabla 5.1 presenta los parámetros para las líneas de inyección a usarse en el presente proyecto.

TABLA 5.1 PARÁMETROS DE LÍNEAS DE INYECCIÓN

LÍNEAS DE INYECCIÓN				
Longitud (km)	**Caudal (BPPD)**	**OD (inch)**	**Piny @ HS**	**Pwh**
0,61	1000	3	5000	755

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

El costo estimado de las líneas de inyección es 60819,67 USD/km. La longitud total de la tubería a usarse será: 0,61 km, que es la distancia desde la estación Paraíso al pozo PRS-10; por lo tanto, el costo estimado de las líneas de inyección será 37100 USD. Adicionalmente se considera la instalación de líneas de transporte subterráneas que abarcaran una distancia de 3,1 km desde el Río Coca hasta la estación, el costo sería de alrededor de 377081,94 USD.

5.2.1.2 Sistema de bombeo

En el sistema de bombeo se incluye los costos de 1 bomba booster, además de la bomba centrífuga y el respectivo sistema de instrumentación en tanques.

5.2.1.3 Otros

Además se requiere un tanque de almacenamiento para el agua a inyectarse el mismo que tendrá una capacidad de 4000 Bbl.

TABLA 5.2 COSTOS FACILIDADES DE SUPERFICIE

EQUIPOS	COSTO (USD)
Líneas de inyección	37100
Líneas de transporte subterráneas	377081,94
Sistema de bombeo	500000
Instalaciones eléctricas	100000
Tanque de Almacenamiento	400000
Imprevistos (15 % subtotal)	212127,29
TOTAL	**1626309,2**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

5.2.2 REACONDICIONAMIENTO DE UN POZO PARA SER INYECTOR

El pozo PRS-10 fue previamente seleccionado para ser inyector, la tabla 5.3 muestra los costos para el reacondicionamiento del pozo seleccionado para el sistema convencional de inyección. Se considera que el trabajo de reacondicionamiento tendrá una duración de 15 días.

Para analizar el segundo escenario, se sumará a la inversión inicial calculada en el primer escenario, el costo de la instalación de la herramienta; el costo de la instalación incluye los trabajos mecánicos, las herramientas de acople que provee la empresa y los equipos utilizados por parte de la compañía de servicios que instala la tecnología de estimulación por vibraciones.

En la tabla 5.4 se muestra el total de la inversión para el segundo escenario.

TABLA 5.3 COSTO ESTIMADO PARA REACONDICIONAR UN POZO PARA SER REINYECTOR

SERVICIO	COSTO (USD)
Trabajo de la torre	116300
Alojamiento y alimentación	15000
Supervisión y Transporte	15000
Combustible	12400
Seguridad	8000
Registros eléctricos	40000
Pruebas de inyección	12000
Cementación Forzada (squeeze)	30200
Prueba de Cementación (CBL-VDL-CCL)	30000
Equipo Slick line	7000
Colgador de tubing	37000
Tubing	95000
Packers	38000
Servicios varios	20000
Subtotal	475900
Imprevistos (15 % subtotal)	71385
TOTAL	**547285**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

El pozo PRS-18 no ha producido de la arena Hollín Superior, por lo que es necesario realizar un repunzonamiento a la altura de esta arena. El precio valorado para este procedimiento es de alrededor de 40000 USD.

TABLA 5.4 COSTO TOTAL DE LA INVERSIÓN PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES

DESCRIPCIÓN	COSTO (USD)
Costo de Inyección convencional de agua	2213594,2
Instalación de herramienta (herramientas de acople y trabajos de instalación)	35000
TOTAL	**2248594,2**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

5.3 INGRESOS DEL PROYECTO

Los ingresos del proyecto se obtienen multiplicando la producción mensual por el precio referencial para Enap-Sipetrol.

5.4 COSTOS DE PRODUCCIÓN

Los costos de producción son la suma de los costos de operación y mantenimiento. Se refiere al capital que se debe invertir para la producción de petróleo para el proyecto. Estos costos se encuentran estipulados en los precios referenciales junto con los costos de mantenimiento para cada barril producido y la depreciación en la tabla 5.5.

5.4.1 COSTOS DE OPERACIÓN

En estos costos se encuentran involucrados los costos de los equipos, personal, procesos y químicos. Además, en el segundo escenario se incluye los costos de la licencia mensual y operación de la herramienta Powerwave que es de 6000 USD. El costo de operación por cada barril es de 8 USD/Bbl, para Enap-Sipetrol.

5.4.2 COSTOS DE MANTENIMIENTO

Dentro de estos costos se encuentran involucrados los gastos para mantener el funcionamiento de las instalaciones, bombas y equipos de superficie necesarios en el proyecto.

Debido a los cambios recientes en los contratos petroleros, las empresas operadoras pasan a ser empresas de servicios que se dedican a la explotación de crudo a cambio de una tarifa convenida con el estado ecuatoriano. Enap-Sipetrol ha calculado los precios referenciales para la producción de un barril de petróleo para el campo PBH.

Los precios referenciales de la producción de petróleo para Enap-Sipetrol se presentan en la tabla 5.5.

TABLA 5.5 PRECIOS REFERENCIALES DE PRODUCCIÓN, ENAP-SIPETROL

DESCRIPCIÓN	COSTO (USD/BbL)
Ingresos	
Costo barril de petróleo producido	28
Egresos	
Costos de producción de petróleo por inyección de agua	3,21
Costos de operación	8
Tratamiento de agua	0,56
Transporte por oleoducto y costo comercial	1,67
Costo de operación barril de petróleo producido	13,44

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

5.5 DETERMINACIÓN DEL VAN, TIR, B/C, PPI

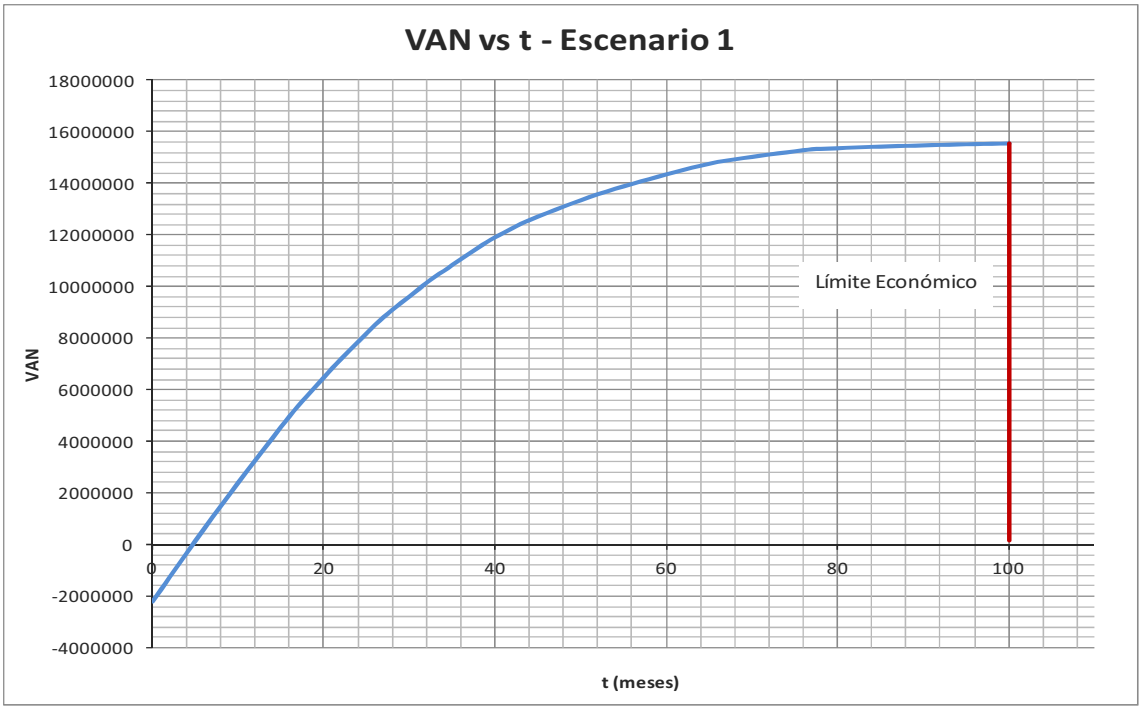
La tasa de descuento utilizada en Enap-Sipetrol se estima que es del 11,9% anual a partir de la cual se calcula una tasa mensual de 0,9413% que se empleará para la evaluación económica del presente proyecto.

A partir de las ecuaciones 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4 se realizan los cálculos respectivos del VAN, TIR, B/C y PRI para los 2 escenarios.

En el ANEXO 5.1 se muestra los resultados de las predicciones por cada cuadrante y el total de producción del proyecto para cada escenario. A partir de estos valores, se realiza el cálculo de los indicadores económicos tanto para la inyección convencional de agua como para la inyección con estímulos vibracionales.

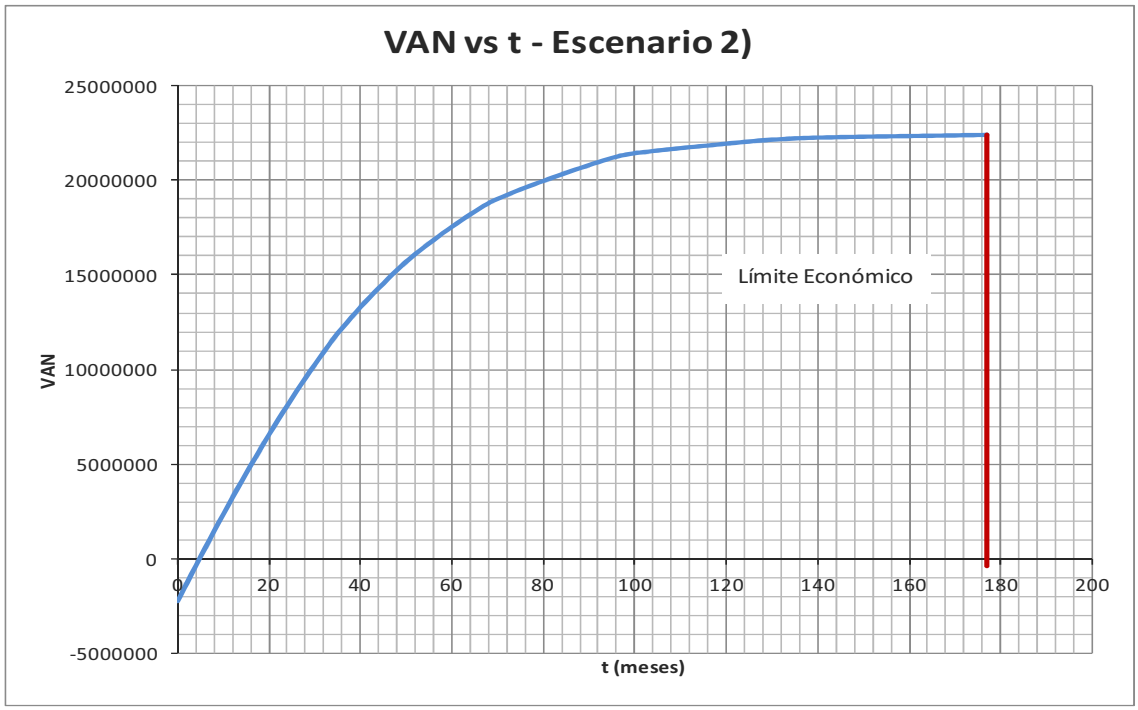
A continuación se presentan las gráficas 5.1 y 5.2 en las que constan el valor actual neto (VAN) del proyecto vs el tiempo para los 2 escenarios.

GRÁFICA 5.1 VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO DEL PROYECTO ESCENARIO 1



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

GRÁFICA 5.2 VALOR ACTUAL NETO VS TIEMPO DEL PROYECTO ESCENARIO 2



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

5.6 ESTUDIO DE LOS RESULTADOS

Para este análisis se hizo una comparación de los indicadores económicos a un mismo año para los 2 escenarios, tanto para el año 2 como para el octavo año con 4 meses (límite económico inyección de agua convencional), y el catorceavo año con nueve meses (límite económico inyección de agua con estímulos vibracionales); permitiendo confirmar la factibilidad de aplicar el proyecto. Se toma como límite económico al periodo donde los ingresos ya no compensan los egresos considerados. Sin embargo se podría contemplar la posibilidad de seguir produciendo después de este periodo sin el uso de la herramienta, ahorrando los gastos de arrendamiento, pero esta situación no se contempla en el estudio debido a que no es de interés para el proyecto en particular.

La inversión inicial se recupera a los 4,67 meses en el primer escenario y en el segundo escenario el periodo de recuperación de la inversión es de 4,75 meses.

En la tabla 5.6 se presentan los valores anuales obtenidos del análisis.

TABLA 5.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

	2 AÑOS		8 AÑOS Y 4 MESES		14 AÑOS Y 9 MESES	
	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2
VAN (USD)	7880965,396	8107885,10	15569950,77	21422631,99	-	22384789
TIR (%)	110,34%,	110,18%	110,4%	110,27%	-	110,27%
B/C	1,65	1,68	1,69	1,82	-	1,75
PRI	4,67	4,75	4,67	4,75	-	4,75

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

Los resultados obtenidos en el ANEXO 5.1, señalan que en el segundo escenario existe una prolongación del tiempo del proyecto casi duplicando su vida útil, además se puede visualizar un incremento considerable en el factor de recobro, Fr; todo esto se traduce en una mayor rentabilidad del proyecto; si bien es cierto que algunos de los indicadores económicos son similares, el VAN obtenido en el segundo escenario es superior al obtenido en el primer escenario.

De acuerdo a los criterios e indicadores expuestos anteriormente, se confirma la conveniencia de la aplicación del presente proyecto sobre la inyección de agua convencional.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- El campo PBH es un campo maduro del cual se posee poca información, por lo que se utiliza información de campos dentro del mismo dominio estructural, campos Pucuna y Palo Azul, facilitando el desarrollo del proyecto.

- Se analizó el modelo Poroelástico ya que permite comprender algunos de los fenómenos físicos en los que se basa esta tecnología y es más práctico al momento de realizar el estudio. Teniendo como resultado:

TABLA 6.1 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL MODELO POROELÁSTICO

	CUADRANTE 1	CUADRANTE 2	CUADRANTE 3	CUADRANTE 4
Área (acres)	48,676	36,213	44,173	34,629
k (md)	49	21	66	19,5
ϕ (fracción)	0,164	0,152	0,164	0,149
h (ft)	65,87	75,324	69,479	74,284
∇P_o (Psi/ft)	0,008872807	0,025594365	0,005091795	0,017544822
$\mathbb{N}_e$ (adimensional)	0,416	0,969	0,292	0,644
∇P_a (Psi/ft)	0,0227	0,0199	0,0216	0,0201

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

- La arena Hollín Superior, fue seleccionada como la más idónea para la aplicación de la recuperación mejorada de petróleo por estímulos vibracionales. Además, se escogió trabajar con el modelo de cinco puntos invertidos ya que es el mejor modelo de inyección que se ajusta dentro del campo.

- El área de estudio presenta una saturación de agua actual de 50,55 % y aunque sea alta, con esta nueva tecnología se obtiene muy buenos resultados, la tabla 6.2 presenta el factor de recobro adicional para cada cuadrante y el petróleo que se espera recuperar hasta la etapa de ruptura.

TABLA 6.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES

Área	Factor de recobro adicional (%)	Petróleo a recuperar adicional (BF)	Agua a inyectar (Bbl)	Caudal de petróleo adicional (BPPD)	Tiempo (Años)
Cuadrante 1	24,80%	455000	877000	362,126	3,443
Cuadrante 2	14,50%	210000	442000	333,057	1,731
Cuadrante 3	25,80%	453000	860000	254,012	4,882
Cuadrante 4	13,90%	186000	388000	202,724	2,509
Total	**19,75%**	**1304000**	**2567000**	**1151,919**	**3,141**

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

- La tabla 6.2 adicionalmente presenta la cantidad de agua a inyectarse en el área de estudio para la recuperación mejorada mediante estímulos vibracionales, que es lo que se requiere teóricamente. Además, se muestra el caudal de petróleo hasta que inicie la etapa de ruptura; posteriormente, la producción disminuirá paulatinamente hasta alcanzar un límite de producción recomendado, que será un corte de agua del 91%, debido a que es antieconómico manejar alta producción de agua para Enap-Sipetrol.

- Además se concluye teóricamente que la recuperación mejorada mediante estímulos vibracionales “rejuvenece” los campos maduros de petróleo mejorando la eficiencia de barrido lo que se traduce en un alto recobro de petróleo. El factor de recobro total será 35,75%.

- La recuperación por estímulos vibracionales es más económica que la inyección de agua a largo plazo, si bien es cierto al inicio del proyecto se debe invertir un costo adicional de instalación de la herramienta de 35000 USD, pero se recupera la inversión a los 4,67 meses para el escenario 1 y 4,75 meses para el escenario 2.

- El valor actual neto para la recuperación mejorada mediante estímulos vibracionales es: 22’384789,0 USD; la tasa interna de retorno es: 110,27% anual. El periodo de recuperación es de 4,75 meses y la relación costo/beneficio es: 1,75. Todos estos indicadores muestran la rentabilidad del proyecto.

- De acuerdo a los escenarios planteados en el estudio económico se puede evidenciar la ventaja de la recuperación mejorada mediante estímulos vibracionales sobre la inyección de agua convencional, concluyendo así la factibilidad de aplicar el proyecto.

6.2 RECOMENDACIONES

- Al no tener datos concretos del campo PBH, se recomienda realizar un análisis más profundo de las propiedades de la roca y fluidos del campo PBH. Además, realizar pruebas de presión para detectar heterogeneidades en el yacimiento, determinar el daño y hallar el grado de comunicación entre pozos y arenas.

- El campo PBH produce 690,33 $BAPD$. El caudal de inyección utilizado en los modelos teóricos a pesar de los resultados satisfactorios, no es el disponible en el campo. Sin embargo, se recomienda realizar proyectos de captación de agua de afluentes cercanos tal como el Río Coca que rodea al campo PBH.

- La mayoría de tecnologías que trabajan con estímulos vibracionales vienen de Rusia, como Nitroblast, pero estas tecnologías involucran la deformación del medio poroso produciendo daño en el pozo fuente; la herramienta de Hydroimpact, posee resultados variados y no están claras las variables que intervienen en el aumento de la recuperación de petróleo, así por ejemplo, en campos de propiedades idénticas la efectividad de la herramienta varía. La tecnología Powerwave utiliza la propagación de

vibraciones a través del fluido sin dañar la formación y su efectividad es de 70% en todos los proyectos realizados, por lo que se recomienda un análisis más detallado de las ventajas y desventajas que proporcionaría esta tecnología para implementarla en el campo PBH. Es indispensable realizar un estudio técnico-económico detallado que permita escoger la mejor opción para poner en marcha proyectos de recuperación mejorada de petróleo.

- La descomposición de un modelo geométrico en modelos lineales, es una alternativa cuando no se dispone de información sobre los volúmenes desplazados en ciertos modelos de inyección de agua. Se debería comprobar con los resultados de otros modelos de inyección y con la realidad en un proyecto de recuperación por inyección de agua convencional para determinar el modelo de inyección a seguir.

- Se recomienda desarrollar la parte sur del campo Paraíso, para posteriores proyectos de recuperación mejorada de petróleo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AHMED TAREK, “Reservoir Engineering Handbook”, Tercera Edición, USA, 2006.

- ANGULO CRUZ, MILTON EDUARDO, "Recuperación Secundaria por Inyección de Agua a los Yacimientos U y T del campo Yuca", Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional, Tesis Pre-grado, Quito, Diciembre, 2007.

- BERESNEV IGOR A., “Geophysics, Vol 71, N 06”, USA, 2006.

- BLATT FRANK, “Fundamentos de Física”, Tercera Edición, Vermont - USA, 1991.

- CARRILLO BARANDIARIAN LUCIO, “Ingeniería de Reservorios”, Primera Edición, Lima - Perú, 2006.

- DJEBBAR TIAB AND ERLE C. DONALDSON, “Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport”, Second Edition, Oxford - USA, 2004.

- ELSEVIER BV. “Handbook of Geophysical Exploration”, Vol 18; Physical Properties of Rocks”, USA.

- MAIQUIZA PALATE KLEVER ORLANDO, “Estudio de Recuperación Mejorada de Petróleo por Inyección de Agua Caliente en un Yacimiento de Crudos Pesados de un campo del Oriente Ecuatoriano", Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional, Tesis Pre-grado, Quito, Diciembre, 2007.

- PARÍS DE FERRER MAGDALENA, “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”, Primera Edición, Maracaibo - Venezuela, 2009.

- PARÍS DE FERRER MAGDALENA, “Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos”, Primera Edición, Maracaibo - Venezuela, 2001.

- PRIDE, STEVEN, AND FLEKKOY, EIRIK, "Seismic Stimulation for Enhanced Oil Recovery", Department of Physics, University of Oslo, Oslo, January 14, 2008.

- PRIDE STEVEN R., FLEKKØY EIRIK G., AND AURSJØ OLAV, “Seismic Stimulation for Enhanced Oil Recovery”, USA, 2008.

- SHAHID RASHID, “Seismic Coupling and Hydrological Responses”, Universidad de Waterloo, Tesis Msc, Ontario-Canada, 2006.

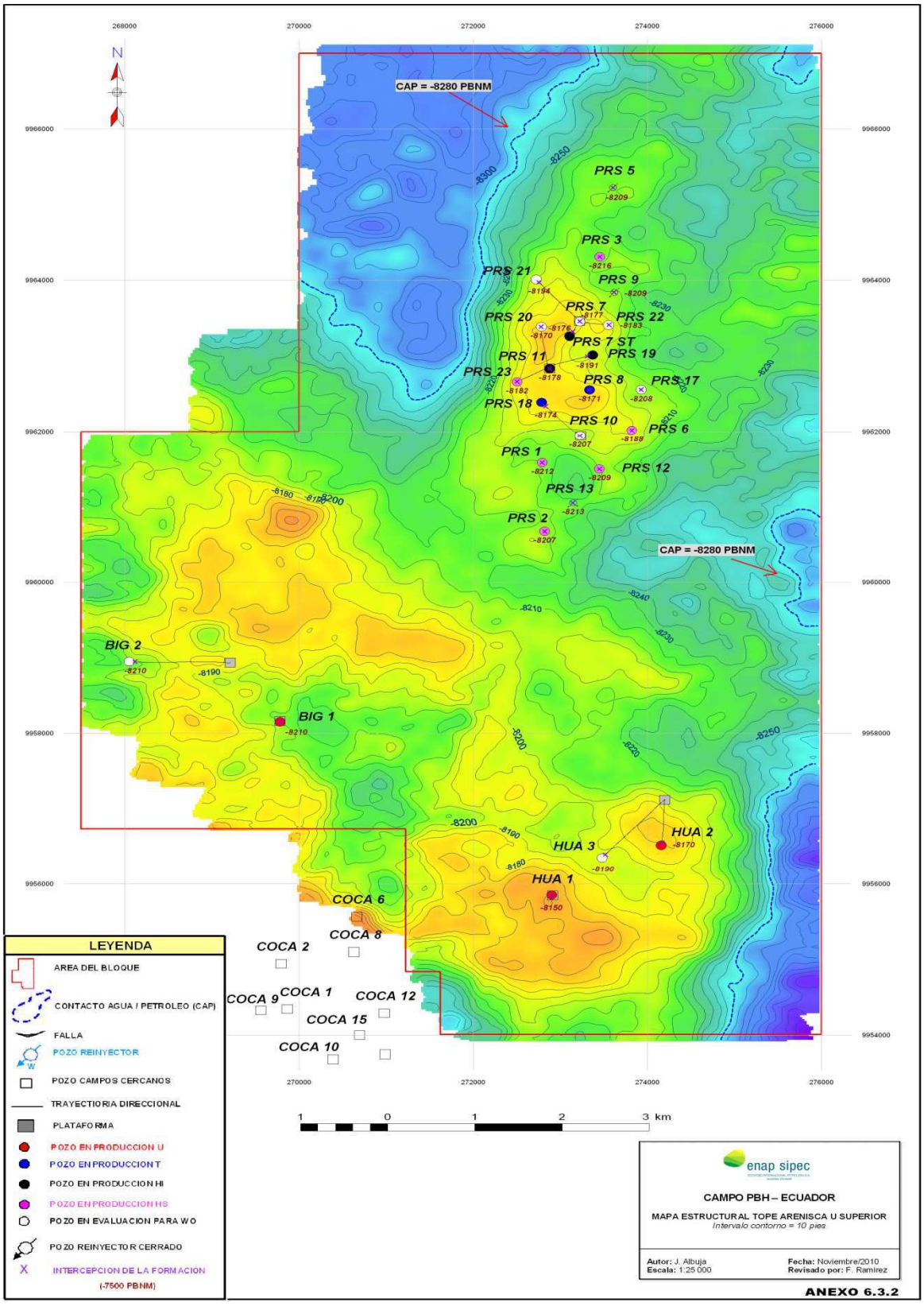
- WESTERMARK, ROBERT, "Enhanced Oil Recovery with Downhole Vibration", SPE 67303, SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma, 24-27 March 2001.

- WESTERMARK, ROBERT, "Enhanced Oil Recovery with Downhole Vibration Stimulation in Osage County Oklahoma", Final Report, Tulsa, Oklahoma, June 30, 2003.

ANEXOS

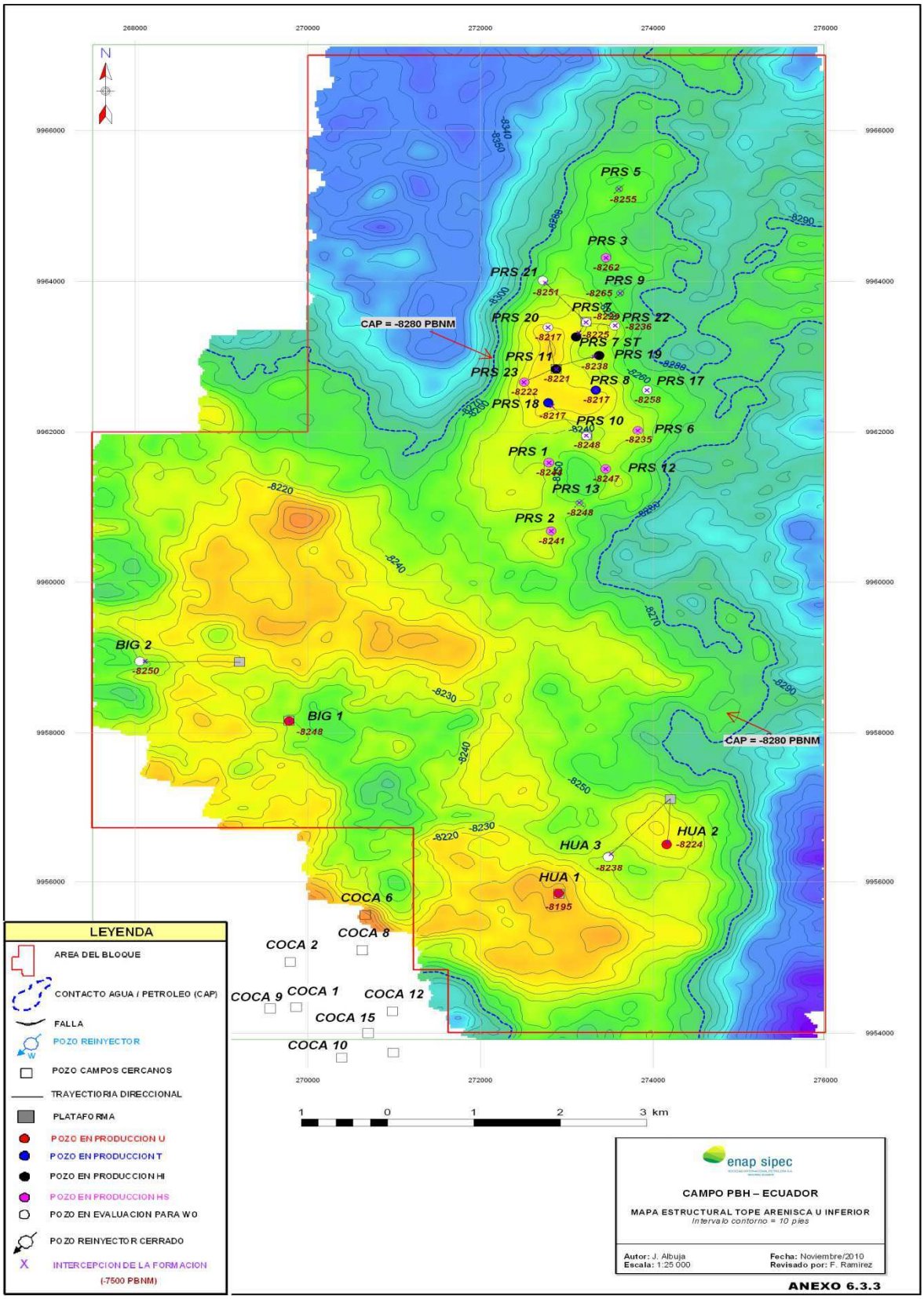
ANEXO 1.1 MAPAS ESTRUCTURALES CAMPO PBH

ANEXO 1.1.1 MAPA ESTRUCTURAL TOPE ARENISCA U SUPERIOR



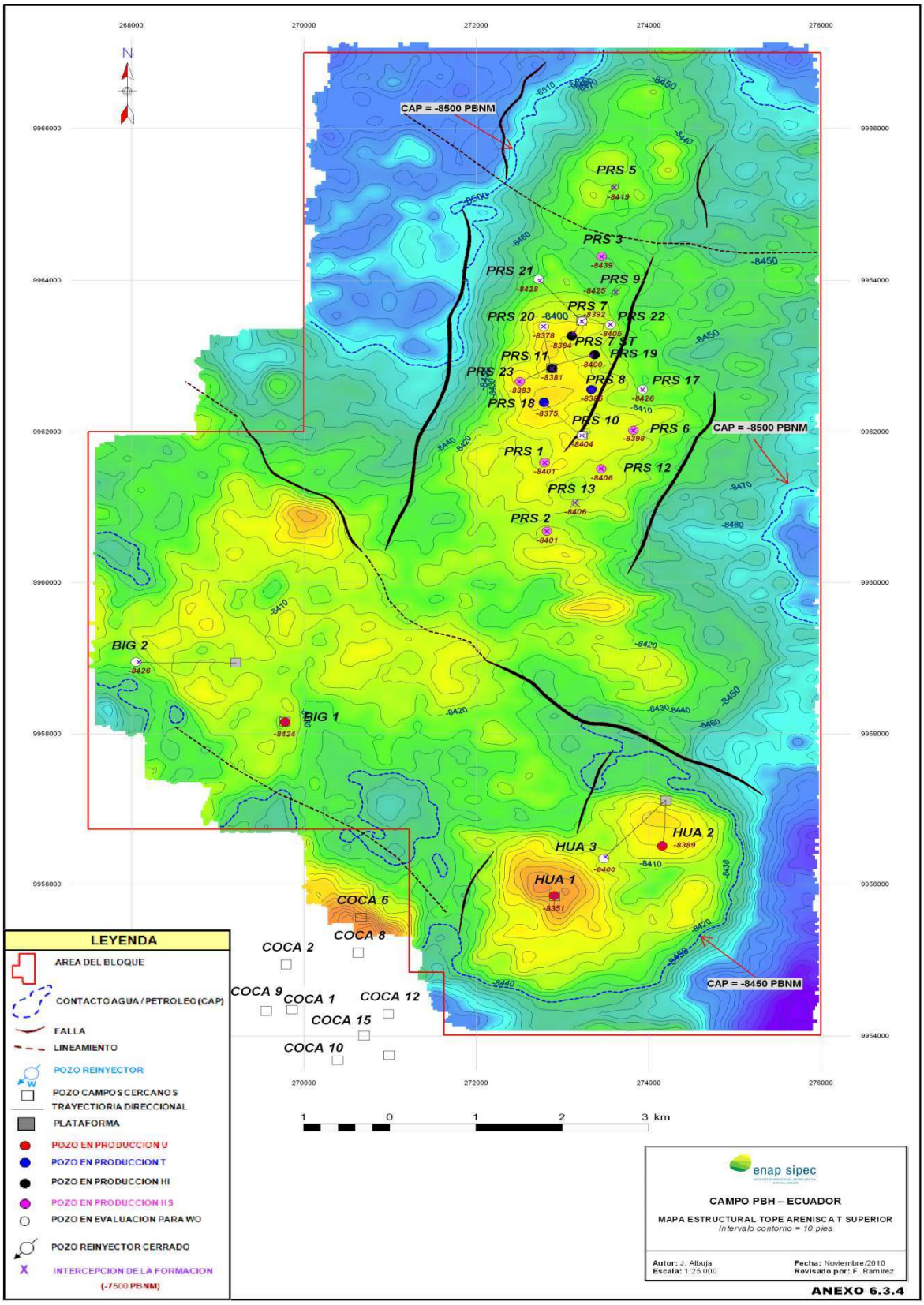
Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

ANEXO 1.1.2 MAPA ESTRUCTURAL TOPE ARENISCA U INFERIOR



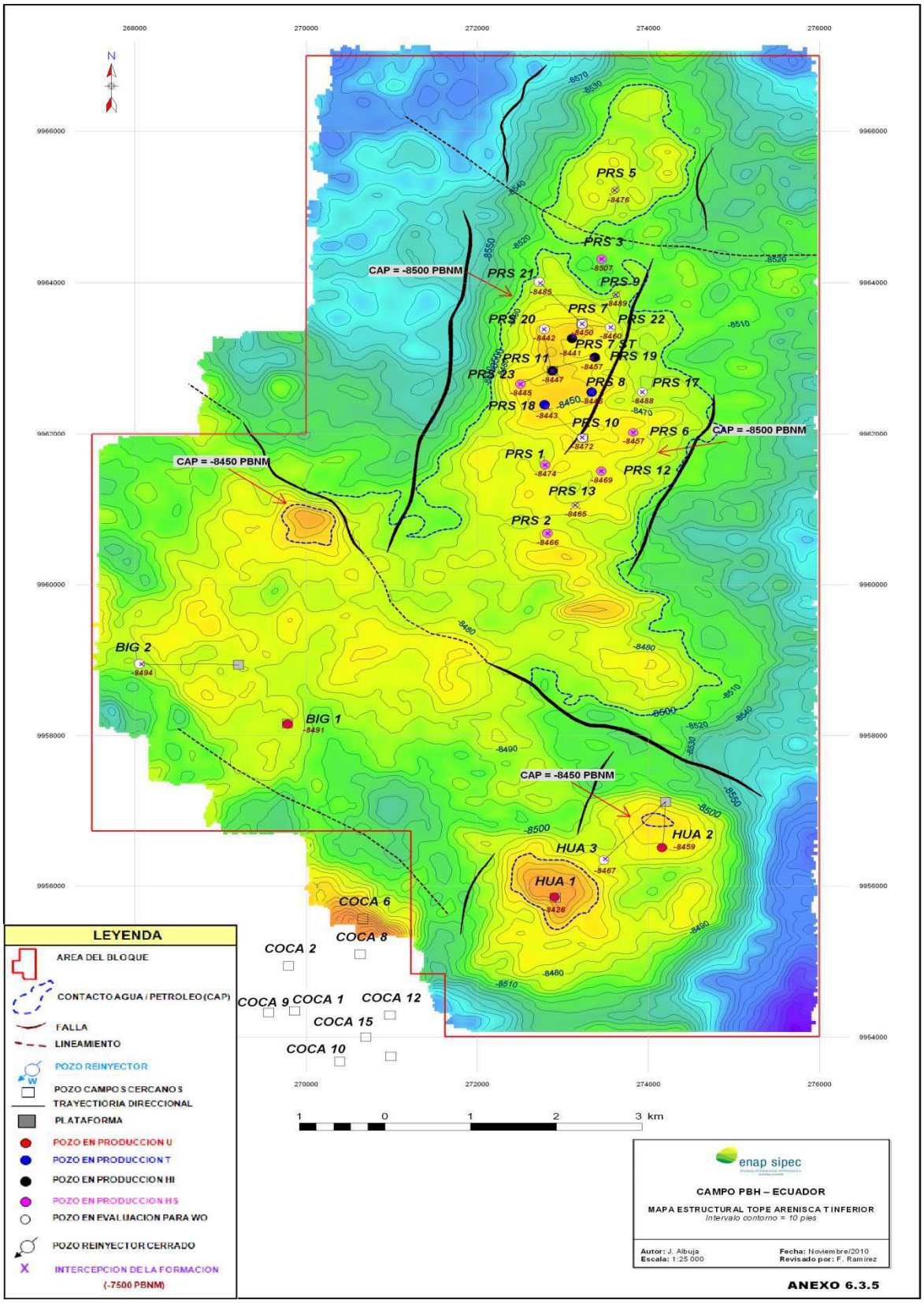
Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

ANEXO 1.1.3 MAPA ESTRUCTURAL TOPE ARENISCA T SUPERIOR



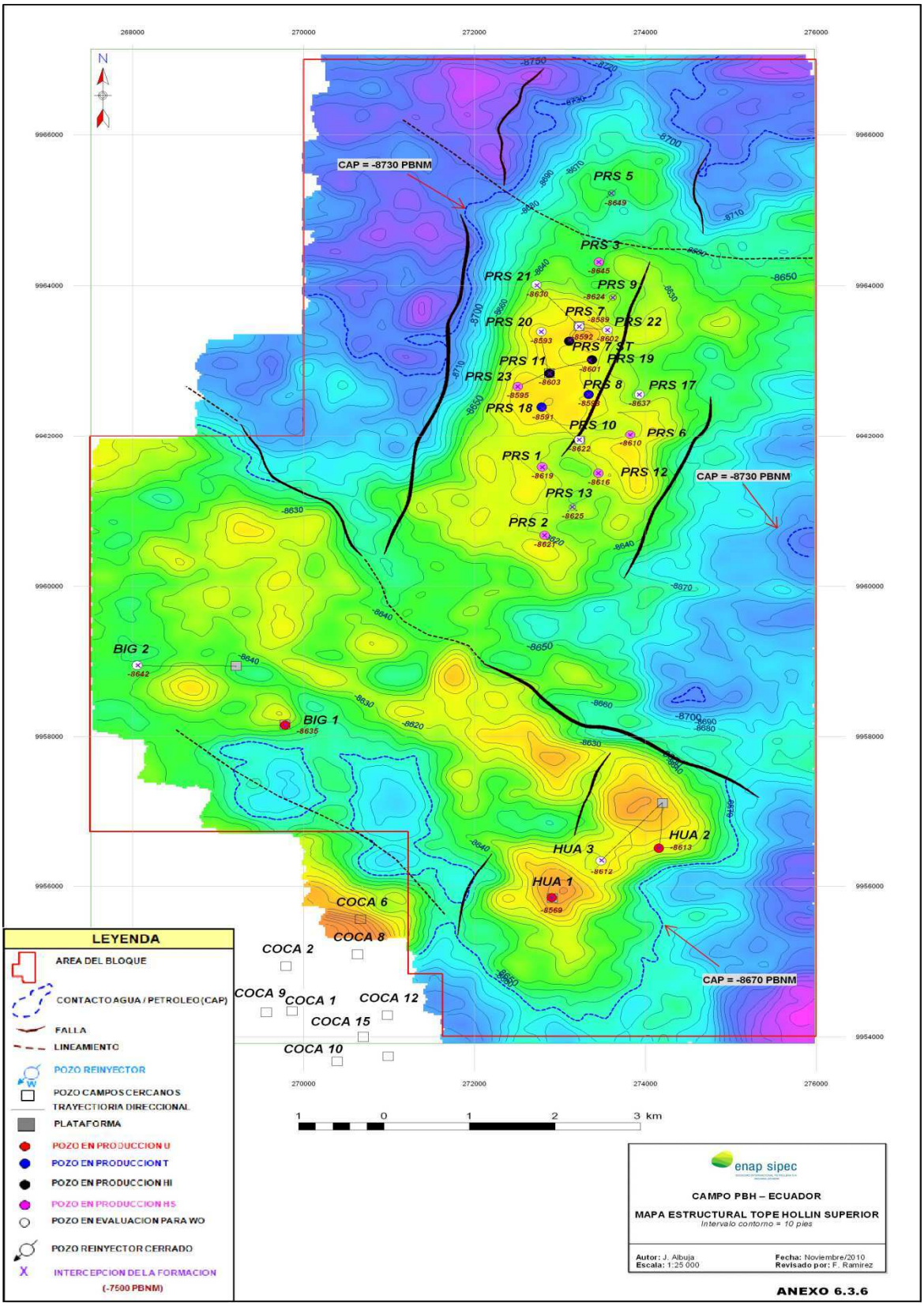
Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

ANEXO 1.1.4 MAPA ESTRUCTURAL TOPE ARENISCA T INFERIOR



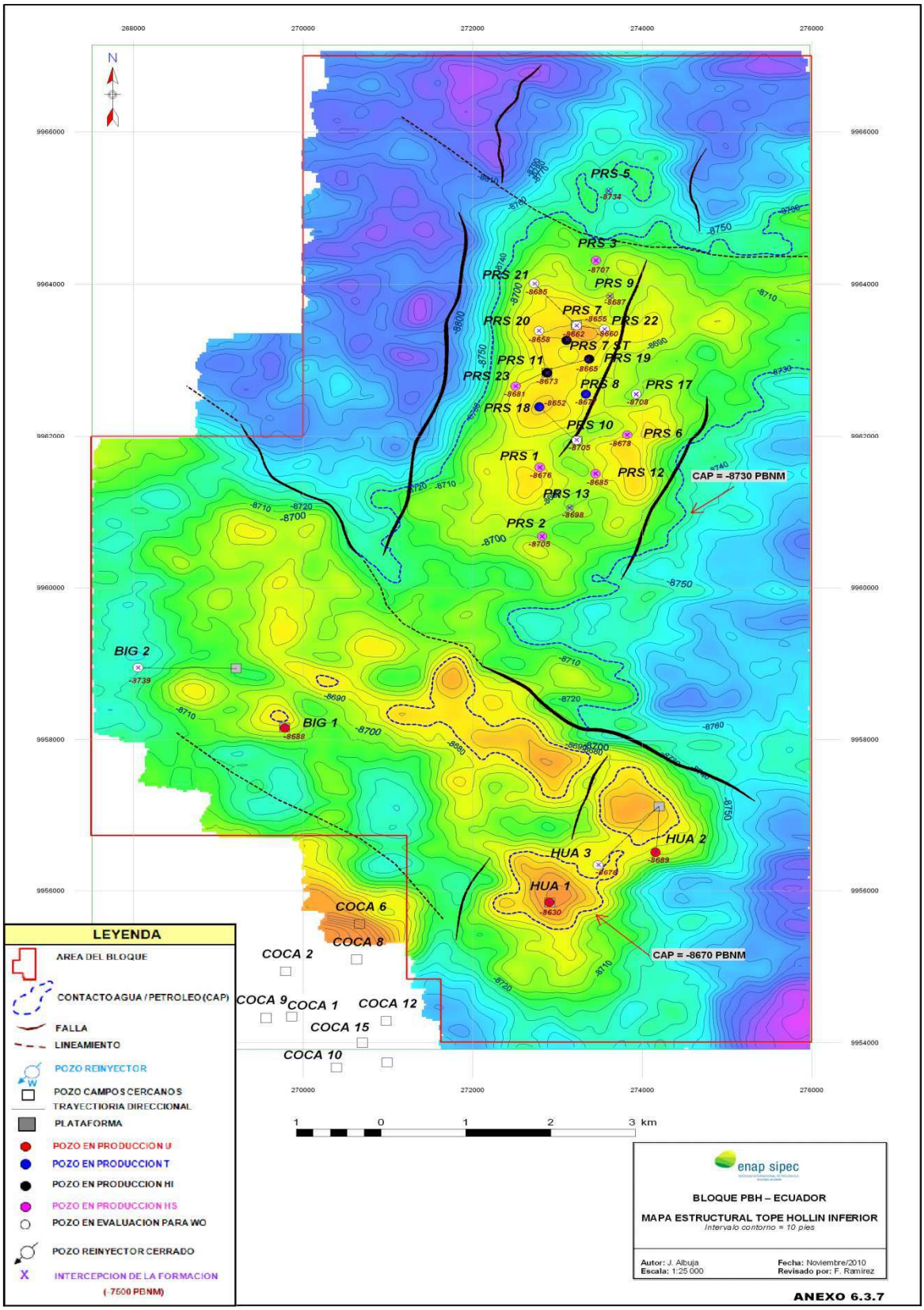
Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

ANEXO 1.1.5 MAPA ESTRUCTURAL TOPE ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

ANEXO 1.1.6 MAPA ESTRUCTURAL TOPE ARENISCA HOLLÍN INFERIOR



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

ANEXO 1.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS CAMPO PBH

ANEXO 1.2.1 ARENA U SUPERIOR

PETROFISICA CAMPO PBH: ARENISCA U SUPERIOR													
POZO	X (UTM)	Y (UTM)	TopMD (ft)	BaseMD (ft)	TVD (ft)	VshlRes TVD (%)	PhiRes TVD (%)	NetRes TVD (ft)	GrossRes TVD (ft)	PhiPay TVD (%)	VshlPay TVD (%)	NetPay TVD (ft)	SwPay TVD (%)
BIG-01	269785,1	9958152,6	9096,8	9133,6	9115	0,309	0,127	4	8	0,127	0,309	4	0,125
BIG-02	268114	9958947,6	9969,7	10010	9119,7	0,192	0,138	18,3	19,8	0,135	0,199	12,3	0,073
HUA-01	272904,4	9955848,7	9025,1	9068	9046,4	0,325	0,138	12	14	0,138	0,325	12	0,065
HUA-02	274165,2	9956548,6	9427,5	9482,6	9090,7	0,246	0,117	12,5	31	0,117	0,246	12,5	0,127
HUA-03	273516,5	9956390,6	9797,4	9847,2	9103,6	0,272	0,109	10,25	18,061	0,109	0,272	10,25	0,135
PRS-01	272793,4	9961583,5	9115,6	9155,2	9135,4	0,258	0,119	4	14	0,119	0,258	4	0,275
PRS-02	272821,5	9960674,4	9108,9	9151,6	9130,3	0,407	0,115	3,5	5,5	0,115	0,407	3,5	0,182
PRS-03	273454,3	9964312,2	9145	9182,1	9163,6	0,273	0,14	16	16	0,14	0,273	16	0,096
PRS-05	273605,5	9965225,8	9144,4	9172,8	9158,6	0,21	0,128	3	6,38	0,128	0,21	3	0,139
PRS-06	273823,3	9962017,3	9106,2	9148,3	9127,3	0,292	0,096	0,5	13	0,096	0,292	0,5	0,149
PRS-07	273286,3	9963445,1	9104,7	9145,2	9125	0,358	0,112	4,5	4,5	0,112	0,358	4,5	0,195
PRS-07ST	273142,7	9963321,6	9204,5	9258,8	9124,2	0,375	0,097	13,5	24,5	0,123	0,246	1,25	0,481
PRS-08	273337,4	9962554,5	9082,3	9126,7	9104,5	0,213	0,115	6,5	9	0,115	0,213	6,5	0,099
PRS-09	273620,3	9963844,4	9136,5	9171,3	9153,9	0,403	0,105	3,5	6,5	0,105	0,403	3,5	0,15
PRS-10	273226,8	9961944,9	9120,5	9160,9	9140,5	1	0	0	0	0	1	0	1
PRS-11	272878,8	9962836,5	9092,9	9133,8	9113	0,23	0,112	5,5	8,643	0,112	0,23	5,5	0,08
PRS-12	273450,4	9961499,6	9128,1	9177,1	9152,6	0,242	0,1	1	7	0,1	0,242	1	0,149
PRS-13	273146,5	9961050,5	9127,7	9165,3	9146,5	0,245	0,091	0,5	12	0,091	0,245	0,5	0,124
PRS-17	273929	9962557,1	9137	9181,5	9159,2	0,33	0,11	5,5	10	0,11	0,33	5,5	0,101
PRS-18	272831,2	9962341,1	9472,1	9508,9	9114,6	0,453	0,104	1,25	2,25	0,104	0,453	1,25	0,23
PRS-19	273311,8	9962998,2	9375,9	9408,1	9126,5	1	0	0	1,75	0	1	0	1
PRS-20	272780,1	9963388,5	9506	9544,6	9117,1	0,455	0,093	0,5	2,75	0,093	0,455	0,5	0,149
PRS-21	272753,3	9963981,2	9525,6	9574,1	9146,3	0,123	0,1	2,75	38,306	0,1	0,123	2,75	0,18
PRS-22	273560,9	9963412,7	9317	9363,7	9134,1	0,152	0,123	7,56	15,25	0,123	0,152	7,5	0,071
PRS-23	272504	9962662,3	9307,4	9345,2	9118,5	1	0	0	4	0	1	0	1

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 1.2.2 ARENA U INFERIOR

PETROFISICA CAMPO PBH: ARENISCA U INFERIOR													
POZO	X (UTM)	Y (UTM)	TopMD (ft)	BaseMD (ft)	TVD (ft)	VshlRes TVD (%)	PhiRes TVD (%)	NetRes TVD (ft)	GrossRes TVD (ft)	PhiPay TVD (%)	VshlPay TVD (%)	NetPay TVD (ft)	SwPay TVD (%)
BIG-01	269785	9958152,6	9133,6	9161,5	9147,4	0,185	0,145	15	15	0,145	0,185	15	0,12
BIG-02	268109,7	9958947,9	10010	10037	9149,9	0,176	0,101	1,5	5,7	0,101	0,176	1,5	0,273
HUA-01	272904,4	9955848,8	9068	9100,6	9084,1	0,312	0,121	6	9	0,121	0,312	6	0,076
HUA-02	274164,8	9956545	9482,6	9520,8	9135,9	0,175	0,145	26,5	32	0,145	0,175	26,5	0,089
HUA-03	273513,6	9956387,3	9847,2	9877	9140,6	0,198	0,143	16	24,5	0,143	0,198	16	0,085
PRS-01	272793,4	9961583,5	9155,2	9169,7	9162,4	0,456	0,096	1	1	0,096	0,456	1	0,326
PRS-02	272821,5	9960674,4	9151,6	9167,7	9159,7	0,482	0,096	0,5	2	0,096	0,482	0,5	0,145
PRS-03	273454,3	9964312,2	9182,1	9222,2	9202,2	0,438	0,126	2,5	2,5	0,126	0,438	2,5	0,201
PRS-05	273605,5	9965225,8	9172,8	9214,1	9193,5	0,231	0,131	9,5	14,5	0,131	0,231	9,5	0,122
PRS-06	273823,3	9962017,3	9148,3	9182,9	9165,6	0,207	0,116	4,5	8	0,116	0,207	4,5	0,153
PRS-07	273286,3	9963445,1	9145,2	9179,7	9162,5	0,195	0,134	9,5	10	0,134	0,195	9,5	0,13
PRS-07ST	273140,8	9963318,3	9248,9	9272,4	9150,4	0,3	0,136	5,719	17,719	0,136	0,3	5,719	0,357
PRS-08	273337,4	9962554,5	9126,7	9157,8	9142,3	0,385	0,142	4	4	0,142	0,385	4	0,1
PRS-09	273620,3	9963844,4	9171,3	9214,7	9193	0,342	0,14	7,5	10	0,14	0,342	7,5	0,163
PRS-10	273226,9	9961944,9	9160,9	9189,3	9175	0,43	0,106	1	1	0,106	0,43	1	0,272
PRS-11	272878,8	9962836,5	9133,8	9163,1	9148,1	0,249	0,143	4	5,5	0,143	0,249	4	0,125
PRS-12	273450,4	9961499,6	9177,1	9191,6	9184,3	1	0	0	0	0	1	0	1
PRS-13	273146,5	9961050,5	9165,3	9181,4	9173,3	1	0	0	1,5	0	1	0	1
PRS-17	273929	9962557,1	9181,5	9212,8	9197,1	0,233	0,112	3,5	5,5	0,112	0,233	3,5	0,101
PRS-18	272828,5	9962344,1	9508,9	9541,2	9146,5	0,473	0,11	2	2	0,11	0,473	2	0,245
PRS-19	273315,8	9962999,2	9408,1	9450,1	9161,1	0,322	0,111	2,25	3,75	0,111	0,322	2,25	0,1
PRS-20	272780,2	9963388,5	9544,6	9571,1	9149,7	1	0	0	1,25	0	1	0	1
PRS-21	272750,7	9963984	9574,1	9614,9	9189,2	0,13	0,152	5,5	16,776	0,152	0,13	5,5	0,047
PRS-22	273560,6	9963412,8	9363,7	9399,4	9175,2	0,094	0,157	7	10,25	0,157	0,094	7	0,067
PRS-23	272504,2	9962662,2	9345,2	9373,7	9151,6	0,287	0,112	4	7	0,112	0,287	4	0,094

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 1.2.3 ARENA T SUPERIOR

PETROFISICA CAMPO PBH: ARENISCA T SUPERIOR													
POZO	X (UTM)	Y (UTM)	TopMD (ft)	BaseMD (ft)	TVD (ft)	VshlRes TVD (%)	PhiRes TVD (%)	NetRes TVD (ft)	GrossRes TVD (ft)	PhiPay TVD (%)	VshlPay TVD (%)	NetPay TVD (ft)	SwPay TVD (%)
BIG-01	269784,7	9958152,3	9316,3	9379,4	9347,6	0,355	0,101	4	36	0,1	0,294	2	0,326
BIG-02	268085,2	9958948,9	10187	10256	9330,5	0,315	0,121	7,8	34,8	0,123	0,273	5,4	0,363
HUA-01	272904,2	9955849,2	9230,9	9298,7	9264,6	0,186	0,098	2	51	0,104	0,143	1	0,477
HUA-02	274163,1	9956532,4	9656,5	9722,7	9319	1	0	0	25,5	0	1	0	1
HUA-03	273499,9	9956371,9	10020	10089	9321	1	0	0	27,75	0	1	0	1
PRS-01	272793,4	9961583,5	9307,6	9376,4	9342	0,351	0,115	7	28	0,134	0,439	1	0,48
PRS-02	272821,5	9960674,4	9303,8	9378,2	9341	0,29	0,107	5,5	30,5	0,107	0,29	5,5	0,385
PRS-03	273454,3	9964312,2	9376,7	9436,2	9406,5	0,27	0,119	6,5	27	0	1	0	1
PRS-05	273605,5	9965225,8	9358,3	9412,4	9385,3	0,303	0,103	7,5	32,5	0,105	0,29	5,5	0,397
PRS-06	273823,3	9962017,3	9321,1	9390,6	9355,9	0,183	0,124	11,5	37,5	0,124	0,183	11,5	0,142
PRS-07	273286,3	9963445,1	9318,4	9378,8	9348,6	0,303	0,102	4,5	22	0,097	0,3	1,5	0,321
PRS-07ST	273128,3	9963297	9432,5	9494	9336	0,182	0,084	4,5	29,25	0,094	0,168	1	0,475
PRS-08	273337,4	9962554,5	9301,8	9354,3	9328,1	0,232	0,109	4,5	21,5	0,109	0,232	4,5	0,247
PRS-09	273620,3	9963844,4	9350,2	9414,7	9382,4	1	0	0	23	0	1	0	1
PRS-10	273227	9961944,5	9331	9387,2	9359	0,255	0,132	9,347	29,847	0,148	0,269	3,347	0,424
PRS-11	272878,4	9962836,1	9303,3	9361,6	9332,2	1	0	0	22	0	1	0	1
PRS-12	273450,4	9961499,6	9328,6	9406,1	9367,3	0,198	0,121	2	25	0	1	0	1
PRS-13	273146,5	9961050,5	9315,8	9389,5	9352,6	0,275	0,117	5	29	0,119	0,264	4,5	0,411
PRS-17	273929	9962557,1	9348,3	9410,4	9379,4	0,253	0,124	6	27	0,126	0,243	5,5	0,389
PRS-18	272814,3	9962359,9	9690,6	9753,2	9330,6	0,369	0,101	1,5	24,75	0,101	0,369	1,5	0,33
PRS-19	273334,8	9963004,4	9597,1	9656,9	9348	0,389	0,091	1,5	22,25	0	1	0	1
PRS-20	272780,4	9963388	9705,6	9768,7	9329	0,31	0,106	9,5	34,5	0,108	0,299	3,5	0,424
PRS-21	272740,2	9963995,5	9764,9	9825,8	9383,4	0,255	0,104	1,75	26	0	1	0	1
PRS-22	273558,7	9963412,8	9542,4	9594,5	9362	0,337	0,101	1	22,25	0	1	0	1
PRS-23	272505	9962662	9515,2	9566,1	9332,8	0,426	0,109	2,75	25	0,11	0,42	2,5	0,348

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 1.2.4 ARENA T INFERIOR

PETROFISICA CAMPO PBH: ARENISCA T INFERIOR													
POZO	X (UTM)	Y (UTM)	TopMD (ft)	BaseMD (ft)	TVD (ft)	VshlRes TVD (%)	PhiRes TVD (%)	NetRes TVD (ft)	GrossRes TVD (ft)	PhiPay TVD (%)	VshlPay TVD (%)	NetPay TVD (ft)	SwPay TVD (%)
BIG-01	269784,6	9958152,3	9379,4	9424,9	9401,9	0,266	0,115	12	21	0,15	0,087	1	0,48
BIG-02	268075,6	9958949	10277	10330	9406,5	0,204	0,11	17,4	29,7	0	1	0	1
HUA-01	272904,1	9955849,3	9298,7	9343	9320,7	0,289	0,145	12	17	0,145	0,289	8	0,165
HUA-02	274162,6	9956529,2	9722,7	9769,9	9374,7	0,308	0,113	3,75	7	0,113	0,308	3,75	0,304
HUA-03	273495,9	9956367,5	10089	10136	9375,6	1	0	0	12,25	0	1	0	1
PRS-01	272793,4	9961583,5	9376,4	9424	9400,2	0,318	0,122	11,5	21	0,138	0,427	6	0,369
PRS-02	273227	9961944,4	9387,2	9439,4	9413,2	0,23	0,115	18,153	21,153	0,118	0,157	11,48	0,423
PRS-03	272878,3	9962836	9361,6	9420,3	9390,7	0,251	0,132	15	24	0,154	0,181	4,5	0,119
PRS-05	273450,4	9961499,6	9406,1	9444,2	9425,1	0,322	0,093	1,25	6	0	1	1	1
PRS-06	273146,5	9961050,5	9389,5	9433,7	9411,6	1	0	0	3,5	0	1	0	1
PRS-07	273929	9962557,1	9410,4	9459,7	9435,1	0,272	0,122	13,5	21	0,142	0,189	3,5	0,419
PRS-07ST	272810,1	9962364,5	9753,2	9810,9	9387,1	0,199	0,128	15,75	19	0,114	0,178	13,25	0,162
PRS-08	273339,5	9963005,7	9656,9	9707,9	9401,1	0,184	0,123	15,5	27	0,108	0,242	9,5	0,191
PRS-09	272821,5	9960674,4	9378,2	9418,9	9398,5	0,262	0,122	6,5	10	0,13	0,245	5	0,399
PRS-10	272780,5	9963388	9768,7	9826,7	9389,5	0,163	0,132	33,75	45	0,138	0,147	23,75	0,347
PRS-11	272737,7	9963998,2	9825,8	9872,2	9435,7	0,246	0,105	8,5	20,25	0,105	0,246	8,5	0,28
PRS-12	273558,1	9963412,8	9594,5	9642,5	9412	0,162	0,123	5	19,75	0,103	0,18	1	0,436
PRS-13	272505,2	9962661,8	9566,1	9624,8	9387,6	0,143	0,133	12,5	18,25	0,104	0,212	3,25	0,144
PRS-17	273454,3	9964312,2	9436,2	9484	9460,1	0,297	0,119	8	14	0,118	0,358	3	0,457
PRS-18	273605,5	9965225,8	9412,4	9481,4	9446,9	0,207	0,125	20,5	39	0,126	0,242	11	0,351
PRS-19	273823,3	9962017,3	9390,6	9435,5	9413	0,187	0,115	14,5	23,5	0,109	0,191	7	0,354
PRS-20	273286,3	9963445,1	9378,8	9420,8	9399,8	0,186	0,107	12,23	20	0	1	12	1
PRS-21	273125,9	9963292,9	9485,5	9523,4	9374,2	0,273	0,11	15,25	24	0,11	0,274	15	0,247
PRS-22	273337,4	9962554,5	9354,3	9422,2	9388,2	0,227	0,14	23	34,5	0,143	0,213	11,5	0,232
PRS-23	273620,3	9963844,4	9414,7	9459,1	9436,9	0,243	0,133	6	11	0,153	0,298	3,5	0,235

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 1.2.5 ARENA HOLLÍN SUPERIOR

PETROFISICA CAMPO PBH: ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR													
POZO	X (UTM)	Y (UTM)	TopMD (ft)	BaseMD (ft)	TVD (ft)	VshlRes TVD (%)	PhiRes TVD (%)	NetRes TVD (ft)	GrossRes TVD (ft)	PhiPay TVD (%)	VshlPay TVD (%)	NetPay TVD (ft)	SwPay TVD (%)
BIG-01	269784,4	9958152,1	9523,6	9575,7	9549,4	0,319	0,113	15,23	30	0,113	0,32	15	0,349
BIG-02	268058	9958949	10436	10517	9569,6	0,276	0,13	7,4	26,1	0,13	0,268	7,2	0,268
HUA-01	272903,9	9955849,7	9444,3	9503	9473,4	0,19	0,125	33	40	0,126	0,186	31	0,106
HUA-02	274161,2	9956521,4	9877,4	9956,4	9543,3	0,214	0,147	19	36,5	0,126	0,212	13	0,294
HUA-03	273485,7	9956356,1	10245	10312	9533,6	0,228	0,133	19,75	28,75	0,135	0,209	15,5	0,304
PRS-01	272793,4	9961583,5	9521,6	9577,4	9549,5	0,193	0,163	23,5	23,5	0,161	0,188	22	0,339
PRS-02	272821,5	9960674,4	9524,1	9605,8	9564,9	0,13	0,163	26	38,5	0,164	0,119	24,5	0,21
PRS-03	273454,3	9964312,2	9574,3	9633,5	9603,9	0,208	0,155	35,5	38,5	0,155	0,208	34	0,283
PRS-05	273605,5	9965225,8	9585,7	9667,5	9626,6	0,166	0,134	37	54	0,133	0,15	32,5	0,161
PRS-06	273823,3	9962017,3	9526	9593,5	9559,7	0,186	0,139	35,5	41	0,137	0,176	31,5	0,232
PRS-07	273286,3	9963445,1	9519,9	9582,8	9551,3	0,208	0,153	43,5	44	0,152	0,21	35,5	0,192
PRS-07ST	273117,5	9963279,5	9641,8	9714,2	9539,5	0,123	0,114	31	35,75	0,107	0,146	25,3	0,215
PRS-08	273337,4	9962554,5	9508,3	9586	9547,2	0,209	0,156	38,5	55	0,148	0,219	33,5	0,303
PRS-09	273620,3	9963844,4	9550,2	9613,2	9581,7	0,29	0,141	38	42	0,123	0,302	26,5	0,181
PRS-10	273227	9961944	9535	9613,5	9574,1	0,095	0,167	44,5	50	0,168	0,082	39,5	0,156
PRS-11	272878	9962835,6	9517,4	9584,5	9550,6	0,145	0,139	28,5	39,5	0,139	0,137	24,5	0,185
PRS-12	273450,4	9961499,6	9537,2	9602,3	9569,7	0,153	0,132	27,5	43	0,131	0,139	24,5	0,117
PRS-13	273146,5	9961050,5	9533,5	9607,5	9570,5	0,279	0,128	14	26	0,12	0,281	11	0,18
PRS-17	273929	9962557,1	9558,2	9630	9594,1	0,249	0,146	25	37	0,147	0,25	23,5	0,232
PRS-18	272798,4	9962377	9910	9990,2	9545,5	0,247	0,159	24,7	19,75	0,16	0,243	24,2	0,341
PRS-19	273352	9963009,3	9807,2	9870,8	9551,8	0,219	0,147	37,75	41,25	0,149	0,187	28,5	0,107
PRS-20	272781	9963388,2	9921,3	9984,7	9544,8	0,228	0,155	37	39	0,139	0,199	19	0,188
PRS-21	272731,7	9964004,5	9973,4	10030	9585,6	0,128	0,146	19	30,75	0,153	0,144	12,75	0,26
PRS-22	273556,6	9963412,5	9736,4	9794,4	9558,9	0,258	0,131	32,5	33,5	0,135	0,24	13,5	0,206
PRS-23	272505,9	9962661,4	9717,6	9779,4	9540,7	0,114	0,142	26,5	44,279	0,143	0,086	23	0,263

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 1.2.6 ARENA HOLLÍN INFERIOR

PETROFISICA CAMPO PBH: ARENISCA HOLLÍN INFERIOR													
POZO	X (UTM)	Y (UTM)	TopMD (ft)	BaseMD (ft)	TVD (ft)	VshlRes TVD (%)	PhiRes TVD (%)	NetRes TVD (ft)	GrossRes TVD (ft)	PhiPay TVD (%)	VshlPay TVD (%)	NetPay TVD (ft)	SwPay TVD (%)
BIG-01	269784,3	9958151,9	9575,7	9775,7	9675,4	0,112	0,164	160,9	169,92	0	1	0	1
BIG-02	268050,7	9958948,8	10517	10717	9649,7	1	0	0	0	0	1	0	1
HUA-01	272903,8	9955850	9503	9703	9602,8	0,1	0,152	89,38	93,38	0,16	0,074	34	0,205
HUA-02	274160	9956516,5	9956,4	10156	9681,8	0,166	0,154	62,53	65,027	0	1	0	1
HUA-03	273479,4	9956349,1	10312	10512	9637,6	0,156	0,152	23,93	28,177	0	1	0	1
PRS-01	272793,4	9961583,5	9577,4	9777,4	9677,4	0,055	0,169	154,8	179,25	0,169	0,084	39,5	0,293
PRS-02	273227	9961943,7	9613,5	9813,5	9713,3	0,143	0,154	29,6	31,099	0,178	0,112	11	0,198
PRS-03	272877,8	9962835,4	9584,5	9784,5	9684,2	0,152	0,172	71,92	72,923	0,175	0,154	45,5	0,204
PRS-05	273450,4	9961499,6	9602,3	9802,3	9702,3	0,243	0,152	60	70	0,158	0,236	31	0,206
PRS-06	273146,5	9961050,5	9607,5	9807,5	9707,5	0,192	0,134	48	59	0,117	0,256	1,5	0,466
PRS-07	273929	9962557,1	9630	9830	9730	0,113	0,159	120,5	124	0,171	0,12	13	0,233
PRS-07ST	272789	9962387	9990,2	10190	9678,1	0,126	0,165	137,8	138,78	0,163	0,165	65,75	0,313
PRS-08	273362,8	9963012,7	9870,8	10071	9678,3	0,095	0,168	179,6	185,31	0,168	0,089	66,31	0,237
PRS-09	272821,5	9960674,4	9605,8	9805,8	9705,8	0,16	0,143	65,75	78,25	0,167	0,025	4	0,435
PRS-10	272781,7	9963388,8	9984,7	10185	9676,5	0,071	0,16	130,4	134,87	0,179	0,035	41	0,151
PRS-11	272727,2	9964009,2	10030	10230	9712	0,116	0,159	137	167,5	0,155	0,165	7	0,432
PRS-12	273555,5	9963412,2	9794,4	9994,4	9687,8	0,065	0,144	123	135,26	0,157	0,032	46,75	0,255
PRS-13	272506,2	9962661,3	9779,4	9979,4	9671,6	0,104	0,156	145,3	151,22	0,159	0,08	39	0,115
PRS-17	273454,3	9964312,2	9633,5	9833,5	9733,5	0,111	0,155	56,75	60,75	0,166	0,071	23	0,352
PRS-18	273605,5	9965225,8	9667,5	9867,5	9767,5	0,159	0,133	25	34,25	0	1	0	1
PRS-19	273823,3	9962017,3	9593,5	9793,5	9693,5	0,092	0,166	125	141	0,163	0,046	22,5	0,224
PRS-20	273286,3	9963445,1	9582,8	9782,8	9682,8	0,04	0,174	159,5	166	0,172	0,049	73,5	0,109
PRS-21	273109,6	9963266,1	9714,2	10082	9753,5	0,122	0,165	122,3	129,75	0,165	0,107	37,75	0,392
PRS-22	273337,4	9962554,5	9586	9786	9686	0,076	0,169	122,5	129,5	0,16	0,082	18	0,128
PRS-23	273620,3	9963844,4	9613,2	9813,2	9713,2	0,114	0,166	128,5	131	0,186	0,039	22	0,325

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 1.3 PRUEBAS DE B'UP CAMPO PBH

PRUEBAS DE B'UP CAMPO PBH

Pozo	Yacimiento	Build Up (Fecha)	K (md)	ho (ft)	Qo actual (BPPD)	BSW (%)	S (adimensional)
Pso-01	HS	10-Oct-04	125	28	464	8,2	24,0
Pso-02	HS	14-Ago-97	100	16	240	15,0	15,0
Pso-03	HS	20-Jul-07	2	30	45	55,6	4,2
Pso-06	HI	06-Mar-97	28	50	1560	7,0	-2,0
Pso-06	T	09-Jun-97	182	15	470	12,1	19,0
Pso-06	HS	13-Sep-05	35	42	326	2,8	-3,4
Pso-07	HI	25-Jun-98	174	36	1224	42,0	6,0
Pso-07	HS	25-Ene-02	20	24	300	3,7	6,2
Pso-07	US	02-Ene-05	63	15	368	1,6	5,0
Pso-07	U	21-ago-07	66,8	19	98	1,04	3,3
Pso-07	U	28-ene-2010	5	16	25	11,62	16
Pso-08	T	07-Ago-97	79	14	255	9,4	14,3
Pso-10	HS	07-May-03	7	31	304	9,9	-1,0
Pso-10	T	01-Jul-05	21	22	264	3,0	7,0
Pso-11	HI	24-Ene-07	511	10	792	17,0	1,2
Pso-12	HI	18-Ene-02	803	10	1872	43,0	5,9
Pso-12	HS	04-Jul-07	32	24	100	20,0	-0,6
Pso-12	HS	14-Jun-04	48	24	480	1	-0,6
Pso-12	HS	04-jul-2010	6,35	24			-1,97
Pso-17	HI	08-Ene-02	300	12	2760	47,0	0,8
Pso-17	U	27-Jul-07	3	20	47	6,4	0,4
Pso-18	HI	17-Abr-04	270	53	1557	8,0	2,9
Pso-19	HI	21-May-04	163	53	784	0,1	9,2
Pso-20	HI	04-Abr-05	624	16	1360	1,7	-4,4
Pso-20	HS	28-Mar-07	202	22	660	22,6	1,7
Pso-20	HS	18-Ago-07	113	22	1582	77	0,17
Pso-21	HS	01-Ago-05	232	22	842	78,9	23,2
Pso-21	U	12-Jun-05	17	20	73	ND	70,1
Pso-22	U	10-Oct-05	12	23	72	0,0	16,1
Pso-23	HI	26-Jul-05	247	20	840	0,0	0,9
Pso-23	HS	27-may-09	91	28	320	2	15
Pso-23	U	02-sep-2009	37,4	28	373		23,3
Big-01	CB	19-Nov-97	20	10	216	39,8	ND
Big-01	U	23-Mar-98	26	20	538	9,9	-1,5
Big-01	BT	10-Dic-94	83	12	1104	50,0	1,7
Big-02	U	09-Nov-05	44	20	218	4,1	1,2
Big-02	U	03-oct-2009	1,8	20			7,7
Hua-01	HI	27-Sep-99	55	8	312	69,9	5,6
Hua-01	BT	10-Feb-07	186	14	100	0,0	8,0
Hua-01	U	12-May-03	29	23,5	430	0,0	-0,9
Hua-02	U	08-Jun-05	120	31	1128	0,5	-0,5
Hua-02	U Echometer	06-Oct-06	7	32	250	0,0	-2,9
Hua-03	UI	29-Mar-07	17	21	55	0,0	12,6
Hua-03	U	23-Oct-05	46	37	192	9,9	2,7
Pso-07st	HI	19-Oct-10	431	10	504	15	12,1

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 1.4 ANÁLISIS PRUEBAS PVT

ANEXO 1.4.1 ANÁLISIS PVT ARENA U

ARENA U	
Pozo:	Huachito 01
Presión de Reservorio:	3800 Psia
Temperatura de Reservorio:	208,5 ºF
Profundidad:	8264 ft
API:	20,6
RESULTADOS	
Presión de Burbuja:	1107 Psia
Compresibilidad Promedio a Pr:	6E-6 Psi-1 @ 3800 Psia
Compresibilidad Promedio a Pb:	8,92E-6 Psi-1 @ 1107 Psia
Factor volumétrico a Pr:	1,165 BY/BCN @ 3800 Psia
Factor volumétrico a Pb:	1,187 BY/BCN @ 1107 Psia
Viscosidad a la Presión de Reservorio:	5,4 cp @ 3800 Psia
Viscosidad a la Presión de Burbuja:	4,29 cp @ 1107 Psia
GOR a la Presión de Burbuja:	205,8 Pcs/Bbl @ 1107 Psia

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 1.4.2 ANÁLISIS PVT ARENA T

ARENA T	
Pozo:	Paraíso 08
Presión de Reservorio:	1295 Psia
Temperatura de Reservorio:	221 ºF
Intervalo:	9367' - 9381'
BSW:	6,50%
API:	26,1
RESULTADOS	
Presión de Burbuja:	686 Psia
Compresibilidad Promedio a Pb:	1,172E-6 Psi-1
GOR a la Presión de Burbuja:	355 Pcs/Bbl
Viscosidad a la Presión de Reservorio:	1,135 cp @ 1295 Psia
Viscosidad a la Presión de Burbuja:	1,061 cp @ 686 Psia

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 1.4.3 ANÁLISIS PVT ARENA HOLLÍN

HOLLÍN	
Pozo:	Paraíso 01
Presión de Reservorio:	4010 Psia
Temperatura de Reservorio:	195 ºF
Profundidad:	9000 algo ft
API:	20,6
RESULTADOS	
Presión de Burbuja:	170 Psia
Compresibilidad Promedio a Pr:	2,9403E-6 Psi-1 @ 4010 Psia
Factor volumétrico a Pr:	1,0793 BY/BCN @ 4010 Psia
Factor volumétrico a Pb:	1,0986 BY/BCN @ 170 Psia
Viscosidad a la Presión de Burbuja:	2,8693 cp @ 170 Psia
GOR a la Presión de Burbuja:	350 Pcs/Bbl @ 170 Psia

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 1.4.4 ANÁLISIS PVT ARENA U CAMPO PUCUNA

ARENA U	
Pozo:	Pucuna 02
Presión de Reservorio:	4000 Psia
API:	29,15
RESULTADOS	
Presión de Burbuja:	1000,2 Psia
Compresibilidad Agua Promedio a Pr:	3,36E-06
Compresibilidad Petróleo Promedio a Pb:	2,8194E-06
Factor Volumétrico Petróleo a Pb:	1,2309 BY/BCN
Viscosidad Petróleo a la Presión de Burbuja:	1,079 cp
GOR a la Presión de Burbuja:	0,2724 Pcs/Bbl
Viscosidad Agua a la Presión de Burbuja:	1,079 cp

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 1.4.5 ANÁLISIS PVT ARENA T CAMPO PUCUNA

ARENA T	
Pozo:	Pucuna 02
Presión de Reservorio:	4000 Psia
API:	31,66
RESULTADOS	
Presión de Burbuja:	1400,1 Psia
Compresibilidad Promedio a Pr:	3,47E-06
Compresibilidad Petróleo Promedio a Pb:	2,647E-06
Factor Volumétrico Petróleo a Pb:	1,3654 BY/BCN
Viscosidad Petróleo a la Presión de Burbuja:	0,614 cp
GOR a la Presión de Burbuja:	0,4708 Pcs/Bbl
Viscosidad Agua a la Presión de Burbuja:	0,614 cp

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 1.4.6 ANÁLISIS PVT ARENA HOLLÍN CAMPO PUCUNA

ARENA HOLLÍN	
Pozo:	Pucuna 02
Presión de Reservorio:	4000 Psia
API:	28,15
RESULTADOS	
Presión de Burbuja:	170 Psia
Compresibilidad Promedio a Pr:	3,66E-06
Compresibilidad Petróleo Promedio a Pb:	2,9403E-06
Factor Volumétrico Petróleo a Pb:	1,0986 BY/BCN
Viscosidad Petróleo a la Presión de Burbuja:	2,86 cp
GOR a la Presión de Burbuja:	0,035 Pcs/Bbl
Viscosidad Agua a la Presión de Burbuja:	2,86 cp

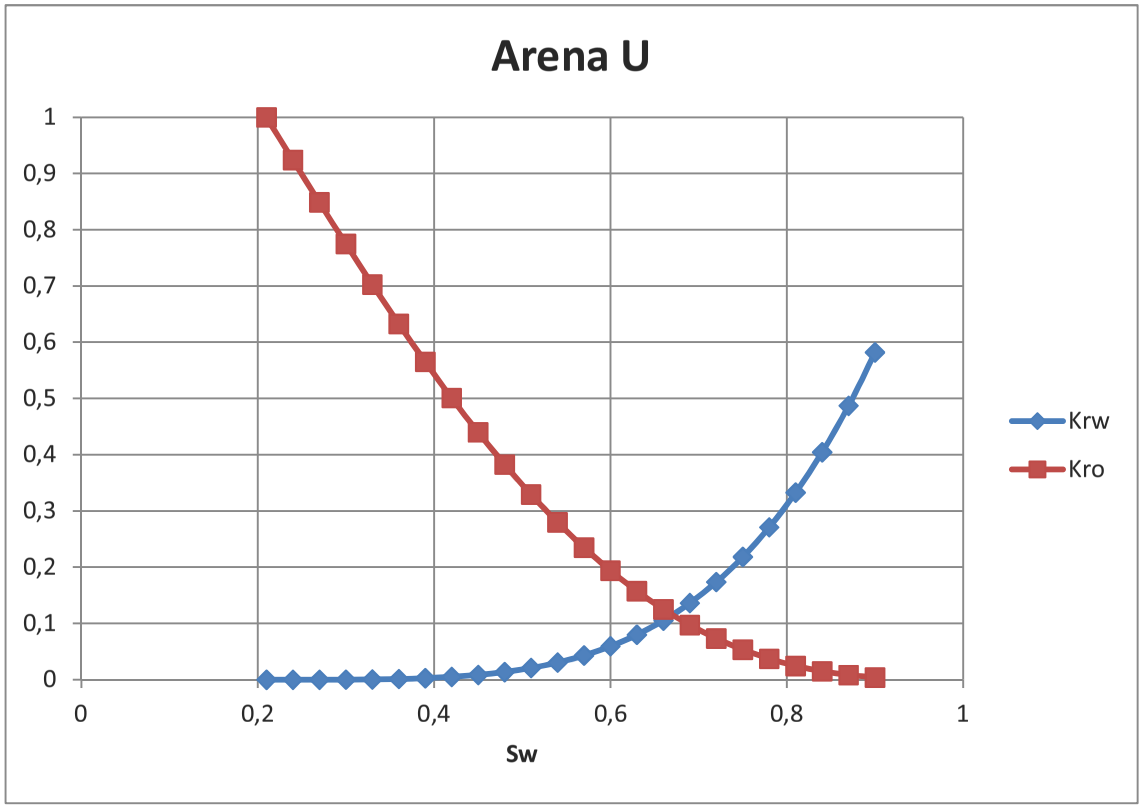
Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 1.5 VALORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

ANEXO 1.5.1 PERMEABILIDADES RELATIVAS ARENA U

Arena U		
Sw	**Krw**	**Kro**
0,215	0	1
0,24	0,0000010	0,9363693
0,27	0,0000241	0,8605364
0,3	0,0001375	0,7858411
0,33	0,0004606	0,7128338
0,36	0,0011641	0,6420136
0,39	0,0024699	0,5738285
0,42	0,0046509	0,5086752
0,45	0,0080314	0,4468992
0,48	0,0129869	0,3887950
0,51	0,0199439	0,3346057
0,54	0,0293802	0,2845233
0,57	0,0418249	0,2386886
0,6	0,0578581	0,1971911
0,63	0,0781113	0,1600692
0,66	0,1032670	0,1273102
0,69	0,1340589	0,0988501
0,72	0,1712722	0,0745736
0,75	0,2157429	0,0543144
0,78	0,2683584	0,0378550
0,81	0,3300572	0,0249265
0,84	0,4018292	0,0152090
0,87	0,4847151	0,0083313
0,9	0,5798073	0,0038711
0,93	0,6882489	0,0013549

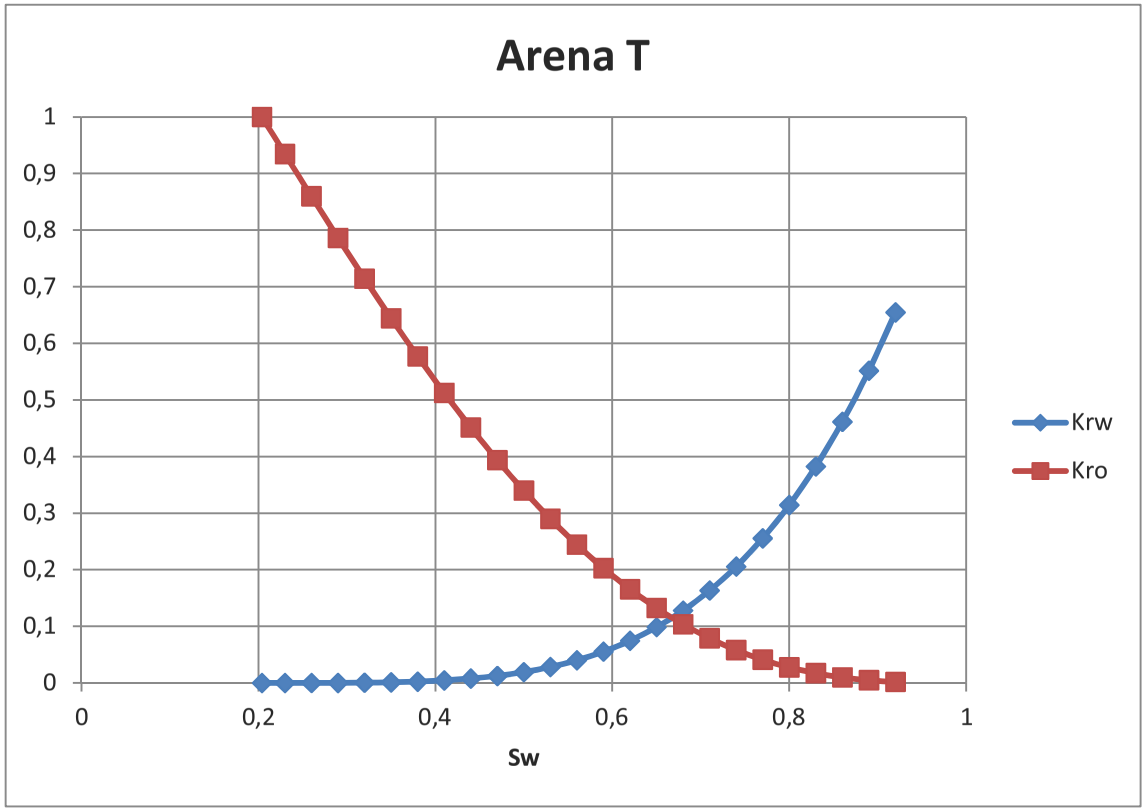


Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 1.5.2 PERMEABILIDADES RELATIVAS ARENA T

Arena T		
Sw	**Krw**	**Kro**
0,204	0	1
0,23	0,0000011	0,9347419
0,26	0,0000245	0,8599684
0,29	0,0001363	0,7863056
0,32	0,0004510	0,7142813
0,35	0,0011318	0,6443750
0,38	0,0023900	0,5770176
0,41	0,0044856	0,5125916
0,44	0,0077267	0,4514311
0,47	0,0124702	0,3938219
0,5	0,0191212	0,3400011
0,53	0,0281331	0,2901577
0,56	0,0400081	0,2444321
0,59	0,0552964	0,2029162
0,62	0,0745969	0,1656537
0,65	0,0985569	0,1326397
0,68	0,1278720	0,1038209
0,71	0,1632863	0,0790957
0,74	0,2055923	0,0583139
0,77	0,2556310	0,0412770
0,8	0,3142916	0,0277381
0,83	0,3825120	0,0174018
0,86	0,4612784	0,0099243
0,89	0,5516253	0,0049133
0,92	0,6546359	0,0019283

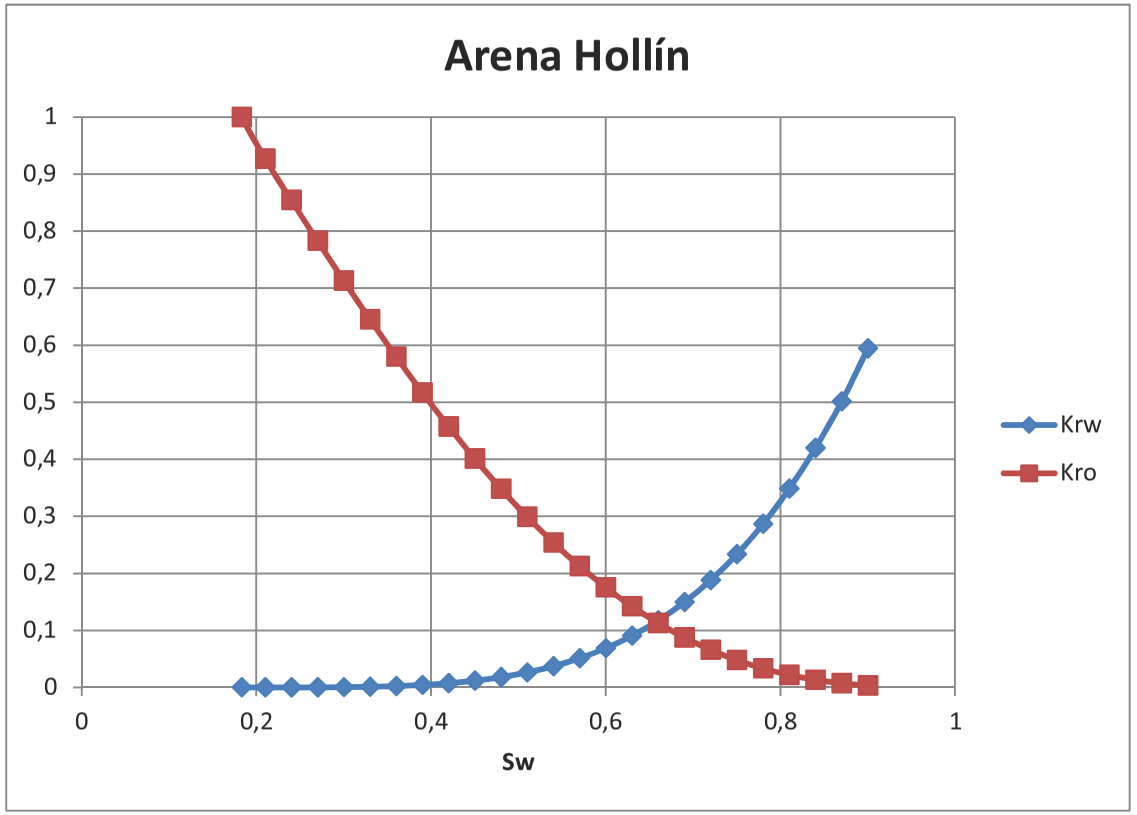


Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 1.5.3 PERMEABILIDADES RELATIVAS ARENA HOLLÍN

Arena Hollín		
Sw	**Krw**	**Kro**
0,183	0	1
0,21	0,0000125	0,9269254
0,24	0,0000287	0,8544134
0,27	0,0001451	0,782987
0,3	0,0004586	0,7131265
0,33	0,0011197	0,6452689
0,36	0,0023219	0,5798084
0,39	0,0043015	0,5170962
0,42	0,0073382	0,4574403
0,45	0,0117544	0,401106
0,48	0,0179155	0,3483154
0,51	0,0262301	0,2992476
0,54	0,0371496	0,2540388
0,57	0,0511685	0,2127822
0,6	0,0688243	0,1755279
0,63	0,0906974	0,1422832
0,66	0,1174112	0,113012
0,69	0,1496323	0,0876358
0,72	0,18807	0,0660325
0,75	0,233477	0,0480374
0,78	0,2866484	0,0334427
0,81	0,348423	0,0219975
0,84	0,419682	0,0134081
0,87	0,5013499	0,0073376
0,9	0,5943942	0,0034062



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 2.1 VOLUMETRÍAS

ANEXO 2.1.1 VOLUMETRÍAS CAMPO PARAÍSO

ARENA	Tipo Reservas	Vol poral (acre.ft)	Área (acre)	Espesor promedio saturado (ft)	Φ (fracción)	So (fracción)	Bo (BY/BCN)	POES (MMBbl)	FR (fracción)	Reservas totales (MMBbl)
Basal Tena	2P	1262	1258	6,5	0,146	0,50	1,17	4,18	0,06	0,25
	1P	458	282	10,8	0,142	0,50	1,17	1,52	0,06	0,09
Arena U Superior	2P	2734	3048	6,0	0,120	0,70	1,165	12,74	0,18	2,29
	1P	1463	1597	5,9	0,110	0,70	1,17	6,79	0,18	1,22
Arena U Inferior	2P	1076	2462	3,5	0,125	0,70	1,18	4,95	0,18	0,89
	1P	875	1726	4,5	0,112	0,70	1,18	4,02	0,18	0,72
Arena T Superior	2P	1596	2648	5,2	0,120	0,75	1,12	8,29	0,18	1,49
	1P	1023	1602	5,8	0,110	0,75	1,12	5,31	0,18	0,96
Arena T Inferior	2P	1753	2717	5,1	0,130	0,80	1,12	9,71	0,24	2,33
	1P	1610	1980	6,4	0,122	0,80	1,12	8,92	0,24	2,14
Hollín Superior	2P	18429	5003	24,6	0,150	0,65	1,15	80,81	0,16	12,93
	1P	12484	2955	28,9	0,146	0,65	1,15	54,74	0,16	8,76
Hollín Inferior	2P	17092	4158	22,8	0,180	0,75	1,12	88,79	0,20	17,76
	1P	14318	2592	34,5	0,160	0,75	1,12	74,38	0,20	14,88
									2P	**37,95**
									1P	**28,77**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 2.1.2 VOLUMETRÍAS CAMPO HUACHITO

ARENA	Tipo Reservas	Vol poral (acre.ft)	Área (acre)	Espesor promedio saturado (ft)	Φ (fracción)	So (fracción)	Bo (BY/BCN)	POES (MMBbl)	FR (fracción)	Reservas totales (MMBbl)
Basal Tena	2P	2400	1494	7,6	0,210	0,50	1,17	7,96	0,06	0,48
	1P	1071	500	10,9	0,196	0,50	1,17	3,55	0,06	0,21
Arena U Superior	2P	4217	3076	9,8	0,130	0,70	1,17	19,57	0,08	1,57
	1P	1389	936	11,8	0,121	0,70	1,17	6,45	0,08	0,52
Arena U Inferior	2P	3375	2222	10,1	0,150	0,70	1,17	15,67	0,08	1,25
	1P	2467	1123	16,2	0,136	0,70	1,17	11,45	0,08	0,92
Arena T Superior	2P	105	589	1,1	0,110	0,72	1,22	0,48	0,10	0,05
	1P	82	377	1,7	0,100	0,72	1,22	0,37	0,10	0,04
Arena T Inferior	2P	83	198	2,8	0,150	0,72	1,22	0,38	0,10	0,04
	1P	83	198	2,9	0,145	0,72	1,22	0,38	0,10	0,04
Hollín Superior	2P	1994	640	22,2	0,140	0,60	1,15	8,07	0,13	1,05
	1P	735	196	28,9	0,130	0,60	1,15	2,98	0,13	0,39
Hollín I Inferior	2P	1558	1233	7,9	0,160	0,65	1,15	6,83	0,15	1,02
	1P	1059	482	14,5	0,152	0,65	1,15	4,64	0,15	0,70
									2P	**5,46**
									1P	**2,80**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 2.1.3 VOLUMETRÍAS CAMPO BIGUNO

ARENA	Tipo Reservas	Vol poral (acre.ft)	Área (acre)	Espesor promedio saturado (ft)	Φ (fracción)	So (fracción)	Bo (BY/BCN)	POES (MMBbl)	FR (fracción)	Reservas totales (MMBbl)
Basal Tena	2P	2546	1150	11,5	0,180	0,55	1,17	9,29	0,06	0,56
	1P	1593	630	13,5	0,170	0,55	1,17	5,81	0,06	0,35
Arena U Superior	2P	1869	1305	9,6	0,140	0,70	1,22	8,32	0,08	0,67
	1P	1194	780	10,8	0,133	0,70	1,22	5,32	0,08	0,43
Arena U Inferior	2P	2616	1877	10,7	0,130	0,70	1,22	11,64	0,08	0,93
	1P	1829	1156	14,1	0,122	0,70	1,22	8,14	0,08	0,65
									2P	**2,15**
									1P	**1,42**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 2.2 INFORMACIÓN HISTÓRICA DE PRESIONES

ANEXO 2.2.1 INFORMACION HISTÓRICA DE PRESIONES ARENA U

Pozo	Fecha	Arena	γ_o @ 60ºF	Datum - 8705'	P. est. Datum (Psia)	Mitad perf (ft)	P. est mp (Psia)
PRS-03	15-may-93	US	0,89	-8210	3043	-8240	3055
PRS-03	09-ene-95	US	0,89	-8210	2280	-8235	2290
BIG-01	23-mar-98	U	0,9	-8210	3425	-8218	3428
PRS-17	26-may-04	US	0,9	-8210	2891	9172	2900
PRS-03	12-oct-04	US	0,89	-8210	1034	-8238	1045
PRS-07	02-ene-05	US	0,89	-8210	2639	-8214	2641
HUA-01	12-may-05	U	0,93	-8210	3532	-8200	3528
HUA-02	08-jun-05	U	0,91	-8210	3169	-8245	3183
BIG-02	11-sep-05	U	0,91	-8210	1616	-8240	1628
BIG-02	18-sep-05	U	0,91	-8210	1988	-8240	2000
PRS-22	24-sep-05	U	0,9	-8210	3287	-8231	3295
HUA-03	16-oct-05	UI	0,93	-8210	1418	9139 TVD	1435
BIG-02	19-oct-05	U	0,91	-8210		-8240	
HUA-03	23-oct-05	US		-8210	2284	-8234	2294
HUA-3	26-oct-05	UI		-8210	1676	9139 TVD	1693
BIG-02	31-oct-05	U	0,91	-8210	1545	-8240	1557
HUA-03	18-nov-05	US	0,93	-8210	3145	9128 TVD	3157
HUA-02	14-jul-06	U		-8210	1470	-8245	1475
HUA-02	07-oct-06	U	0,91	-8210	1541	-8245	1555
HUA-01	15-feb-07		0,92	-8210	2010	-8198	2005
HUA-3	29-mar-07	UI	0,92	-8210	1252	-8251	1268
PRS-17	27-jul-07	U	0,89	-8210	1974	9172	1974
PRS-07	21-ago-07	US	0,9	-8210	1063	9141	1063
BIG-01	20-may-08	U	0,9	-8210	2669	-8257	2669
BIG 1	20-may-08	U	0,9	-8210	2650	-8259	2669
HUA-02	30-jun-08	U	0,91	-8210		9135 TVD	856
BIG-01	31-dic-10	U	0,9	-8210	2316	-8257	2331

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 2.2.2 INFORMACION HISTÓRICA DE PRESIONES ARENA T

Pozo	Fecha	Arena	γ_o @ 60ºF	Datum - 8705'	P. est. Datum (Psia)	Mitad perf (ft)	P. est mp (Psia)
PRS-08	16-mar-94	T	0,883	-8470		-8464	934
PRS-10	01-jul-94	T	0,88	-8470	2599	-8469	2599
PRS-06	09-jun-97	T	0,89	-8470	1418	-8469	1418
PRS-08	07-ago-97	T	0,88	-8470	1343	-8464	1341
PRS-10	01-jul-05	T	0,88	-8470	2599	-8469	2599
PRS-18	18-sep-05	T	0,89	-8470	2577	-8442	2566
PRS-20	28-mar-07	T	0,89	-8470	1575	-8447	1566
PRS-08	25-feb-08	T	0,89	-8470	1311	-8464	1309
PRS-08	26-feb-09	T	0,9	-8470	1363	-8263	1288
PRS-18	11-mar-09	TS		-8470	1511	9297 TVD	4472
PRS-18	19-mar-09	TI	0,89	-8470	1405	9297 TVD	1395

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 2.2.3 INFORMACION HISTÓRICA DE PRESIONES ARENA HOLLÍN SUPERIOR

Pozo	Fecha	Arena	γ_o @ 60ºF	Datum - 8705'	P. est. Datum (Psia)	Mitad perf (ft)	P. est mp (Psia)
PRS-05	12-may-94	HS	0,89	-8665	4475	-8668	4475
PRS-05	17-jul-94	HS	0,89	-8665			
PRS-02	19-may-95	HS	0,89	-8665	2963	-8650	2957
PRS-02	12-ago-97	HS	0,89	-8665	3305	-8650	3299
PRS-05	09-sep-97	HS	0,89	-8665	4013	-8678	4018
PRS-10	16-sep-97	HS	0,9	-8665	3564	-8662	3563
PRS-10	12-jun-00	HS	0,89	-8665	2208	-8662	2207
PRS-06	07-ago-00	HS	0,9	-8665	3360	-8643	3351
PRS-01	23-nov-00	HS	0,87	-8665	4064	-8645	4056
PRS-07	25-ene-02	HS	0,9	-8665	2464	-8627	2449
PRS-10	07-may-03	HS	0,9	-8665	2371	-8662	2370
PRS-12	14-jun-04	HS	0,91	-8665	2924	-8663	2923
PRS-03	23-nov-04	HS	0,9	-8665	2444	-8666	2444
PRS-01	10-oct-04	HS	0,9	-8665	3715	-8645	3707
PRS-06	13-sep-05	HS	0,9	-8665	1907	-8643	1898
PRS-20	31-mar-07	HS	0,93	-8665	2766	-8631,5	2753
PRS-20	17-jul-07	HS	0,89	-8665	Datos de phoenix. Comienza a subir la P intake		
PRS-03	20-jul-07	HS	0,9	-8665	2986	-8666	2986
PRS-20	18-ago-07	HS	0,89	-8665	4244	-8631,5	4231
PRS-08	29-feb-08	HS	0,89	-8665	1865	-8621	1848
PRS-23	24-may-08	HS	0,89	-8665	3507	-8624	3491
PRS-10	23-abr-09	HS	0,89	-8665	1883		1883
PRS-23	29-may-09	HS	0,893	-8665	3036	-8624	3020
PRS-23	02-sep-09	HS	0,893	-8665	2023	-8624	2023
PRS-02	31-dic-10	HS	0,89	-865	2368	-8650	2367
PRS-03	31-dic-10	HS	0,9	-8665	2264	-8666	2264

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 2.2.4 INFORMACION HISTÓRICA DE PRESIONES ARENA HOLLÍN INFERIOR

Pozo	Fecha	Arena	γ_o @ 60ºF	Datum - 8705'	P. est. Datum (Psia)	Mitad perf (ft)	P. est mp (Psia)
PRS-09	03-jul-93	HI	0,877247	-8705	4233	-8693	4228,3
PRS-10	07-oct-94	HI	0,887147	-8705	3773	-8712	3775
HUA-01	03-may-95	HI	0,886036	-8705	4435	-8637	4409
PSO-09	06-may-95	HI	0,886591	-8705	4219	-8693	
PSO-09	13-feb-96	HI	0,886591	-8705	4285	-8693	4285
HUA-01	23-mar-96	HI	0,9007	-8705	4045	-8616	4010
HUA-01	23-mar-96	HI+HS	0,913493	-8705	4084	-8601	4042
PRS-06	06-mar-97	HI	0,89557	-8705	4154	-8689	4148
PRS-07	25-jun-98	HI	0,913493	-8705	4070	-8662	4053
HUA-01	27-sep-99	HI	0,887147	-8705	3961	-8616	3933
PRS-11	04-feb-01	HI	0,887704	-8705	4248	-8683	4240
PRS-11	04-feb-01	HI	0,887704	-8705	4248	-8683	4240
PRS-12	25-feb-01	HI	0,897273	-8705	4299	-8708	4300
PRS-17	08-ene-02	HI	0,893308	-8705	4244	-8715	4248
PRS-12	18-ene-02	HI	0,893308	-8705	4240	-8708	4241
PRS-18D	17-abr-04	HI	0,898413	-8705	4249	-8652	4228
PRS-19D	21-may-04	HI	0,888819	-8705	4168	-8661	4151
PRS-20D	17-mar-05	HI	0,894437	-8705	4220	-8657	4202
PRS-22	13-may-05	HI	0,89556962	-8705	4176	-8665	4161
PRS-23	26-jul-05	HI	0,887147	-8705	4224	-8660	4207
PRS-21D	01-ago-05	H	0,907051	-8705	3656	-8675	3644
PRS-11	27-ene-07	HI	0,898413	-8705	3678	-8661	3661
PRS-20D	22-feb-07	HI	0,895003	-8705	4198	-8662	4181
PRS-23	24-may-08	HI	0,893308	-8705	3506	-8667	3491
PRS-07 ST	06-oct-10	HI	0,89387	-8705	4219	-8664	4204

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.1 ACTIVIDAD SÍSMICA RELEVANTE EN EL CAMPO PBH

ANÁLISIS DE LOS EVENTOS SÍSMICOS EN EL CAMPO PBH

A nivel mundial varias pruebas demuestran los efectos de los terremotos en la producción de petróleo.

Así por ejemplo, durante el terremoto del sur de California, ocurrido el 21 de julio de 1952, una serie de pozos demostraron el aumento de manera significativa de la producción de petróleo en el primer par de días después del terremoto. Sin embargo, en el mismo campo, muchos pozos no mostraron cambios, lo que refleja una compleja naturaleza de los efectos. Por ejemplo, dos pozos adyacentes se comportaban de manera muy distinta uno de otro, la producción de petróleo de un pozo aumentó de 20 $Bbl/día$ a 34 $Bbl/día$ inmediatamente después del terremoto, mientras que la producción de petróleo se redujo de 54 $Bbl/día$ a 6 $Bbl/día$.

Otro ejemplo fue el terremoto ocurrido en 1966 en el Mar Negro, cerca de Anapa, la intensidad fue de 6-7 en su epicentro. Efectos de este terremoto se notó en el campo petrolero Abino-Ukrainkaya, 100 km de distancia del epicentro, donde algunos pozos mostraron una mayor producción. El efecto de la hidrodinámica por el terremoto se produjo incluso en aquellas zonas donde la intensidad sísmica fue de tan solo 3 y 4, como en el campo petrolero Kolodeznove que se encuentra a 300 km del terremoto de Daguestán, epicentro del terremoto de Daguestán del 14 de mayo 1970.

En nuestro país no se tiene una evidencia sobre el tema, puesto que no ha sido de interés para la industria petrolera en el Ecuador.

Sin embargo, es posible recolectar datos acerca de los sismos que se produjeron en el país, así como los datos de producción que presentó el campo PBH y aledaños antes y después de los sismos. Así por ejemplo:

- El 11 de agosto del 2006, de acuerdo a datos registrados en el Instituto Geofísico se produjo un sismo de magnitud 4,9, en los gráficos adjuntos se puede observar los reportes de producción diarios que permiten visualizar un incremento después de producido el sismo.

Datos del 10 de Agosto del 2006

SOCIEDAD INTERNACIONAL PETROLERA

REPORTE DIARIO DE PRODUCCION CAMPOS PARAISO,HUACHITO, BIGUNO, MDC.

SUPERVISOR: WASHINGTON ANDRADE

FECHA: 10-Aug-06 HORAS.. 06 HRS

OPERADOR: M. BEDON - V. PEREZ

PRODUCCION POR CAMPOS

CAMPO	BPPD	BSW	API 60°F
PARAISO	4108.53	58.6	26.6
HUACHITO	484.65	1.2	24.1
BIGUNO	260.23	23.5	26.2
MDC	11602.80	13.5	21.1
TOTAL	16456.21		

BOMBEO POR CAMPOS

CAMPOS	BBPD	BSW	API SECO	TEMP.
PARAISO	4979.11	0.30	26.7	96.0
MDC	11151.56	0.55	21.2	97.0
TOTAL	16130.67			

TANQUES	AYER	HOY	DIFER.	FACTOR	BWS	NETOS	API 60°F	TEMP.	NIVEL
PARAISO	5346.00	5218.00	-128.00	0.9850	0.3	-125.70	26.6	96	448.0
HUACHITO		497.00	497.00	0.9850	1.00	484.65	24.1	94	
BIGUNO		344.00	344.00	0.9850	23.20	260.23	26.2	94	
TK 110 A	1409.02	1787.44	378.42	0.9892	0.55	372.27	21.1	97	157.0
TK 110 B	1224.23	1304.50	80.27	0.9892	0.55	78.97	21.1	97	115.0

OBSERVACIONES:

PARAISO	PERDIDA
PSO-21.- CERRADO POR BAJO APORTE.	-60
PSO 18 OFF POR ALTO %BSW (99 %)	-18
MDC	
MDC 01 (-97 BLS); MDC 02 (-135 BLS); MDC 05 (-132 BLS); MDC 06 (-106 BLS); MDC 10 (-56 BLS) - OFF 02 HRS POR CAMBIO	-522
DE BANDA EN GENERADOR WAUKESHA # 1	
MDC 07.- EN W.OVER (DESARMANDO B H A DE COMPLETACION)	-729
MDC 08 - EN EVALUACION ARENA "U " (PRODUCCION NETA: 2204 BLS; API = 18,2 ; BSW = 19,0 %)	
TOTAL =	-1329

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Datos del 11 de Agosto del 2006

SOCIEDAD INTERNACIONAL PETROLERA

REPORTE DIARIO DE PRODUCCION CAMPOS PARAISO,HUACHITO, BIGUNO, MDC.

SUPERVISOR: WASHINGTON ANDRADE

FECHA: 11-Aug-06 HORAS.. 06 HRS

OPERADOR: G. FEIJOO - V. PEREZ

PRODUCCION POR CAMPOS

CAMPO	BPPD	BSW	API / 60 F
PARAISO	4127.88	58.5	26.6
HUACHITO	487.58	1.2	24.1
BIGUNO	260.23	23.5	26.2
MDC	12028.23	13.6	21.0
TOTAL	16903.92		

BOMBEO POR CAMPOS

CAMPOS	BBPD	BSW	API SECO	TEMP.
PARAISO	4487.97	0.60	26.7	97.0
MDC	9942.59	0.63	21.1	80.0
TOTAL	14430.56			

TANQUES	AYER	HOY	DIFER.	FACTOR	BSW%	NETOS	API 60°F	TEMP.	NIVEL
PARAISO	5218.00	5614.00	396.00	0.9850	0.6	387.72	26.6	97	482.0
HUACHITO		500.00	500.00	0.9850	1.00	487.58	24.1	94	
BIGUNO		344.00	344.00	0.9850	23.20	260.23	26.2	94	
TK 110 A	1787.44	3106.57	1319.13	0.9892	0.63	1296.66	21.0	80	272.0
TK 110 B	1304.50	2107.15	802.65	0.9892	0.63	788.98	21.0	80	185.0

OBSERVACIONES:

PARAISO	PERDIDA
PSO-21.- CERRADO POR BAJO APORTE.	-60
PSO 18 OFF POR ALTO %BSW (99 %)	-18
MDC	
MDC.07.- EN W.OVER (CIRCULANDO CON AGUA TRATADA 8.4 lb/g).	-729
MDC.08 .- EN EVALUACION ARENA "U " (PRODUCCION NETA: 2221 BLS; API = 18,2 ; BSW = 19,0 %)	
TOTAL =	-807

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Datos del 12 de Agosto del 2006

SOCIEDAD INTERNACIONAL PETROLERA

REPORTE DIARIO DE PRODUCCION CAMPOS PARAISO,HUACHITO, BIGUNO, MDC.

SUPERVISOR: WASHINGTON ANDRADE

FECHA: 12-Aug-06 HORAS.. 06 HRS

OPERADOR: G. FEIJOO - V. PEREZ

PRODUCCION POR CAMPOS

	BPPD	BSW	API / 60 F
PARAISO	4125.55	58.6	26.6
HUACHITO	489.53	1.2	24.1
BIGUNO	257.20	23.7	26.2
MDC	11879.12	14.9	21.0
TOTAL	16751.40		

BOMBEO POR CAMPOS

CAMPOS	BBPD	BSW	API-SECO	TEMP.
PARAISO	4781.32	0.70	26.7	97.0
MDC	12037.16	0.56	21.1	82.0
TOTAL	16818.48			

TANQUES	AYER	HOY	DIFER.	FACTOR	BWS	NETOS	API/60F	TEMP.	NIVEL
PARAISO	5614.00	5707.00	93.00	0.9850	0.7	90.96	26.6	97	490.0
HUACHITO		502.00	502.00	0.9850	1.00	489.53	24.1	94	
BIGUNO		340.00	340.00	0.9850	23.20	257.20	26.2	94	
TK 110 A	3106.57	2544.58	-561.99	0.9892	0.56	-552.81	21.0	82	223.0
TK 110 B	2107.15	2508.48	401.33	0.9892	0.56	394.77	21.0	82	220.0

OBSERVACIONES:

PARAISO	PERDIDA
PSO-21.- CERRADO POR BAJO APORTE.	-60
PSO 18 OFF POR ALTO %BSW (99 %)	-18
MDC	
MDC.07.- EN W.OVER ARMANDO EQUIPO BES	-729
MDC.08 .- EN EVALUACION ARENA "U " (PRODUCCION NETA: 2204 BLS; API = 18,2 ; BSW = 19,0 %)	
MDC 02 INCREMENTA BSW DE 30 % A 38 %. (- 180 BLS)	
TOTAL=	-807

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Datos del 13 de Agosto del 2006

SOCIEDAD INTERNACIONAL PETROLERA

REPORTE DIARIO DE PRODUCCION CAMPOS PARAISO,HUACHITO, BIGUNO, MDC.

SUPERVISOR: WASHINGTON ANDRADE

FECHA: 13-Aug-06 HORAS.. 06 HRS

OPERADOR: G. FEIJOO - V. PEREZ

PRODUCCION POR CAMPOS

CAMPO	BPPD	BSW (%)	API/60 F
PARAISO	4111.01	58.6	26.6
HUACHITO	489.53	1.2	24.1
BIGUNO	257.20	23.7	26.2
MDC	11885.80	14.7	21.0
TOTAL	16743.54		

CAMPOS	BBPD	BSW	API SECO	TEMP.
PARAISO	4493.27	0.80	26.8	104.0
MDC	14810.13	0.48	21.1	80.0
TOTAL	19303.40			

TANQUES	AYER	HOY	DIFER.	FACTOR	BWS	NETOS	API/ 60 F	TEMP.	NIVEL
PARAISO	5707.00	6080.00	373.00	0.9850	0.8	364.47	26.6	104	522.0
HUACHITO		502.00	502.00	0.9850	1.00	489.53	24.1	94	
BIGUNO		340.00	340.00	0.9850	23.20	257.20	26.2	94	
TK 110 A	2544.58	1041.77	-1502.81	0.9892	0.48	-1479.44	21.0	80	92.0
TK 110 B	2508.48	1040.77	-1467.71	0.9892	0.48	-1444.89	21.0	80	92.0

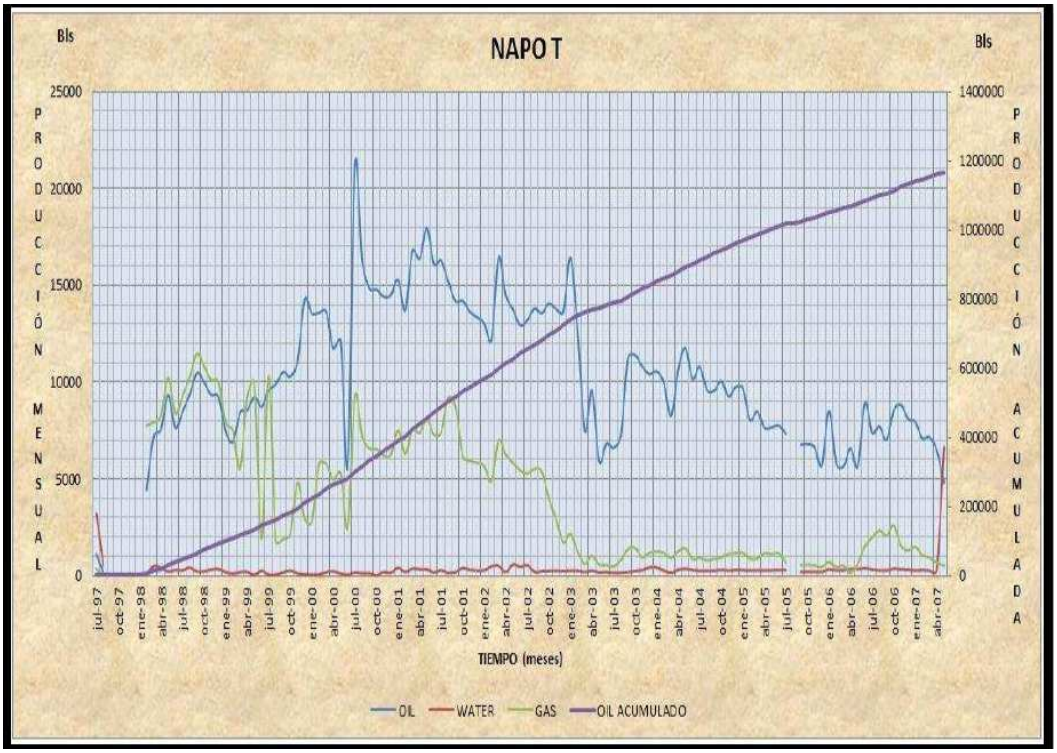
OBSERVACIONES:

PARAISO	PERDIDA
PSO-21.- CERRADO POR BAJO APORTE.	-60
PSO 18 OFF POR ALTO %BSW (99 %)	-18
MDC	
MDC.07.- EN W.OVER BAJANDO COMPLETACION BES A 6800 ft	-729
MDC.08 .- EN EVALUACION ARENA "U " (PRODUCCION NETA: 2229 BLS; API = 18,2 ; BSW = 18,0 %)	
TOTAL =	-807

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Además en el pozo Sacha 28 de la arena T se pudo evidenciar un incremento en la producción durante estas fechas. Así por ejemplo en la figura 1 se puede observar que durante el mes de julio del 2006 la producción de petróleo fue aproximadamente de 7200 $BPPD$ y durante el mes de agosto se incrementó a 7800 $BPPD$.

FIGURA 1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SACHA 28 ARENA T



Fuente: Estudio de los pozos cerrados para ser rehabilitados a la producción del campo Sacha, Borja Diego y Aguinaga, Tesis EPN.

- Un segundo sismo proporciona similares resultados en pozos cercanos, el mismo se produjo el 24 de julio del 2009 con una intensidad de 3,8. Los siguientes datos corroboran el incremento de producción de petróleo.

Datos del 23 de Julio del 2009

enap sipetrol

ENAP SIPETROL S. A.

REPORTE DIARIO DE PRODUCCION CAMPOS PARAISO, HUACHITO, BIGUNO, MDC.

SUPERVISOR: HECTOR TACO

FECHA: 23-Jul-09 HORAS. 06 HRS

OPERADOR: P. CHANCUSIG/R. SAMANIEGO/J. ZAMBRANO/B. CORONEL/E. CASTELLANO

PRODUCCION POR CAMPOS

CAMPO	BPPD	BSW	API / 60 F
PARAISO	2406.41	11.5	26.9
HUACHITO	195.32	1.0	23.7
BIGUNO	164.29	4.6	23.6
MDC	10632.24	28.8	23.0
TOTAL	13398.26		

BOMBEO POR CAMPOS

CAMPOS	BBPD	BSW	API-SECO	TEMP.
PARAISO	2809.42	0.169	26.8	79.0
MDC	10733.52	0.318	22.9	83.0
TOTAL	13542.94			

TANQUES	AYER	HOY	DIFER.	FACTOR	BWS	NETOS	API / 60 F	TEMP.	NIVEL
PARAISO	9976.15	9701.00	-275.15	0.9914	0.169	-272.32	26.9	80	833.0
TK. OL. PSO	2685.10	2916.40	231.30	0.9914	0.169	228.92	26.9	80	248.0
HUACHITO		199.00	199.00	0.9914	1.000	195.32	23.7		
BIGUNO		174.00	174.00	0.9914	4.760	164.29	23.6		
TK 110 A	2604.97	2502.02	-102.95	0.9869	0.318	-101.28	23.0	92	217.6
TK 110 B	520.67	520.67	0.00	0.9881	0.318	0.00	23.0	89	46.4

CAMPO	SED. EXT.	AZUFRE
PBH	0.019	0.8
MDC	0.018	1.73

OBSERVACIONES:

PARAISO	PERDIDA
PSO - 17(-16), 20, 21, 22(-9), BIG-02 (- 6). CERRADOS POR BAJO APORTE	-31
PSO 07. CERRADO	-50
PSO-12 (- 5 BLS) PSO-18 (- 7 BLS). OFF 3 HRS POR MNTO CORRECTIVO EN UPO # 5	-12
PSO-23. OFF 2 HRS POR BAJA PRESION DE FONDO	-18
MDC	
MDC-18 HS: EN EVALUACIÓN CON EQUIPO BES. BFPD= 858 BLS; BPPD= 855 BLS; BAPD= 3 BLS; BSW = 0,4%	
FREC= 55 Hz; AMP= 45 A; VOLT= 428 V; Pc= 85 psi; Pi= 1117 psi; Tm= 320,7 °F; API@60°F= 25,9; API SECO= 26,0	
MDC 14T ESPERA W.O. POR FASE A TIERRA	-102
MDC 4 T : COMPAÑÍA SLB ARMANDO EN SUPERFICIE EQUIPO PARA REGISTROS DE CORROSIÓN PARA CASING DE 9 5/8 PLG	
MDC 4 U CERRADO	-584
MDC 9 : INCIA EVALUACIÓN DEL POZO CON EQUIPO BES (DN-1750) RECUPERADOS= 65 BLS, BSW= 100%	-1204
FREC= 55 Hz; AMP= 31,3 A; VOLT= 438 V; Pc= 10 psi; Pi= 1438 psi; Tm= 242 °F	
TOTAL =	-2001

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Datos del 24 de Julio del 2009

enap sipetrol

ENAP SIPETROL S. A.

REPORTE DIARIO DE PRODUCCION CAMPOS PARAISO,HUACHITO, BIGUNO, MDC.

SUPERVISOR: HECTOR TACO

FECHA: 24-Jul-09 HORAS.. 06 HRS

OPERADOR: P. CHANCUSIG/R. SAMANIEGO/J. ZAMBRANO//E. CASTELLANO

PRODUCCION POR CAMPO

CAMPO	BPPD	BSW	API
PARAISO	2428.82	11.4	26.7
HUACHITO	193.10	1.0	23.7
BIGUNO	160.31	4.8	23.6
MDC	9305.21	28.7	23.0
TOTAL	12087.44		

BOMBEO POR CAMPOS

CAMPOS	BBPD	BSW	API-SECO	TEMP.
PARAISO	2759.49	0.110	26.8	80.0
MDC	3000.43	0.315	22.9	78.0
TOTAL	5759.92			

CAMPO	SED. EXT.	AZUFRE
PBH	0.010	0.8
MDC	0.015	1.73

TANQUES	AYER	HOY	DIFER.	FACTOR	BWS	NETOS	API / 60 F	TEMP.	NIVEL
PARAISO	9701.00	9945.00	244.00	0.9901	0.110	241.31	26.7	83	854.0
TK. OL. PSO	2916.40	2695.40	-221.00	0.9901	0.110	-218.57	26.7	83	228.7
HUACHITO		197.00	197.00	0.9901	1.000	193.10	23.7		
BIGUNO		170.00	170.00	0.9901	4.760	160.31	23.6		
TK 110 A	2502.02	8156.99	5654.97	0.9869	0.315	5563.31	23.0	92	710.8
TK 110 B	520.67	1273.44	752.77	0.9881	0.315	741.47	23.0	89	111.4

OBSERVACIONES:

PARAISO	PERDIDA
PSO - 17(-16), 20, 21, 22(-9), BIG-02 (- 6). CERRADOS POR BAJO APORTE	-31
PSO 07. CERRADO	-50
PSO-23 OFF 2 HORAS PARA PROGRAMAR VARIADOR EN MODO PRESÓN	-18
MDC	
MDC-18 HS: EN EVALUACIÓN CON EQUIPO BES: BFPD= 858 BLS; BPPD= 855 BLS; BAPD= 3 BLS; BSW = 0,4%	
FREC= 55 Hz; AMP= 45 A; VOLT= 428 V; Pc= 85 psi; Pi= 1117 psi; Tm= 320,7 °F; API@60°F= 25,9; API SECO= 26,0	
MDC 14T ESPERA W.O. POR FASE A TIERRA	-102
MDC 4 T : BAJANDO PACKER MECÁNICO HD RETRIEVABLE DE SLB EN TUBING DE 3½" EUE. PROFUNDIDAD 7181 PIES	
MDC 4 U CERRADO	-584
MDC 9 : EN EVALUACIÓN CON EQUIPO BES. RECUPERADOS= 1072 BLS; NETOS= 104 BLS; BSW= 90,3%	-1204
FREC= 56 Hz; AMP= 31 A; VOLT= 414 V; Pc= 110 psi; Pi= 491,6 psi; Tm= 265,9 °F	
MDC 01 (-211 BLS), MDC 10 (-69 BLS), MDC 11 (-156 BLS) OFF 04 HRS POR TRABAJOS DE MANTENIMIENTO EN CELDAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA	-436
MDC 01 (-105 BLS), MDC 10 (-34 BLS), MDC 11 (-78 BLS); MDC 14U (-23 BLS) OFF 02 HRS POR	-240
ROTURA DE BANDAS BOMBA PRINCIPAL DE ENFRIAMIENTO DEL MOTOR WAUKESHA N° 3, SE APAGA SISTEMA DE ENERGÍA.	
MDC 03 (-55 BLS), MDC 07 (-10 BLS); MDC 08 (-103 BLS), MDC 15 (-81 BLS); MDC 17 (-29 BLS) MDC 18 (-71 BLS) OFF 02 HRS POR	-349
ROTURA DE BANDAS BOMBA PRINCIPAL DE ENFRIAMIENTO DEL MOTOR WAUKESHA N° 3. SE APAGA SISTEMA DE ENERGÍA	
MDC 02 (-28 BLS), MDC 05U (-35 BLS), MDC 05HS (-100 BLS), MDC 06 (-128 BLS) OFF 03 HRS POR	-291
ROTURA DE BANDAS BOMBA PRINCIPAL DE ENFRIAMIENTO DEL MOTOR WAUKESHA N° 3. SE APAGA SISTEMA SISTEMA DE ENERGÍA	
MDC 12 (-28 BLS), MDC 13 (-57 BLS) OFF 06 HRS POR VARACIÓN DE CORRIENTE Y ROTURA DE BANDAS BOMBA PRINCIPAL DE ENFRIAMIENTO DEL MOTOR WAUKESHA N° 3	-85
TOTAL =	-3390

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Datos del 25 de Julio del 2009

enap sipetrol

ENAP SIPETROL S. A.

REPORTE DIARIO DE PRODUCCION CAMPOS PARAISO,HUACHITO, BIGUNO, MDC.

SUPERVISOR: HECTOR TACO

FECHA: 25-Jul-09 HORAS.. 06 HRS

OPERADOR: R. ALVARADO / R. IÑIGUEZ / B. CORONEL/ F. ESPIN / C. RONQUILL

PRODUCCION POR CAMPOS

CAMPO	BPPD	BSW	API / 60 F
PARAISO	2392.18	11.5	26.7
HUACHITO	176.44	1.1	23.7
BIGUNO	152.76	5.0	23.6
MDC	11245.35	27.7	22.9
TOTAL	13966.73		

BOMBEO POR CAMPOS

CAMPOS	BBPD	BSW	API-SECO	TEMP.
PARAISO	2957.97	0.312	27.0	80.0
MDC	16409.70	0.217	22.9	80.0
TOTAL	19367.67			

CAMPO	SED. EXT.	AZUFRE
PBH	0.012	0.8
MDC	0.017	1.73

TANQUES	AYER	HOY	DIFER.	FACTOR	BWS	NETOS	API / 60 F	TEMP.	NIVEL
PARAISO	9945.00	9782.00	-163.00	0.9901	0.312	-160.89	26.7	83	840.0
TK. OL. PSO	2695.40	2618.70	-76.70	0.9901	0.312	-75.70	26.7	83	222.0
HUACHITO		180.00	180.00	0.9901	1.000	176.44	23.7		
BIGUNO		162.00	162.00	0.9901	4.760	152.76	23.6		
TK 110 A	8156.99	2914.83	-5242.16	0.9873	0.217	-5164.35	22.9	91	253.4
TK 110 B	1273.44	1273.44	0.00	0.9890	0.217	0.00	22.9	87	111.4

OBSERVACIONES:

PARAISO	PERDIDA
PSO - 17(-16), 20, 21, 22(-9), BIG-02 (- 6). CERRADOS POR BAJO APORTE.	-31
PSO 07. CERRADO	-50
PSO - 12 CERRADO POR CONTROL DE PRESIÓN DE PLANTA. POWER OIL # 01 APAGADA	-43
HUA - 01 OFF 06 HRS POR FALLA EN UNIDAD MTU. CONTINÚA	-16
MDC	
MDC-18 HS: EN EVALUACIÓN CON EQUIPO BES. BFPD= 885 BLS; BPPD= 874 BLS; BAPD= 11 BLS; BSW = 1,2%	
FREC= 55 Hz; AMP= 45 A; VOLT= 428 V; Pc= 88 psi; Pi= 1106 psi; Tm= 321 °F; API@60°F= 25,9; API SECO= 26,0	
MDC 14T ESPERA W.O. POR FASE A TIERRA	-102
MDC 4 T : SACANDO TUBERÍA DE 3 1/2" CON BHA PARA PRUEBA DE PRESIÓN (PACKER MECÁNICO HD RETRIEVABLE). PROFUNDIDAD 6000 PIES FUERA DEL POZO	
MDC 4 U CERRADO	-584
MDC 9 : EN EVALUACIÓN CON EQUIPO BES. RECUPERADOS= 1077 BLS; NETOS= 662 BLS; BSW= 38,5%	
FREC= 56 Hz; AMP= 31,3 A; VOLT= 414 V; Pc= 105 psi; Pi= 505,5 psi; Tm= 265,3 °F; API@60°F= 18,2; API SECO= 18,3	
TOTAL =	-826

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Datos del 26 de Julio del 2009

enap sipetrol

ENAP SIPETROL S. A.

REPORTE DIARIO DE PRODUCCION CAMPOS PARAISO,HUACHITO, BIGUNO, MDC.

SUPERVISOR: HECTOR TACO

FECHA: 26-Jul-09 HORAS.. 06 HRS

OPERADOR: R. ALVARADO / R. IÑIGUEZ / B. CORONEL/ F. ESPIN / C. RONQUILLO

PRODUCCION POR CAMPOS

CAMPO	BPPD	BSW	API / 60 F
PARAISO	2416.11	10.7	26.9
HUACHITO	190.08	1.0	23.7
BIGUNO	162.13	4.7	23.6
MDC	10766.50	28.9	22.9
TOTAL	13534.82		

BOMBEO POR CAMPOS

CAMPOS	BBPD	BSW	API-SECO	TEMP.
PARAISO	2804.19	0.210	27.0	80.0
MDC	11206.59	0.219	22.8	79.0
TOTAL	14010.78			

TANQUES	AYER	HOY	DIFER.	FACTOR	BWS	NETOS	API / 60 F	TEMP.	NIVEL
PARAISO	9782.00	9928.98	146.98	0.9897	0.210	145.16	26.9	84	852.6
TK. OL. PSO	2618.70	2435.40	-183.30	0.9897	0.210	-181.03	26.9	84	206.0
HUACHITO		194.00	194.00	0.9897	1.000	190.08	23.7		
BIGUNO		172.00	172.00	0.9897	4.760	162.13	23.6		
TK 110 A	2914.83	3274.46	359.63	0.9869	0.219	354.14	22.9	92	284.8
TK 110 B	1273.44	468.62	-804.82	0.9890	0.219	-794.23	22.9	87	41.9

CAMPO	SED. EXT.	AZUFRE
PBH	0.010	0.85
MDC	0.019	1.66

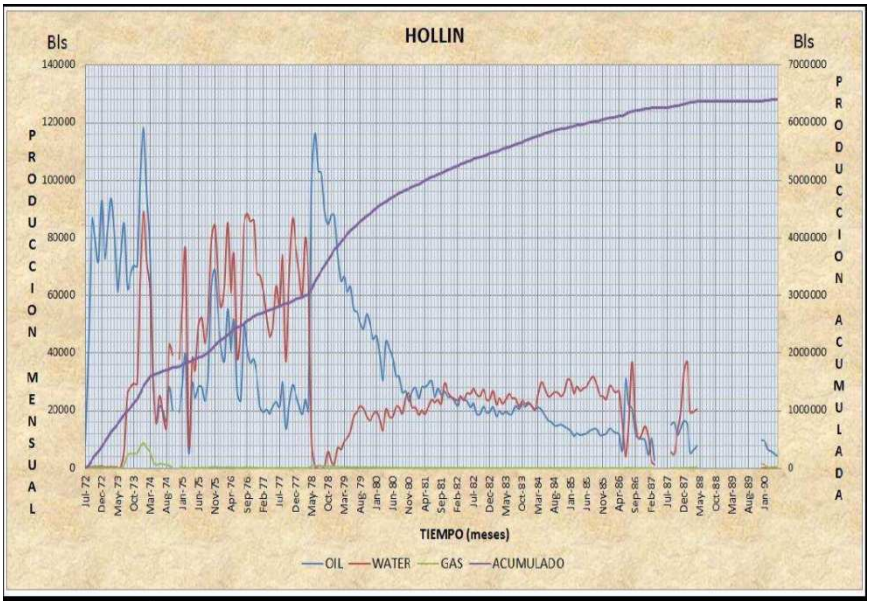
OBSERVACIONES:

PARAISO	PERDIDA
PSO - 17(-16), 20, 21, 22(-9), BIG-02 (- 6). CERRADOS POR BAJO APORTE.	-31
PSO 07. CERRADO	-50
PSO - 12 CERRADO POR CONTROL DE PRESIÓN DE PLANTA. POWER OIL # 01 APAGADA	-43
MDC	
MDC-18 HS: OFF 20 HRS POR BUILD UP.	-732
MDC 14T ESPERA W.O. POR FASE A TIERRA	-102
MDC 4 T : W.O : ARMANDO COMPLETACIÓN DUAL CONCENTRICA, ADRIALPETRO REALIZA QUICK CONECTOR BAJO EL POD HANGER	
MDC 4 U CERRADO	-584
MDC 9 : EN EVALUACIÓN CON EQUIPO BES. RECUPERADOS= 1095 BLS; NETOS= 1014 BLS; BSW= 7,4%	
FREC= 57 Hz; AMP= 31,3 A; VOLT= 421 V; Pc= 95 psi; Pi= 494,3 psi; Tm= 267,5 °F; API@60°F= 18,2; API SECO= 18,3	
MDC 15: OFF 02 HRS POR VARIACIÓN DE ENERGÍA EN ENTRADA A VSD	-81
TOTAL =	-1623

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

De igual manera se evidencia un incremento en la producción del pozo Sacha 42 que produce de la arena Basal Tena, durante el mes de julio 2009 tuvo una producción de alrededor de 2600 $BPPD$, y para el mes de agosto se observa un incremento de 3700 $BPPD$ de petróleo.

FIGURA 2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO SACHA 28 ARENA HOLLÍN



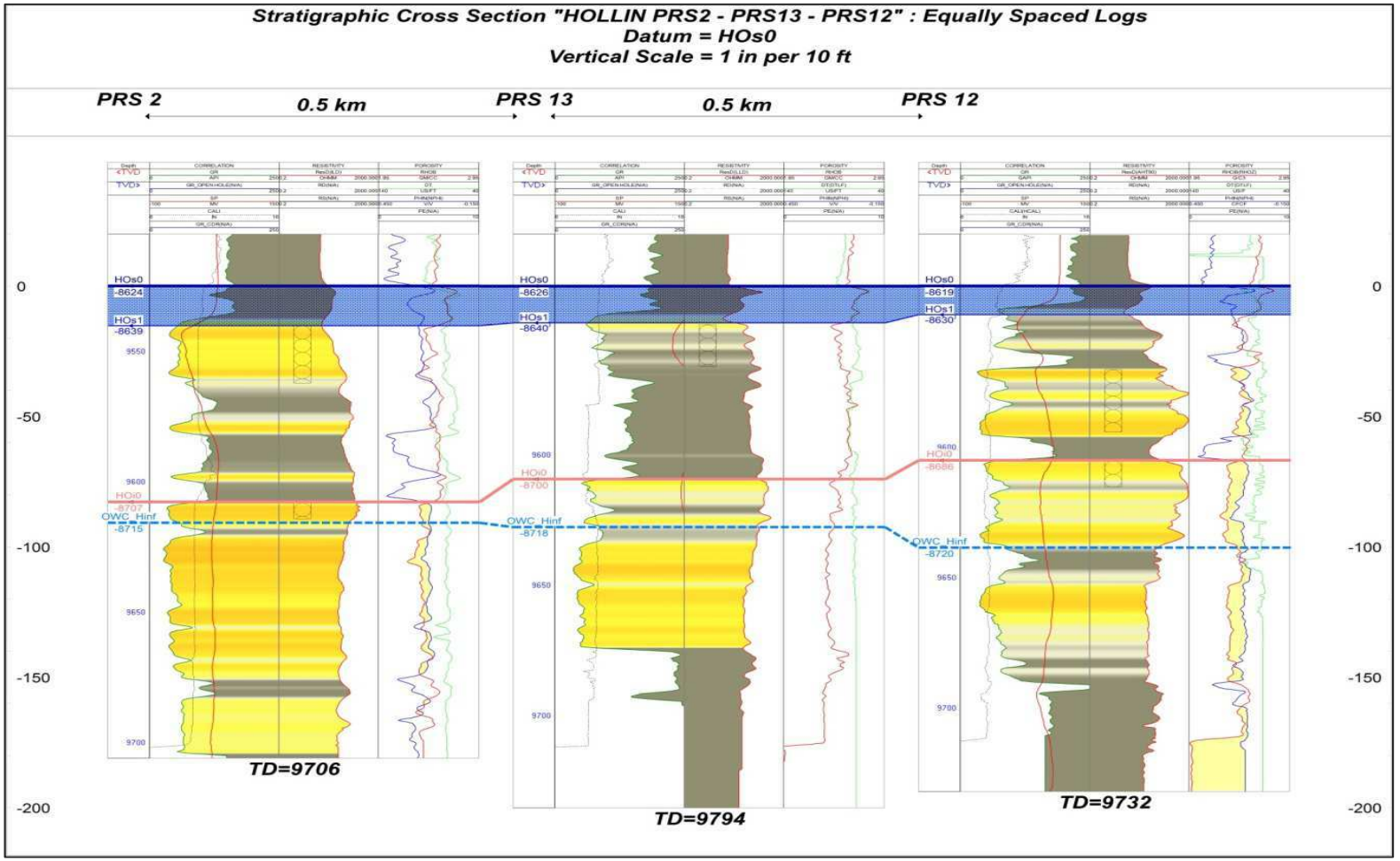
Fuente: Estudio de los pozos cerrados para ser rehabilitados a la producción del campo Sacha, Borja Diego y Aguinaga, Tesis EPN.

Sin embargo en el mes de agosto del 2006 existe un decremento. Por lo que no es una evidencia consistente y sería necesario indagar más sobre los factores que pudieron incidir en el incremento o decremento de la producción de petróleo.

Finalmente, de acuerdo a los resultados obtenidos, se puede indicar que existe una estrecha relación entre el incremento de producción de petróleo y los sismos que se produjeron cerca de la zona, sin embargo, esto puede ser debido a otros factores.

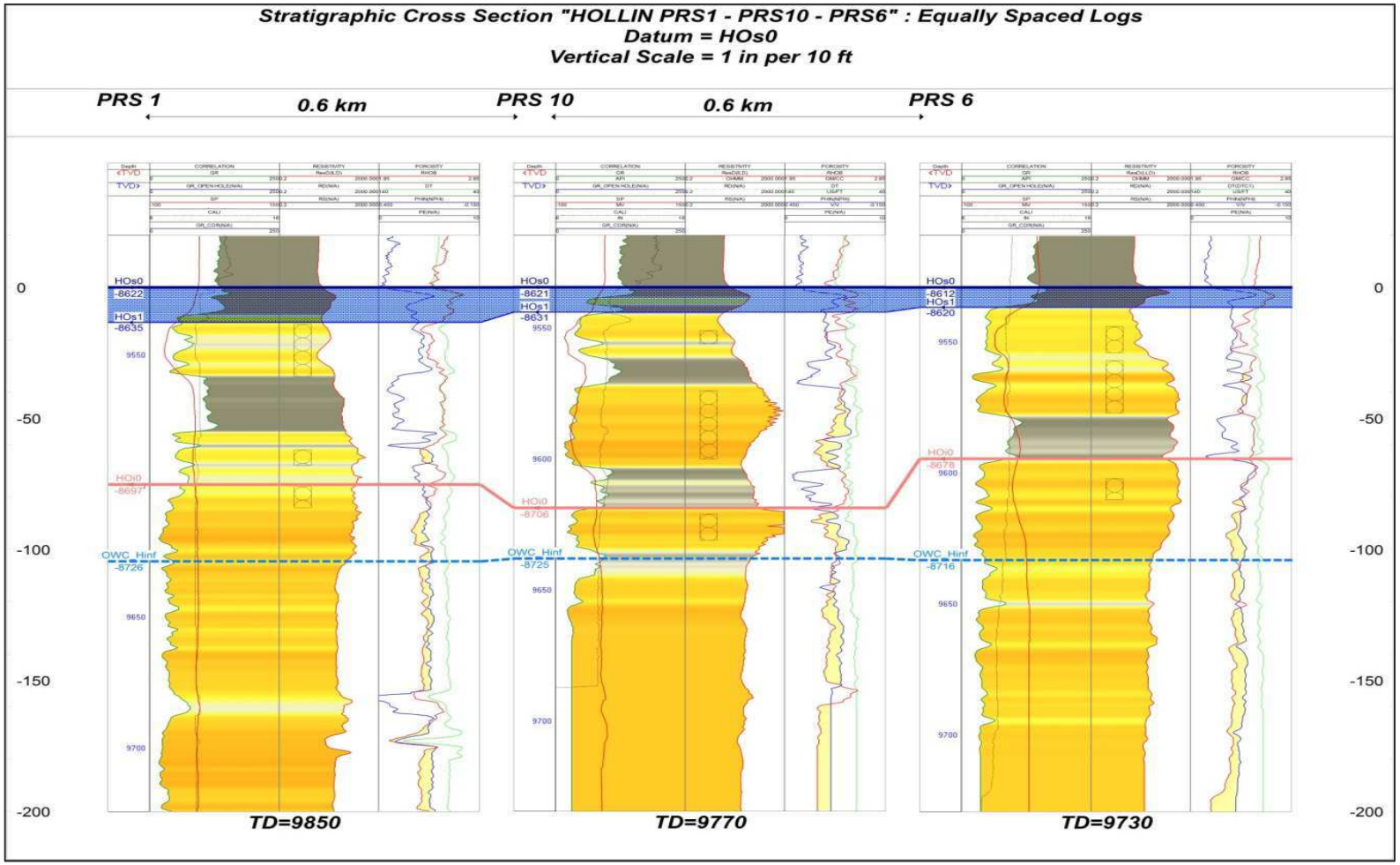
ANEXO 4.2 SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS ARENA HOLLÍN SUPERIOR

ANEXO 4.2.1 CORTE ESTRATIGRÁFICO POZOS PRS-02, PRS-13 Y PRS-12



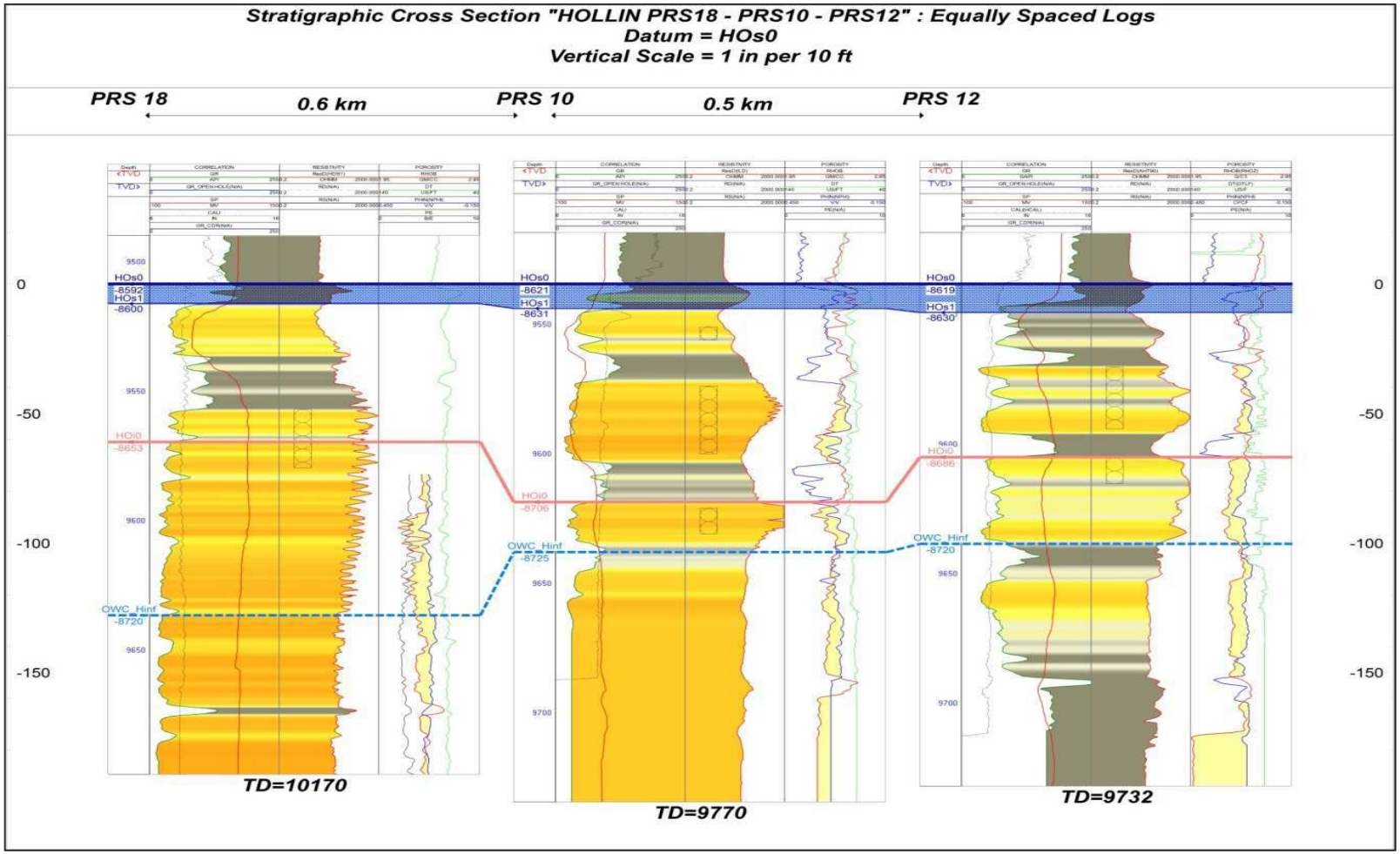
Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

ANEXO 4.2.2 CORTE ESTRATIGRÁFICO POZOS PRS-01, PRS-10 Y PRS-06



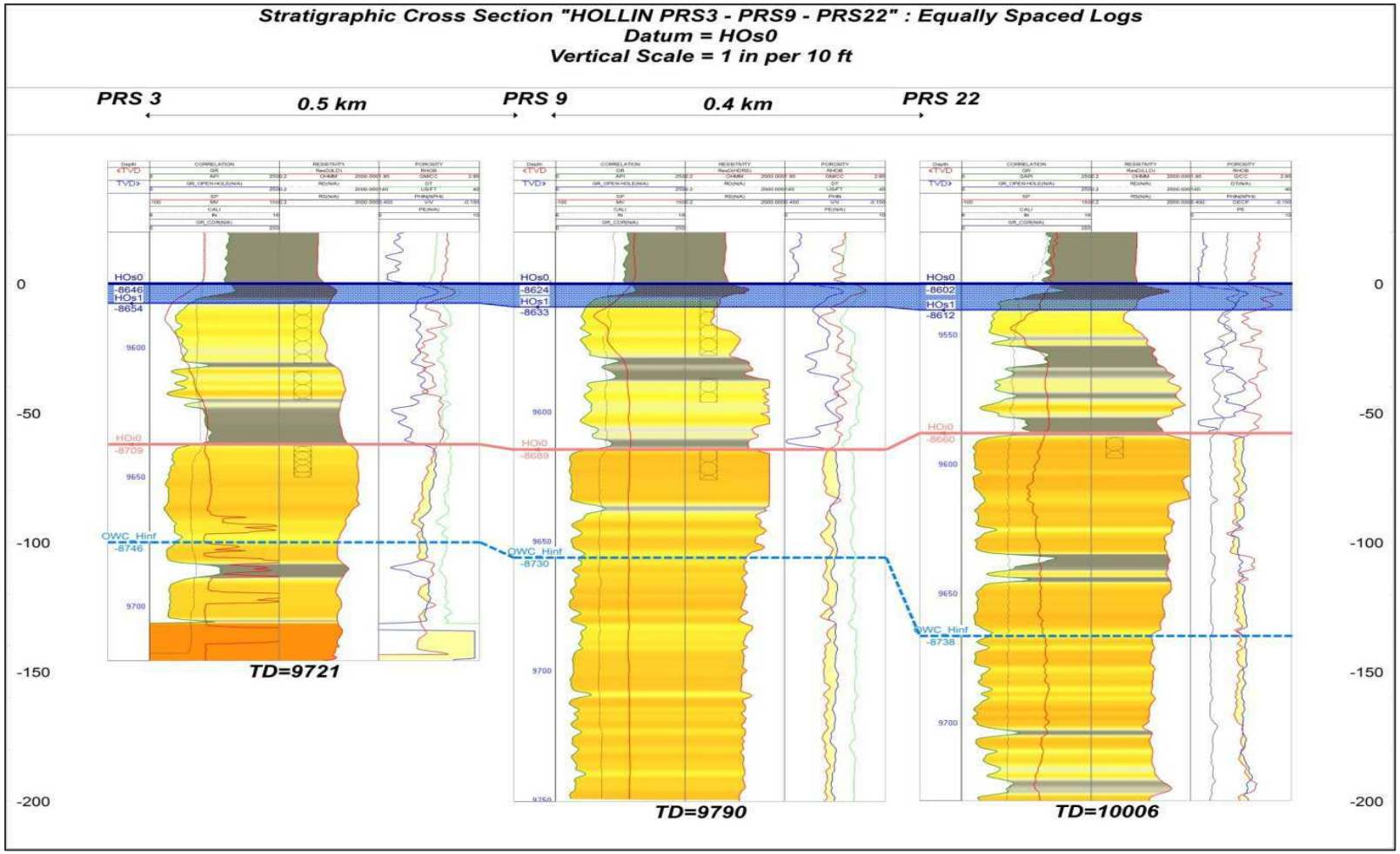
Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

ANEXO 4.2.3 CORTE ESTRATIGRÁFICO POZOS PRS-18, PRS-10 Y PRS-12



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

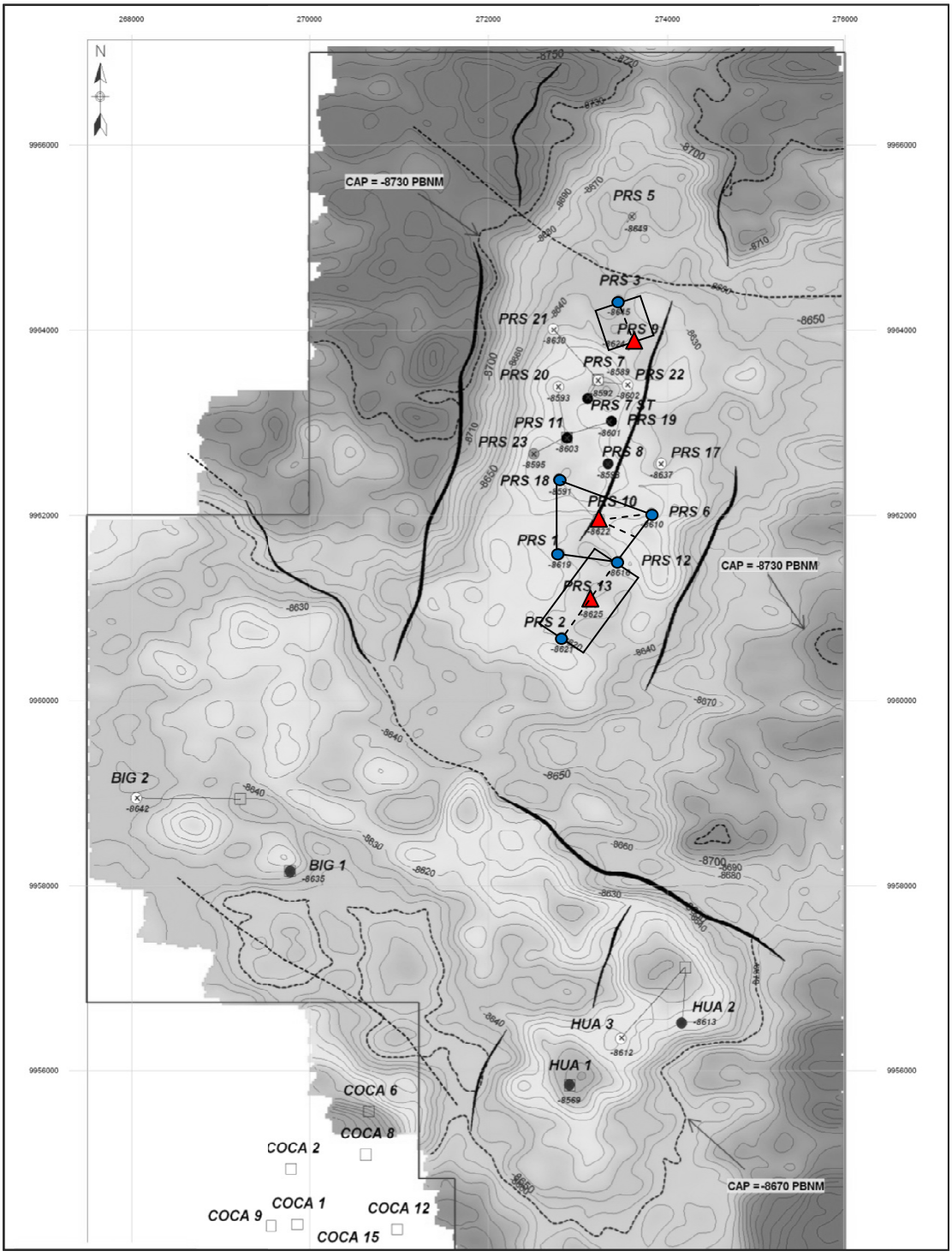
ANEXO 4.2.4 CORTE ESTRATIGRÁFICO POZOS PRS-03, PRS-09 Y PRS-22



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

ANEXO 4.3 MODELOS DE INYECCIÓN DESARROLLADOS PARA EL CAMPO PBH

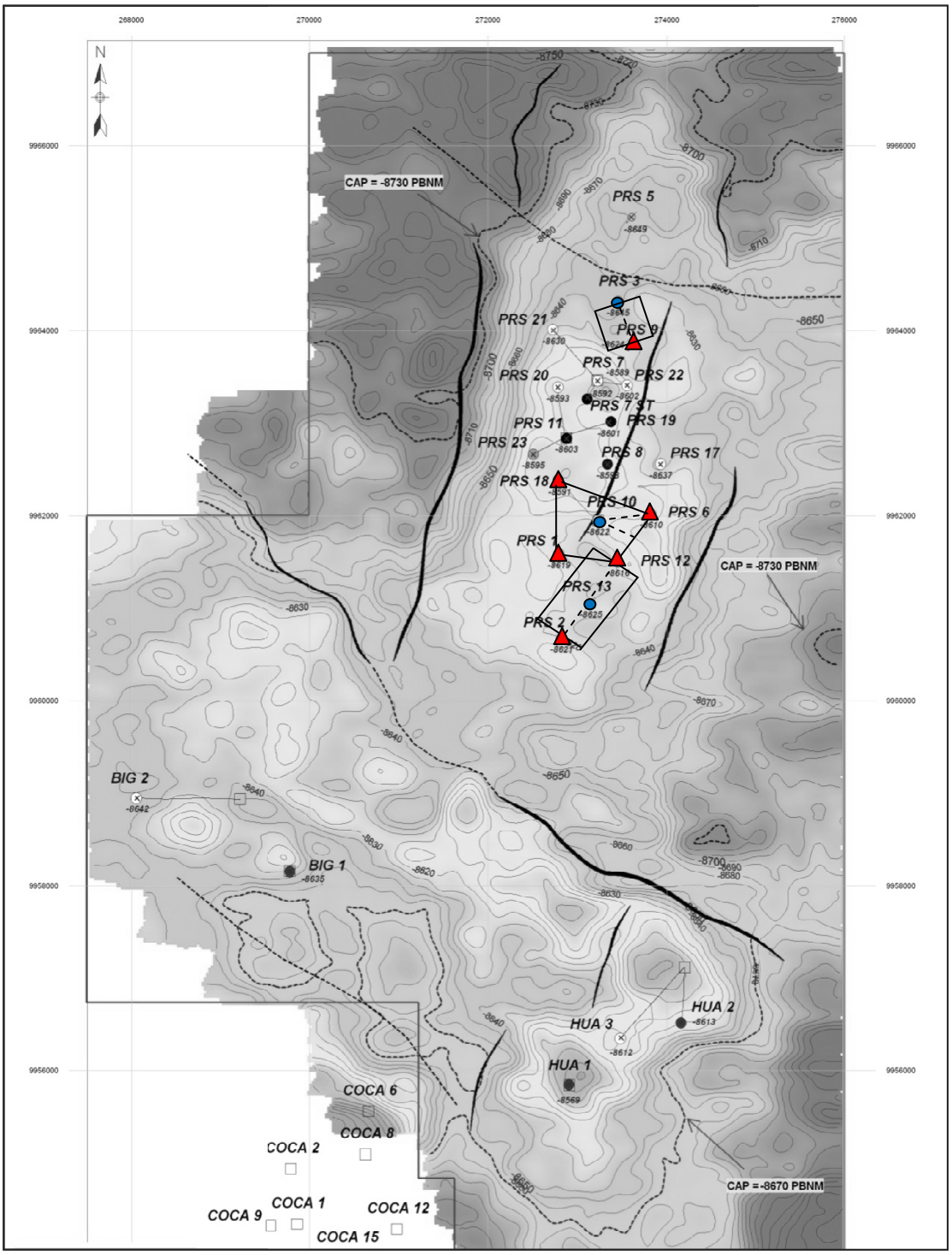
ANEXO 4.3.1 MODELO DE INYECCIÓN #1 PARA LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.3.2 MODELO DE INYECCIÓN #2 PARA LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR

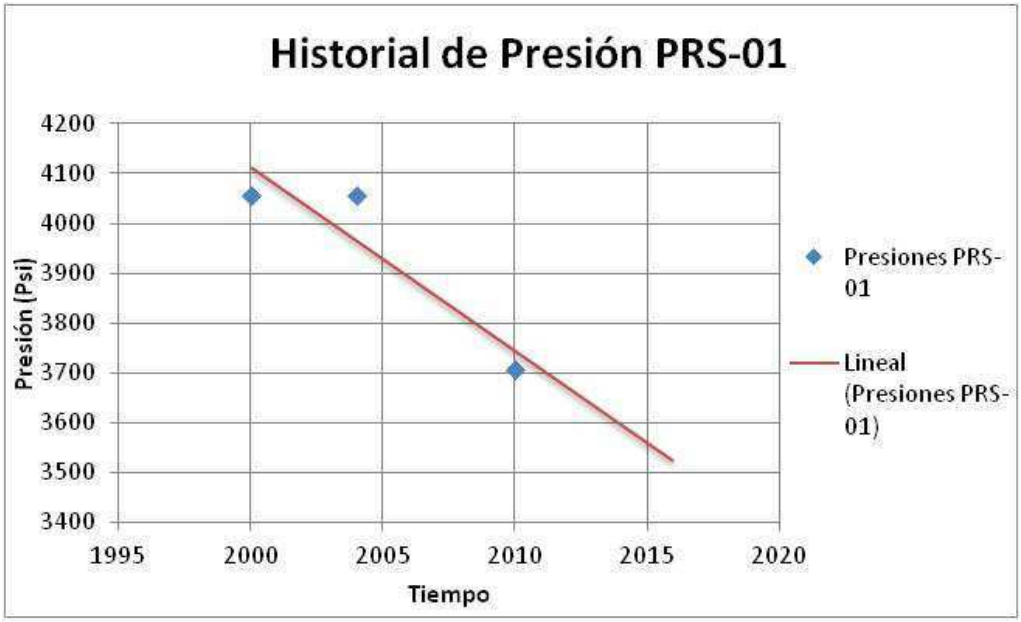


Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.4 HISTORIAL DE PRESIÓN DE POZOS SELECCIONADOS

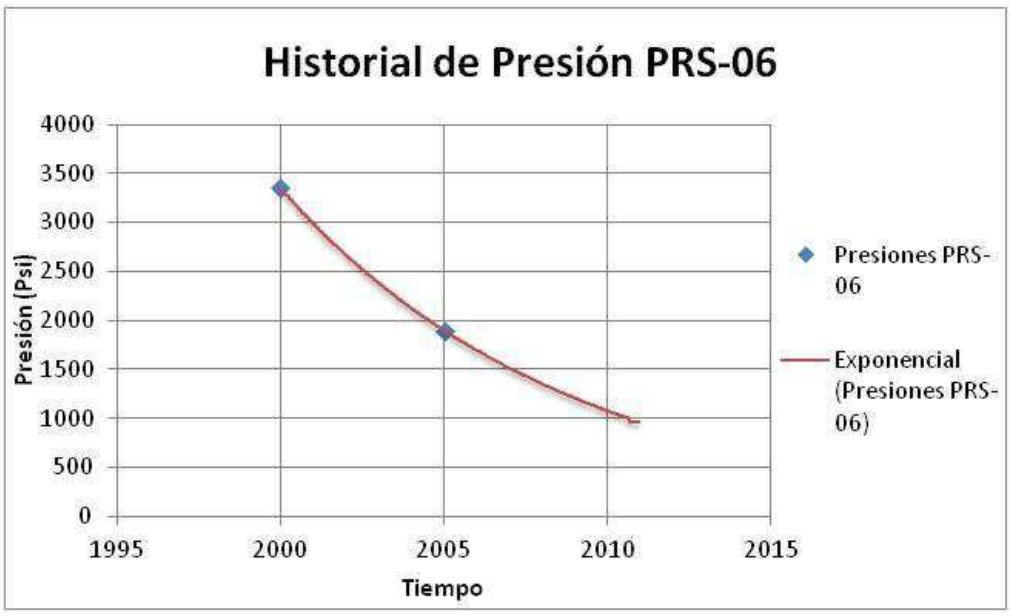
ANEXO 4.4.1 HISTORIAL DE PRESIÓN POZO PRS-01



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

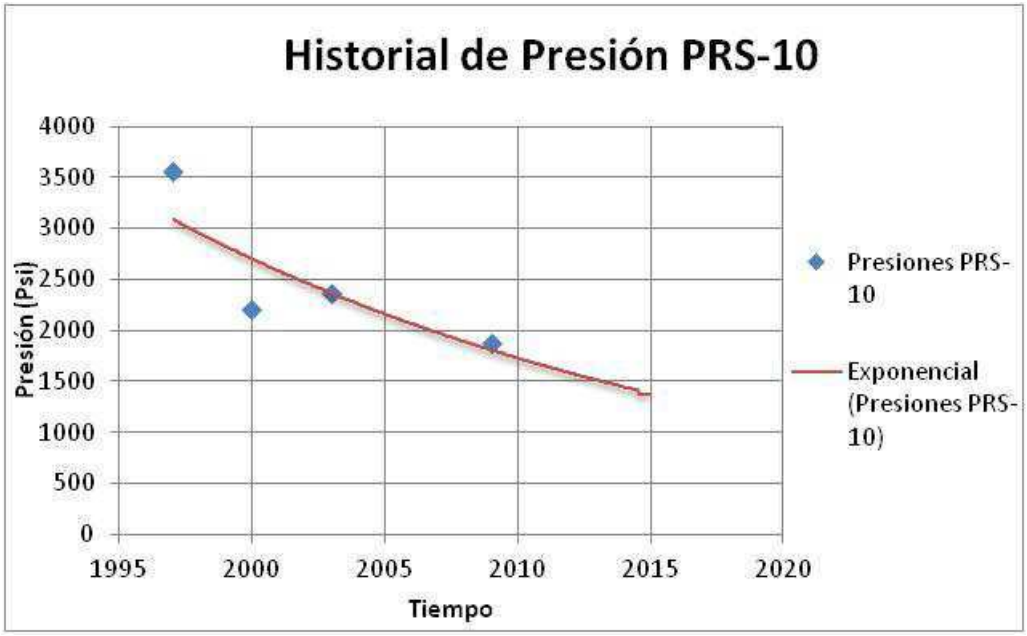
ANEXO 4.4.2 HISTORIAL DE PRESIÓN POZO PRS-06



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

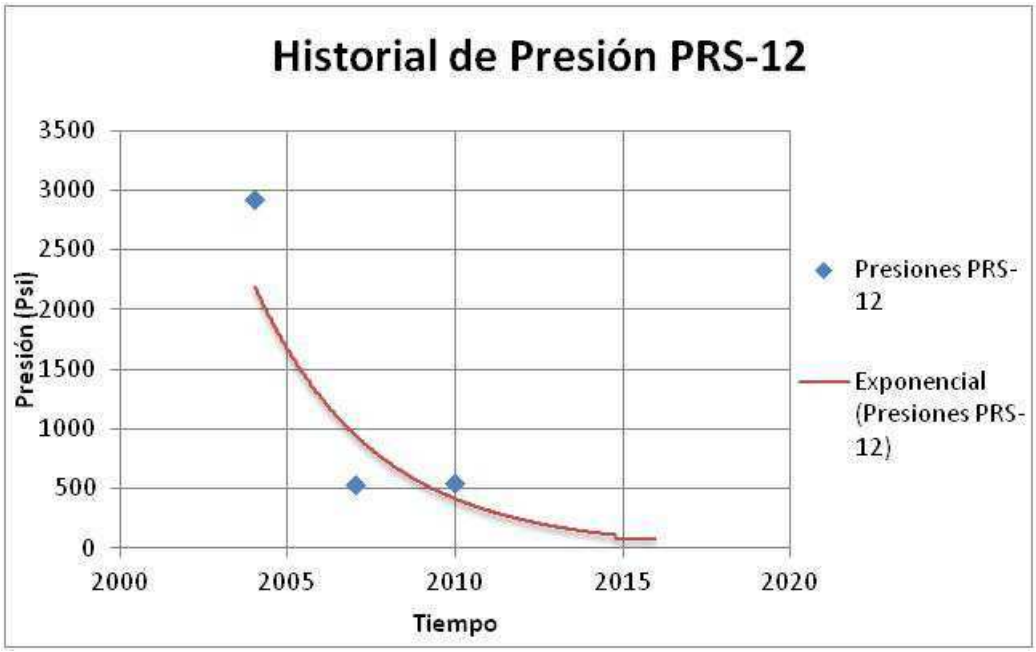
ANEXO 4.4.3 HISTORIAL DE PRESIÓN POZO PRS-10



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

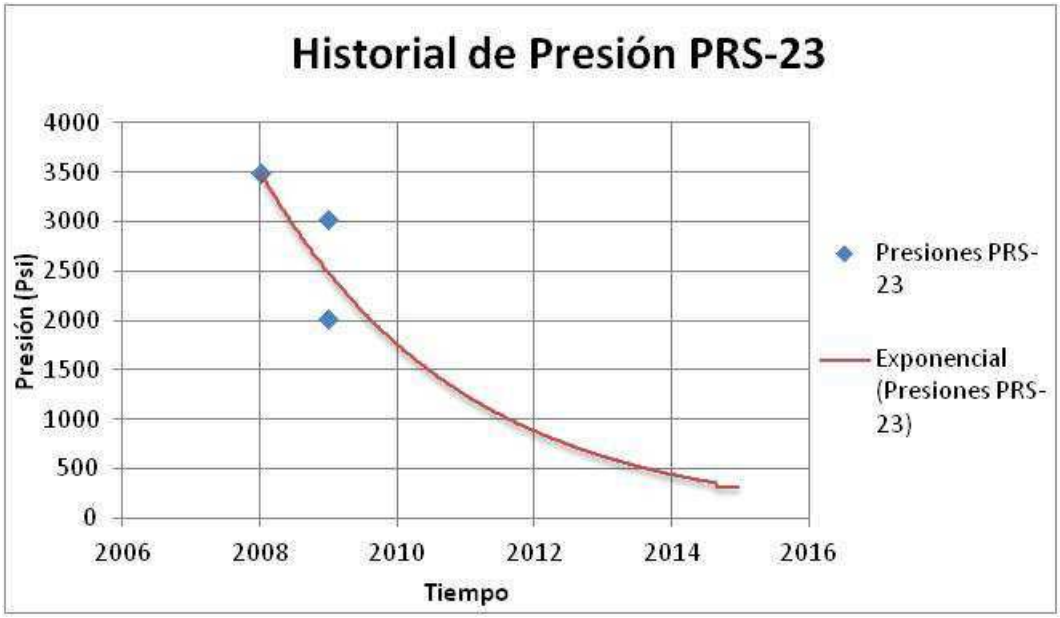
ANEXO 4.4.4 HISTORIAL DE PRESIÓN POZO PRS-12



Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.4.5 HISTORIAL DE PRESIÓN POZO PRS-23

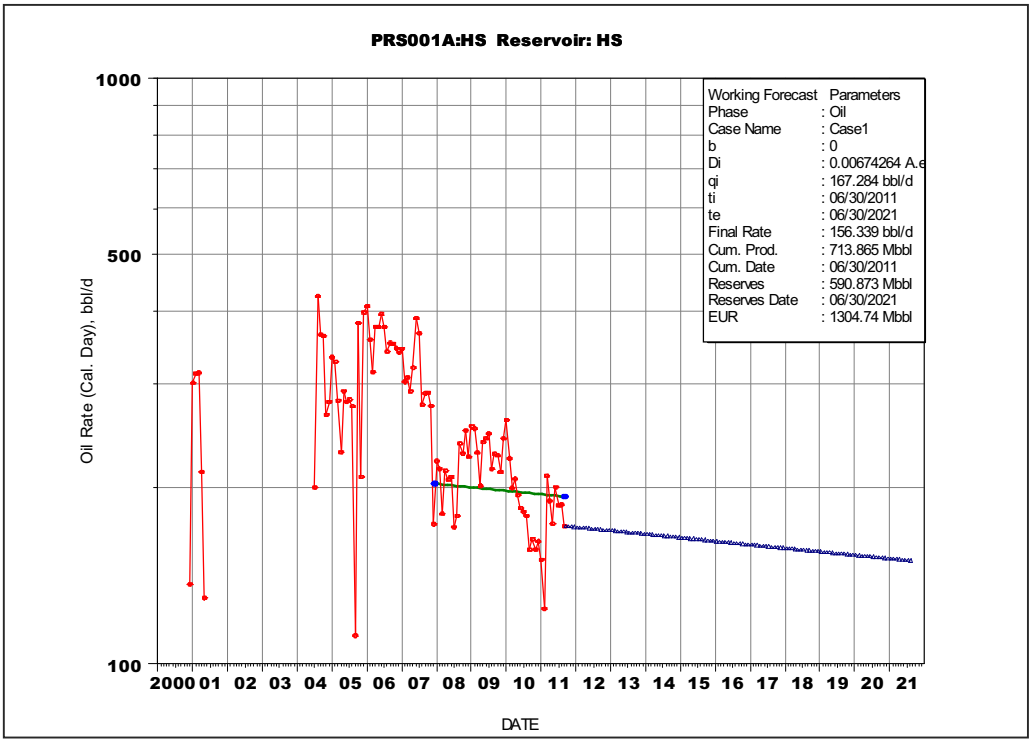


Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

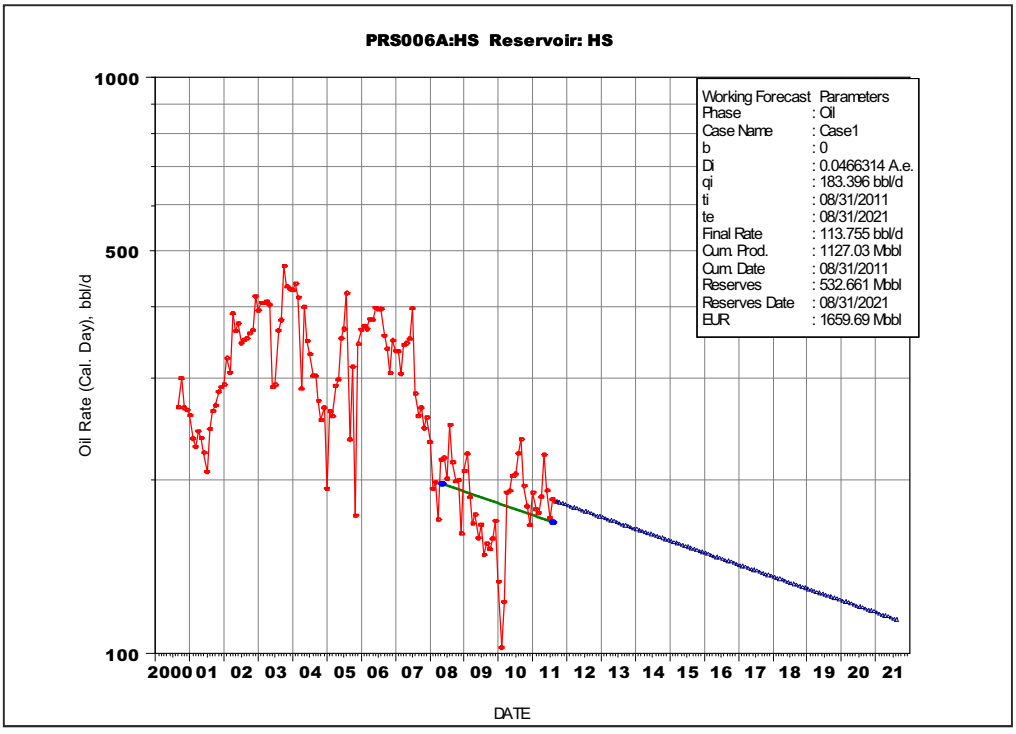
ANEXO 4.5 CÁLCULO DEL POES, RESERVAS REMANENTES E HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

ANEXO 4.5.1 POZO PRS-01, HOLLÍN SUPERIOR



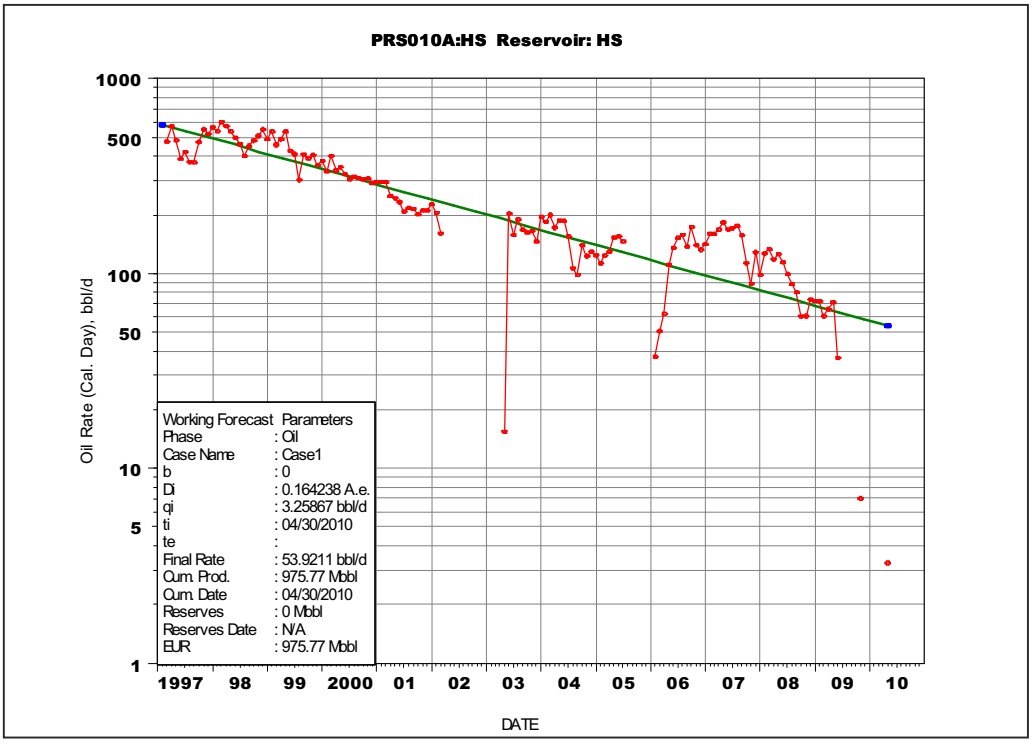
Fuente: Gerencia De Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

ANEXO 4.5.2 POZO PRS-06, HOLLÍN SUPERIOR



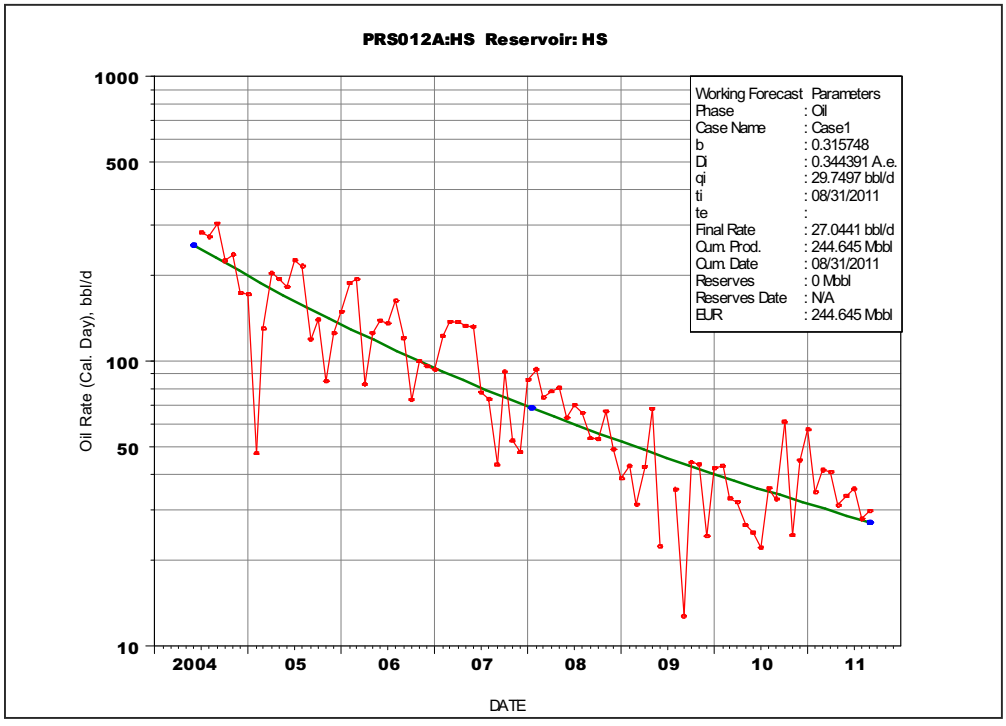
Fuente: Gerencia De Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

ANEXO 4.5.3 POZO PRS-10, HOLLÍN SUPERIOR



Fuente: Gerencia De Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

ANEXO 4.5.4 POZO PRS-12, HOLLÍN SUPERIOR



Fuente: Gerencia De Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

ANEXO 4.5.5 POZO PRS-18, HOLLÍN SUPERIOR

Para el pozo PRS-18, se calcula el POES mediante el método volumétrico con los datos de la tabla 4.2 debido a que no se ha producido de esta arena.

POZO	Distancia al pozo más cercano (ft)	Ø $(fracción)$	Vshl $(fracción)$	h (ft)	Sw $(fracción)$	Bo (BY/BCN)
PRS-18	984,252	0,16	0,243	24,2	0,341	1,15

Se calcula el área de drenaje a través de la fórmula:

$$A = \pi r^2 = \frac{3{,}1416 \times 492{,}126^2}{43560} = 17{,}467\ acres$$

El POES para el pozo PRS-18 se calcula con la siguiente fórmula del método volumétrico:

$$POES = \frac{7758 \times \emptyset \times h \times A \times (1 - S_w)}{\beta_O} = \frac{7758 \times 0{,}16 \times 24{,}2 \times 17{,}467 \times (1 - 0{,}341)}{1{,}15}$$

$$POES = 300670{,}638\ Bbl$$

ANEXO 4.6 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

ANEXO 4.6.1 POZO PRS-01

Fecha inicio de la Perforación: 5 de Febrero de 1987

Fecha fin de la Perforación: 9 de Marzo de 1987

Fecha de Completación: 19 de Marzo de 1987

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS

W.O. #	FECHA	OBJETIVO	COMENTARIO	PRUEBA	FECHA	ARENA	PETRÓLEO BPPD	BSW %	R.G.P. PCS/BCN	°API
1	12-nov-90	Aislar entrada de agua de HI. Tapón balanceado en U y Caliza A	Sq en H y tapón balanceado. Se recañonea HP 9586 - 9592 y 9600-9606.	ANTES	Pozo cerrado					
	29-nov-90			DESPUÉS	29-nov-90	HI	226	4,0	---	---
2	03-dic-92	Cambio de completación para producir con bombeo hidráulico.	Se baja completación definitiva para producir con sistema de bombeo hidráulico.	ANTES	30-nov-95	HI	96	4,0	---	---
	07-dic-92			DESPUÉS	08-dic-95	HI	691	4,0	---	---
3	22-mar-95	Cambio de completación por hueco en tubería sobre cavidad National (detectan recirculación).	Se recupera producción. Se realizó corte químico para recuperar BHA.	ANTES	Pozo cerrado por comunicación tubing - casing					
	28-mar-95			DESPUÉS	01-abr-95	HI	660	1,2	---	28,6
4	16-may-03	Cambio de completación por comunicación Tubing / Casing y evaluar reservorios	El pozo queda produciendo de HI: 9580-9591.	ANTES	Desde el 1ro. de enero del 2003 no hay ninguna prueba.					
	21-may-03			DESPUÉS	23-may-03	HI	673	23,86%	---	24,9
5	01-jul-04	Cambio de arena de HI a HS	El pozo queda produciendo de HI: 9580-9591.	ANTES						
	21-may-03			DESPUÉS						

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.6.2 POZO PRS-06

Fecha inicio de la Perforación: 17 de Enero de 1997

Fecha fin de la Perforación: 18 de Febrero de 1997

Fecha de Completación: 12 de Marzo de 1997

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS

W.O. #	FECHA	OBJETIVO	COMENTARIO	PRUEBA	FECHA	ARENA	PETRÓLEO BPPD	BSW %	R.G.P. PCS/BCN	°API
1	27-may-97	Aislar HI con CIBP. Re-disparar HS y evaluar.	CIBP@ 9590. Redisparan HS: 9544-9554, 9557 9577 (con ácido 240 BFPD 1% BSW) y T: 9367-9371, 9374-9384, 9396-9406 (ácido).	ANTES	05-may-97	HI	14	98,9	---	27
	07-jun-97			DESPUÉS	08-jun-97	T	444	25,6	---	26
2	04-abr-00	Cambio de completación por comunicación tubing casing.	Bajan completación para bombeo hidráulico.	ANTES	Pozo cerrado					
	08-abr-00			DESPUÉS	12-abr-00	T	160	8,0	---	26

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.6.3 POZO PRS-10

Fecha inicio de la Perforación: 05 de Agosto de 1994

Fecha fin de la Perforación: 30 de Agosto de 1994

Fecha de Completación: 10 de Octubre de 1994

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS

W.O. #	FECHA	OBJETIVO	COMENTARIO	PRUEBA	FECHA	ARENA	PETRÓLEO BPPD	BSW %	R.G.P. PCS/BCN	°API
1	01-may-02	Cambio de completación por comunicación tubing casing.	Bajando completación final de bombeo hidráulico.	ANTES	Pozo cerrado					
	15-may-02			DESPUÉS	22-may-02	HS	177	26,3	49,4	24,9
2	25-abr-03	Recuperar pescado de wireline y re-punzonar HS.	Resultado exitoso.	ANTES	Desde el 1ro. de enero del 2003 no hay ninguna prueba.					
	30-abr-03			DESPUÉS	30-abr-03	HS	263	24,20%	---	24,5
3	01-jul-05	Disparar arena T, evaluar, producir de acuerdo a la evaluación.	El pozo queda produciendo de arena T: 9368'-9380', 9387'-9397'.	ANTES	26-jun-05	HS	162	5,8	49,3	26,7
	09-jul-05			DESPUÉS	10-jul-05	T	272	9,3	51,4	25,6
4	14-may-09	Punzonar y probar intervalo 9318-9319 (11') de T Superior, si no se obtiene producción punzonar y probar BT 8470'-8482'.	Se probó arena T Superior y BT sin éxito.	ANTES	06-abr-09	HS	50	16,7		28,1
	29-may-09			DESPUÉS	31-may-09	HS	0	100,0		nm

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.6.4 POZO PRS-12

Fecha inicio de la Perforación: 11 de Enero del 2001

Fecha fin de la Perforación: 14 de Febrero del 2001

Fecha de Completación: 3 de Marzo del 2001

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS

W.O. #	FECHA	OBJETIVO	COMENTARIO	PRUEBA	FECHA	ARENA	PETRÓLEO BPPD	BSW %	R.G.P. PCS/BCN	°API
1	15-ene-02	Cambio de completación a BES.	Se cambia tipo de levantamiento de PPF a PPS.	ANTES	10-ene-02	HI	563	38,0	---	26,8
	23-ene-02		Bomba GN – 4000.	DESPUÉS	02-feb-02	HI	2120	55,0	---	26,8
2	15-may-02	Cambio de completación por rotura de eje en una de las bombas BES.	Bajan equipo BES con 3 bombas GN - 4000.	ANTES	BES OFF					
	23-may-02			DESPUÉS	24-may-02	HI	2160	55,0	---	
3	15-jun-02	Repara BES.	Eje de bomba roto.	ANTES	BES OFF					
	29-jun-02			DESPUÉS	30-jun-02	HI	2420	40,0	---	
5	27-jun-03	Cambiando nueva bomba eléctrica sumergible y continuar producción HI.	Resultado exitoso, el pozo continúa produciendo de HI y se cambia bomba.	ANTES	10-jun-03	HI	709	87	---	24
	02-jul-03			DESPUÉS	03-jul-03	HI	691	88,00	---	24
6	09-jun-04	Reparar BES y continuar produciendo HI.	Exitoso se obtiene producción de HS.	ANTES	20-jun-04	HI	335	1	---	25,9
	26-jun-04			DESPUÉS	29-jun-04	HS	558	44,00	---	26,4
7	01-feb-05	Verificar asentamiento de CIBP de aislación de HI.	Resultado exitoso, el pozo queda produciendo de HS.	ANTES	31-dic-04	HS	103	9,64	---	26,8
	06-feb-05			DESPUÉS	08-feb-05	HS	106	24,28	---	26,6
8	28-jul-10	Re-cañonear el intervalo 9570' - 9580' y abrir el intervalo 9550' - 9562' de la arena Hollín Superior.	El pozo queda produciendo de la arena Hollín Superior.	ANTES	28-jul-10	HS	21	54,00		25,4

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.6.5 POZO PRS-18

Fecha inicio de la Perforación: 10 de febrero del 2004

Fecha fin de la Perforación: 28 de Marzo del 2004

Fecha de Completación: 7 de Abril del 2004

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS

W.O. #	FECHA	OBJETIVO	COMENTARIO	PRUEBA	FECHA	ARENA	PETRÓLEO BPPD	BSW %	R.G.P. PCS/BCN	°API
1	02-mar-05	Implementar levantamiento artificial a HI.	Reacondicionamiento exitoso, el pozo continúa produciendo de HI.	ANTES	28-feb-05	HI	347	80,0		27,1
	13-mar-05			DESPUÉS	14-mar-05	HI	867	24,0%		23
2	26-ene-06	Cambiar BES por bajo aislamiento en cable de subsuelo y bajar una completación similar.	W.O. exitoso, pozo continua produciendo de HI.	ANTES	13 ene 06	HI	165	86,0	48	26
	01-feb-06			DESPUÉS	12-feb-06	HI	246	85,0%	49	25,8
3	14-ago-06	Cañonear arena T en los intervalos: 9732 ft- 9742 ft (10ft) / 9746 ft- 9750ft (4ft) / 9756 ft-9770 ft (14ft).y probar - completar el pozo según los resultados.	Pozo produce petróleo y queda completado con bombeo hidráulico. Se continúa evaluando arena T con unidad MTU con la finalidad limpiarlo y conocer potencial de la arena.	ANTES	08-ago-06	HI	18	99,0	56	25,8
	24-ago-06			DESPUÉS	04-sep-06	T	88	4,4%	57	26,5
4	05-mar-09	Punzonar y probar intervalo de T Superior. Probar T Inferior, Punzonar y probar HS.	Se realizan pruebas a la arena T Superior e Interior sin éxito. Se re-probará T Superior.	ANTES	07-ago-07	T	19	9,52		27
	12-mar-09			DESPUÉS	20-mar-09	T	21	35,0%		nm

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.7 CONSTANTES ELÁSTICAS DEL ÁREA SELECCIONADA

CONSTANTES ELÁSTICAS ARENA HOLLÍN SUPERIOR (POZO PRS-18)								
Intervalo		Litología	Profundidad	ε	υ	Dureza	K_B	G
TVD			TVD	$Psia$	$adimensional$	$Psi * inch^{0,5}$	$Psia$	$Psia$
9501	9503	Lutita	9502	3,00E+06	3,93E+06	1,31E+06	3,33E+06	1,11E+06
9503	9505	Lutita	9504	3,00E+06	3,93E+06	1,31E+06	3,33E+06	1,11E+06
9505	9507	Lutita	9506	3,00E+06	3,93E+06	1,31E+06	3,33E+06	1,11E+06
9507	9509	Lutita	9508	3,00E+06	3,93E+06	1,31E+06	3,33E+06	1,11E+06
9509	9511	Lutita	9510	3,00E+06	3,73E+06	1,31E+06	3,33E+06	1,11E+06
9511	9513	Arena	9512	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9513	9515	Arena	9514	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9515	9517	Arena	9516	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9517	9519	Arena	9518	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9519	9521	Arena	9520	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9521	9523	Arena	9522	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9523	9525	Arena	9524	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9525	9527	Lutita	9526	3,00E+06	3,93E+06	1,31E+06	3,33E+06	1,11E+06
9527	9529	Lutita	9528	3,00E+06	3,93E+06	1,31E+06	3,33E+06	1,11E+06
9529	9531	Lutita	9530	3,00E+06	3,93E+06	1,31E+06	3,33E+06	1,11E+06
9531	9533	Lutita	9532	3,00E+06	3,93E+06	1,31E+06	3,33E+06	1,11E+06
9533	9535	Arena	9534	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9535	9537	Arena	9536	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9537	9539	Arena	9538	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9539	9541	Arena	9540	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9541	9543	Arena	9542	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9543	9545	Arena	9544	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9545	9547	Arena	9546	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9547	9549	Lutita	9548	3,00E+06	3,93E+06	1,31E+06	3,33E+06	1,11E+06
9549	9551	Arena	9550	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9551	9553	Arena	9552	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9553	9555	Arena	9554	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9555	9557	Arena	9556	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9557	9559	Arena	9558	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9559	9561	Lutita	9560	3,00E+06	3,93E+06	1,31E+06	3,33E+06	1,11E+06
9561	9563	Arena	9562	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9563	9565	Arena	9564	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9565	9567	Arena	9566	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9567	9569	Arena	9568	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9569	9571	Arena	9570	4,00E+06	2,67E+06	1,80E+06	2,67E+06	1,60E+06
9571	9573	Lutita	9572	3,00E+06	3,93E+06	1,31E+06	3,33E+06	1,11E+06
9573	9575	Lutita	9574	3,00E+06	3,93E+06	1,31E+06	3,33E+06	1,11E+06
Promedio			**9538**	**3,65E+06**	**0,29**	**1129,73**	**3,50E+06**	**1,69E+06**

Fuente: Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.8 COMPORTAMIENTO DE LAS ONDAS EN EL MEDIO POROSO

COMPORTAMIENTO DE LA ONDA EN EL MEDIO POROSO

La atenuación sísmica depende del coeficiente de absorción, que también se lo conoce como el coeficiente de amortiguamiento de la onda. Se lo representa matemáticamente por:

$$\theta = \theta_o e^{-\alpha L}$$

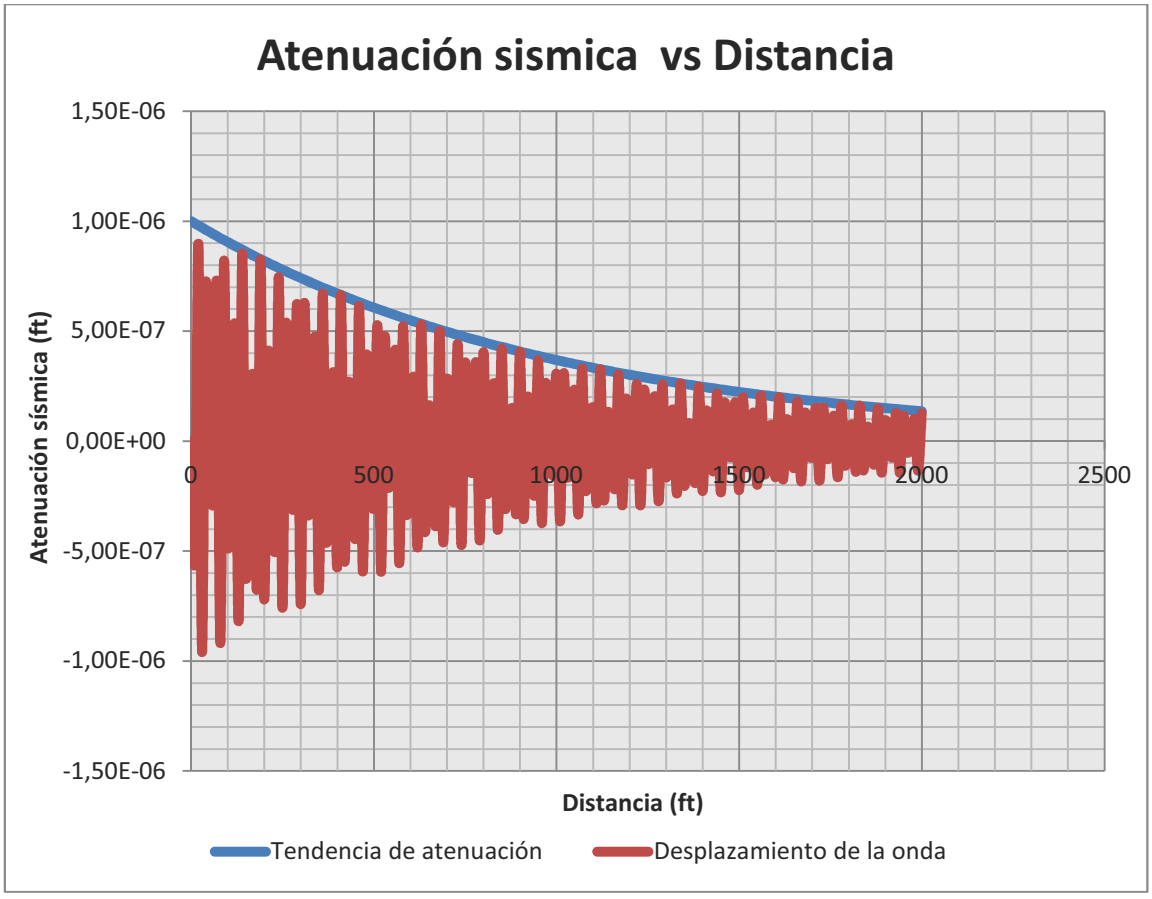
Donde:

θ_o = Amplitud inicial, ft.

α = coeficiente de absorción, $1/ft$.

L = distancia recorrida entre el pozo productor e inyector, ft.

FIGURA 1 ATENUACIÓN SÍSMICA DE LAS ONDAS EN EL MEDIO POROSO



Fuente: Seismic Coupling and Hydrological Responses, Shahid Rashid.

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

Para el presente estudio se asumirá que el coeficiente de absorción (α) para un medio poroso isotrópico y homogéneo es 0,001 por cada metro, y la amplitud inicial $\theta_o = 1 \times 10^{-6}\ ft$, valores que son utilizados para desarrollar investigaciones en esta área.[1]

Para simplificar los cálculos se asume la atenuación sísmica constante promedio de $\theta = 3{,}1 \times 10^{-7}\ ft$, debido a que se considera una onda plana que viaja en un medio homogéneo.

Además, se utilizará las siguientes propiedades complementarias del reservorio para desarrollar el modelo poroelástico: tensión interfacial (σ): 2,05 E-03 lbf/ft; ángulo de contacto (θ): 30°; y densidad de la roca (ρ_b): 164,81 lbm/ft^3.[2]

[1] Rice, J. R., y Cleary, M. P. (1976). Some basic stress diffusion solutions for fluid-saturated elastic porous media with compressible constituents. Rev. Geophy.Space Phys. 14: 227-241

[2] Gerencia de Producción y Desarrollo, Enap-Sipetrol; Proyecto piloto de inyección de agua MDC-12, Mayo-2011

ANEXO 4.9 LINEALIZACIÓN DEL MODELO DE INYECCIÓN 5-SPOT INVERTIDO

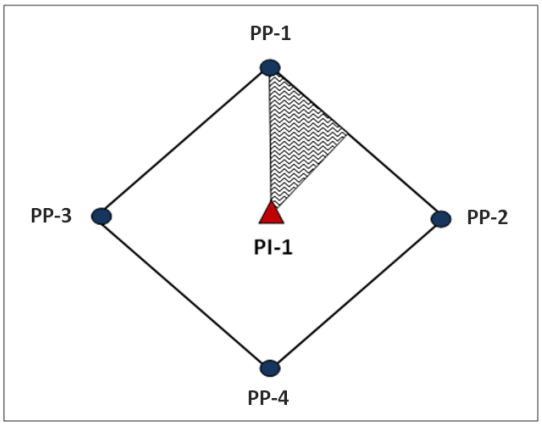
LINEALIZACIÓN DE MODELOS DE INYECCIÓN

Desde 1933, varios autores han estudiado la eficiencia de barrido areal, E_{as}, de varios modelos de inyección debido a que el modelo seleccionado posee un gran impacto en las ganacias potenciales del proyecto. Obviamente, algunos modelos son más efectivos que otros por lo que se debe ser cuidadoso al momento de escoger un modelo de inyección. Otra consideración para la selección es el alto costo de perforar pozos para el desarrollo del campo. Un conocimiento de varios modelos de inyección y su efectividad con respecto a otro es una importante ventaja cuando se considera los beneficios económicos de una inyección de agua.

Algunos autores han investigado por muchos años la eficiencia de barrido areal para los diferentes tipos de modelos de inyección, estos resultados son de gran ayuda para estimar E_{as}. A pesar de las investigaciones, aún no se cuenta con mucha información, en especial de los modelos invertidos.

El modelo de inyección seleccionado para el presente estudio es el 5-spot invertido; sobre este modelo se tiene estudios de laboratorio que presentan diferentes valores para la eficiencia areal de barrido a la ruptura y, además no presentan ecuaciones ó figuras que ayuden a predecir el comportamiento de la inyección de agua después de la ruptura, por lo tanto, se torna complicado estimar la eficiencia de barrido areal para los estudios.

FIGURA 1 MODELO 5-SPOT INVERTIDO



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

PP= Pozo productor

PI= Pozo inyector

Un nuevo método se presenta para estimar E_{as} en modelos invertidos, este consiste en tratar al modelo de inyección como una superposición de modelos de inyeción lineal.

Para el modelo de inyección 5-spot invertido, se considerará que existe un modelo de inyección lineal, es decir que, para cada pozo productor existirá un pozo inyector, como muestra la figura 3.

Para cada arreglo, se propone el mismo pozo inyector, se le considera las mismas propiedades pero el caudal que aportará será:

$$q_{PI-1} = \frac{q_{iny}}{\#\ pozos\ productores} = \frac{q_{iny}}{4}$$

Donde:

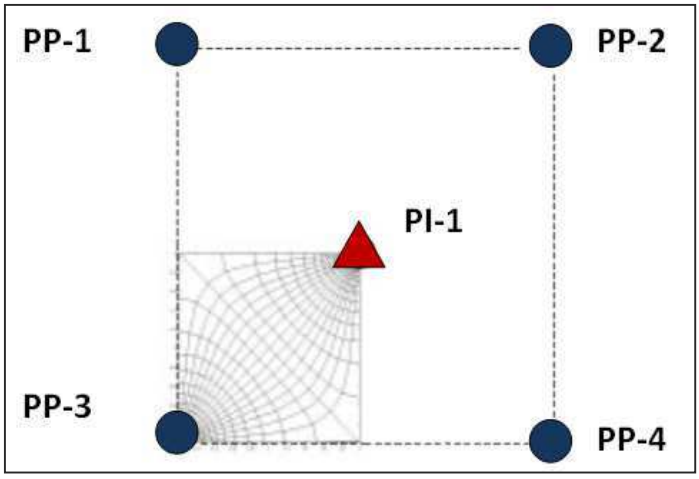
q_{PI-1} = caudal de inyección para el pozo PI-1, $BPPD$.

q_{iny} = caudal de inyección disponible para el proyecto, $BPPD$.

Este método se lo utiliza cuando existe un modelo solitario, como el seleccionado en el presente estudio, debido a que si el modelo fuera desarrollado para todo el campo, los pozos productores e inyectores de patrones repetidos compartirán o influenciarán la producción haciendo la estimación menos exacta.

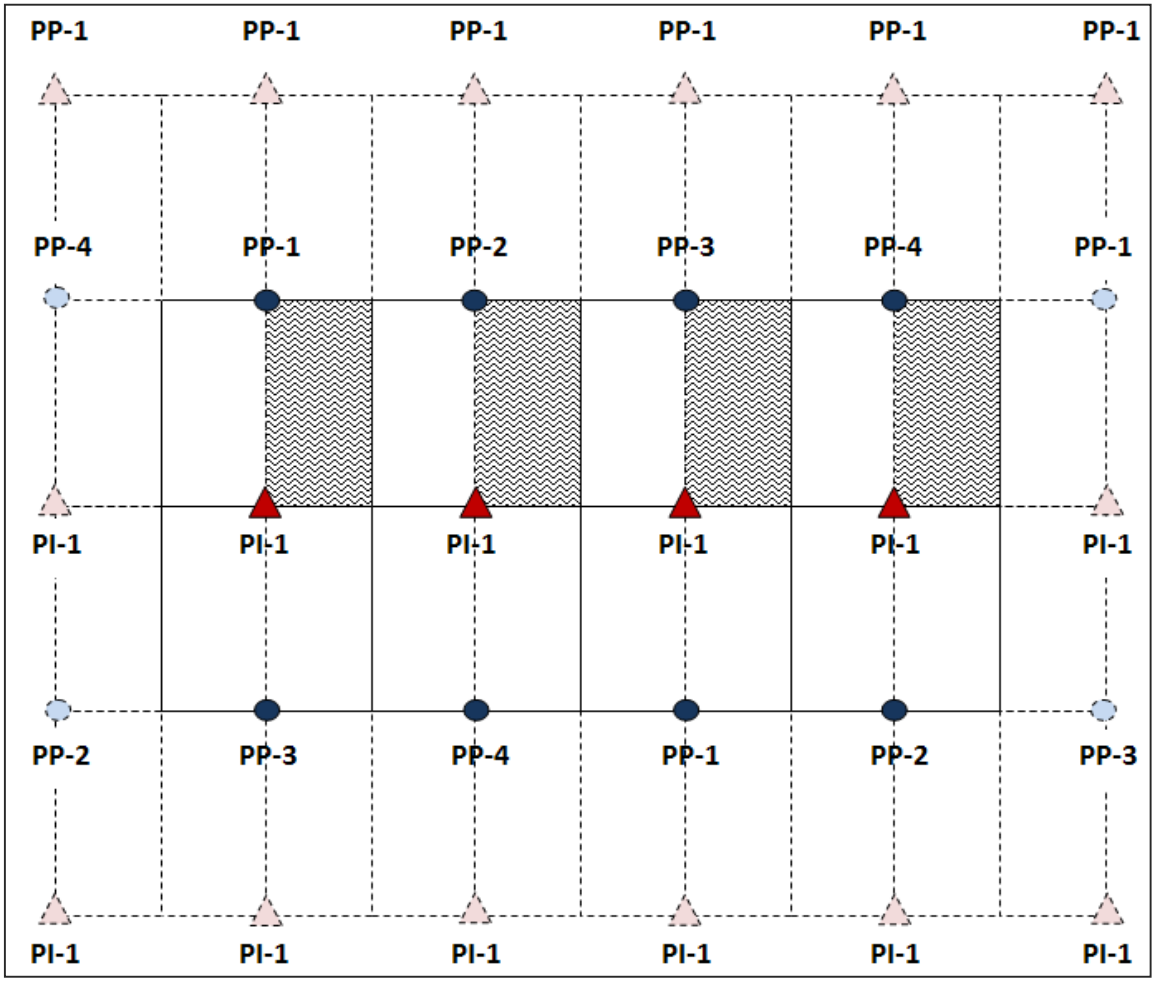
Para el cálculo de las predicción de la inyección de agua se utiliza la figura 4 en cada pozo productor.

FIGURA 2 LÍNEAS DE CORRIENTE MODELO 5-SPOT INVERTIDO



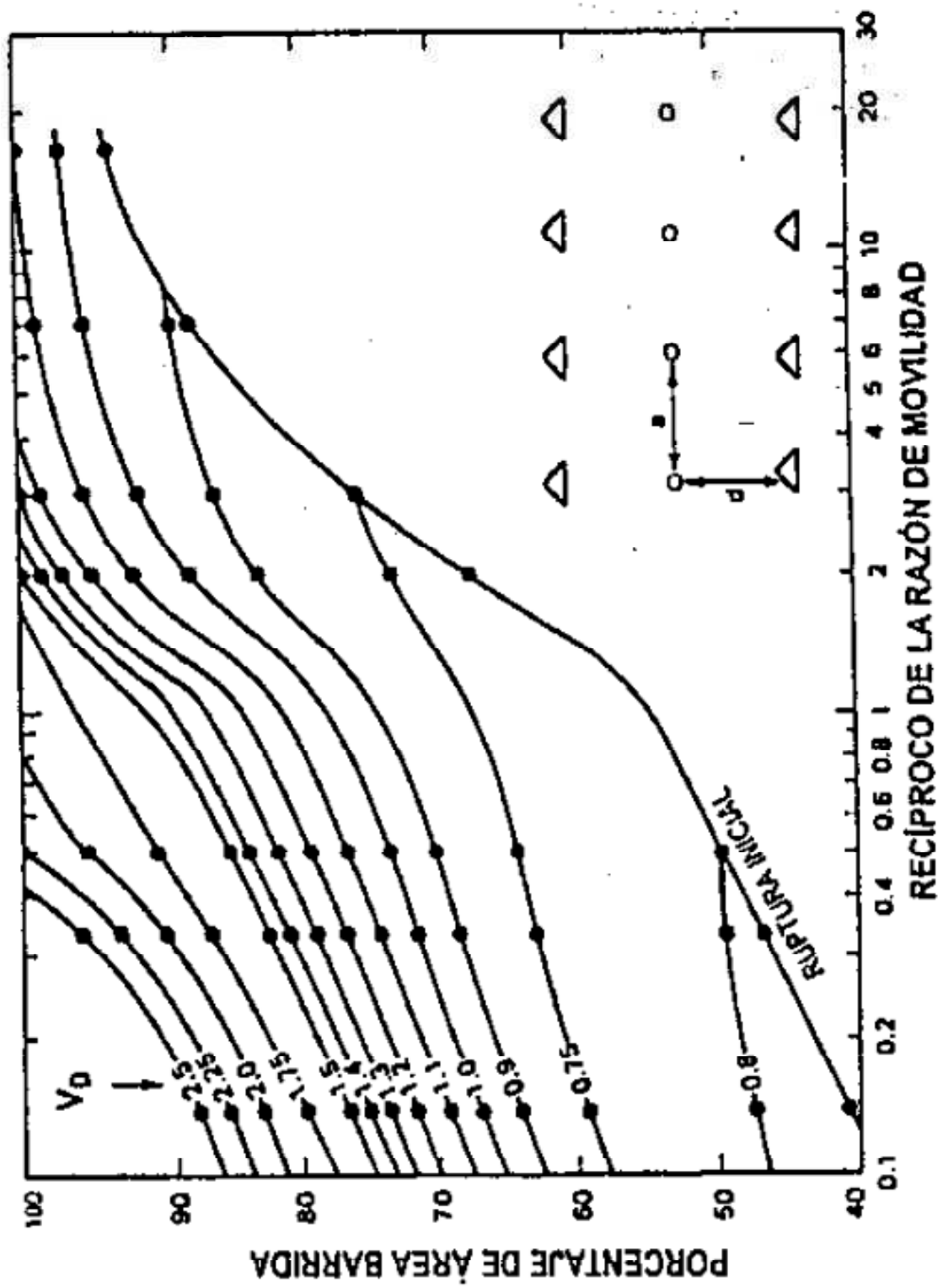
Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

FIGURA 3 MODELO 5-SPOT LINEALIZADO



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

FIGURA 4 EFECTO DE LA RAZÓN DE MOVILIDAD Y LOS VOLÚMENES DE FLUIDOS INYECTADOS SOBRE LA EFICIENCIA AREAL, PARA UN ARREGLO EN LÍNEA DIRECTA

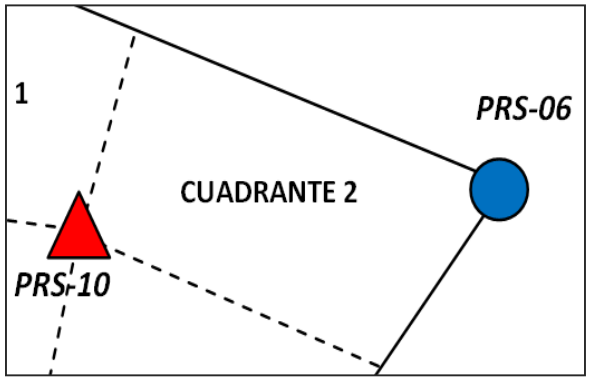


Fuente: Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, Magdalena París.

ANEXO 4.10 PREDICCIONES PARA CADA MODELO LINEAL

ANEXO 4.10.1 RESUMEN DE PREDICCIÓN DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 2

DATOS CUADRANTE 2		
µo	2,869	cp
µw	0,28	cp
Swc	0,506	$fracción$
βo	1,099	Bbl/BF
ø	0,152	$fracción$
qo	333,057	$BPPD$
A	36,214	$acres$
h	75,324	ft
βw	1,042	Bbl/BF
qo	333,057	$BPPD$
POES	1447822,055	Bbl
k	21	md
BSW	0,243	$fracción$
qiny	250	$BAPD$
DATOS SECUNDARIOS CUADRANTE 2		
fwc	0,450	$fracción$
Swbt	0,530	$fracción$
fwbt	0,560	$fracción$
(∂fw/∂Sw)bt	4,100	$adimensional$
Swpbt	0,637	$fracción$
krw a Swpbt	0,104	$adimensional$
kro a Swc	0,300	$adimensional$
M	3,552	$adimensional$
Easbt	0,440	$fracción$
Swr	0,400	$fracción$
1/M	0,280	$adimensional$

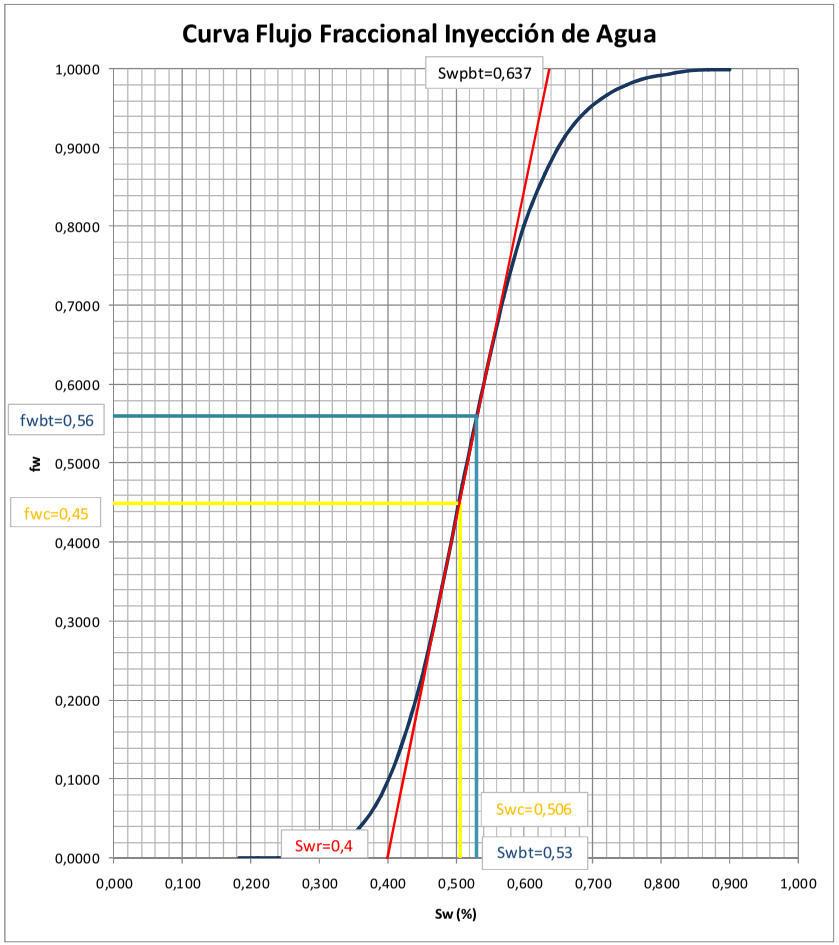


RESULTADOS ETAPA INICIAL CUADRANTE 2		
Vp	3216536,520	Bbl
Wpbt	149311,6253	Bbl
Wi=Qbt	335869,1746	Bbl
Npbt	169813,8988	BF
tbt	509,8646765	$Días$
qw	292,8455965	Bbl
qt	658,7417997	Bbl
WOR	0,444552929	%
Ni	1447822,055	BF
Rpbt	11,72892057	%
FASE SUBORDINADA CUADRANTE 2		
VD	763339,033	Bbl

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

VALORES DE f_w VS S_w PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 2

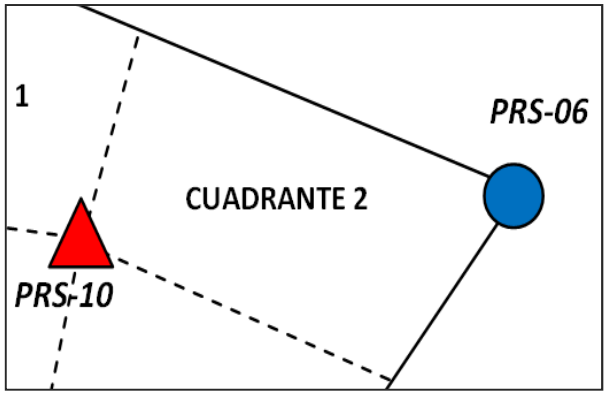
TABLA DE VALORES PARA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL					
m	**Sw**	**krw**	**kro**	**fw**	**∂fw/∂Sw**
	0,183	0,0000000	1,0000000	0,0000	
1,87	0,21	0,0000125	0,9269254	0,0001	0,01
2,05	0,24	0,0000287	0,8544134	0,0003	0,03
2,27	0,27	0,0001451	0,7829870	0,0019	0,10
2,52	0,30	0,0004586	0,7131265	0,0065	0,26
2,81	0,33	0,0011197	0,6452689	0,0175	0,55
3,14	0,36	0,0023219	0,5798084	0,0394	1,02
3,48	0,39	0,0043015	0,5170962	0,0785	1,70
3,80	0,42	0,0073382	0,4574403	0,1412	2,54
4,03	0,45	0,0117544	0,4011060	0,2309	3,40
4,13	0,48	0,0179155	0,3483154	0,3452	4,04
4,03	0,51	0,0262301	0,2992476	0,4732	4,24
3,53	0,54	0,0371496	0,2540388	0,5998	3,97
3,84	0,57	0,0511685	0,2127822	0,7113	3,35
3,31	0,60	0,0688243	0,1755279	0,8007	2,60
2,89	0,63	0,0906974	0,1422832	0,8672	1,89
2,52	0,66	0,1174112	0,1130120	0,9141	1,31
2,21	0,69	0,1496323	0,0876358	0,9459	0,88
1,94	0,72	0,1880700	0,0660325	0,9669	0,57
1,71	0,75	0,2334770	0,0480374	0,9803	0,36
1,53	0,78	0,2866484	0,0334427	0,9887	0,23
1,37	0,81	0,3484230	0,0219975	0,9939	0,14
1,24	0,84	0,4196820	0,0134081	0,9969	0,08
1,13	0,87	0,5013499	0,0073376	0,9986	0,04
	0,900	0,5943942	0,0034062	0,9994	



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.10.2 RESUMEN DE PREDICCIÓN DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 2

DATOS CUADRANTE 2		
µo	2,869	cp
µw	0,28	cp
Swc	0,506	$fracción$
βo	1,099	Bbl/BF
Φ	0,152	$fracción$
qo	333,057	$BPPD$
A	36,214	$acres$
h	75,324	ft
βw	1,042	Bbl/BF
qot	1,000	$BPPD$
POES	333,057	Bbl
k	21	md
BSW	0,243	$fracción$
qiny	250	$BAPD$
DATOS SECUNDARIOS CUADRANTE 2		
fwc	0,310	$fracción$
Swbt	0,582	$fracción$
fwbt	0,600	$fracción$
(∂fw/∂Sw)bt	3,550	$adimensional$
Swpbt	0,695	$fracción$
krw a Swpbt	0,160	$adimensional$
kro a Swc	0,300	$adimensional$
M	5,465	$adimensional$
Easbt	0,380	$fracción$
Swr	0,420	$fracción$
1/M	0,183	$adimensional$
∇Pa	0,020	Psi/ft

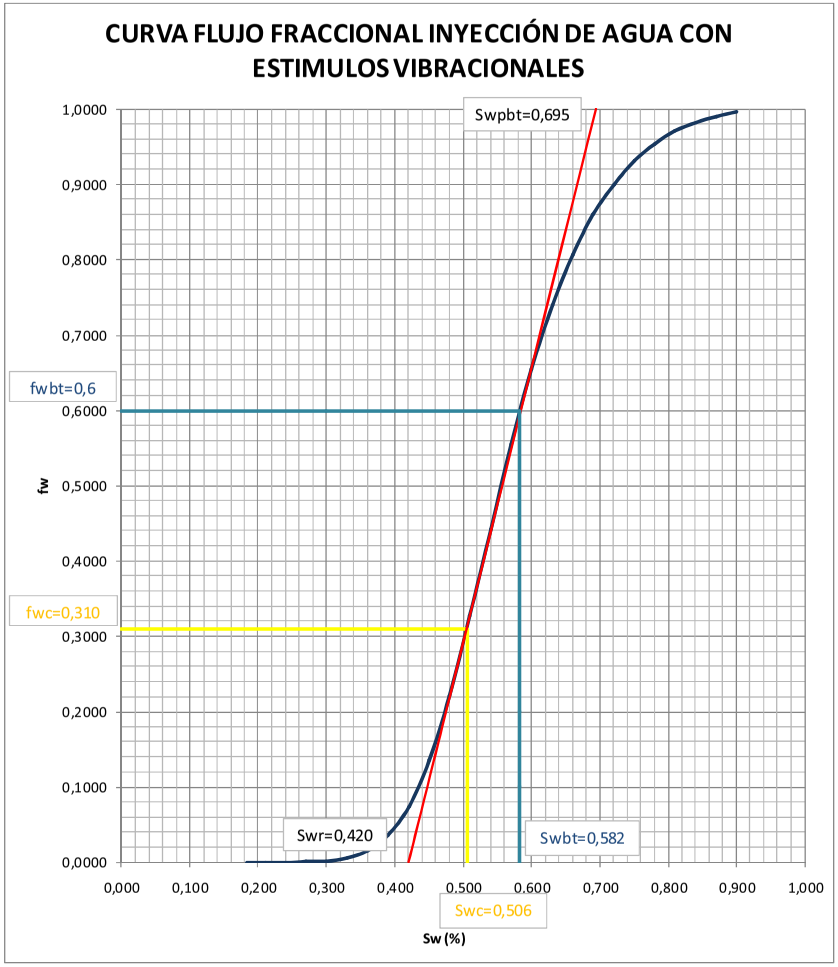


RESULTADOS ETAPA INICIAL CUADRANTE 2		
Vp	3216536,520	Bbl
Wpbt	104505,2716	Bbl
Wi=Qbt	335732,1154	Bbl
Npbt	210474,0978	BF
tbt	631,9465517	$Días$
qw	165,3704278	Bbl
qt	531,2666309	Bbl
WOR	0,311275767	%
Ni	1447822,055	BF
Rpbt	14,53729048	%
FASE SUBORDINADA CUADRANTE 2		
VD	883505,5669	Bbl

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

VALORES DE f_w VS S_w PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 2

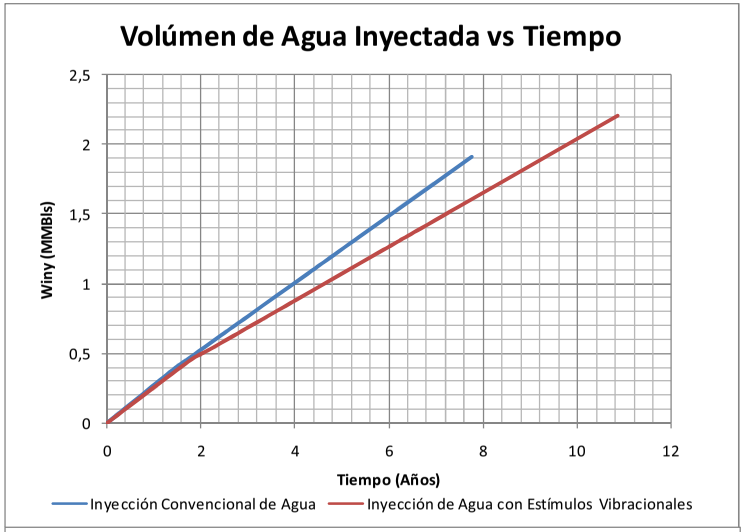
TABLA DE VALORES PARA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL					
m	Sw	krw	kro	fw	∂fw/∂Sw
	0,183	0,0000000	1,0000000	0,0000	
1,41	0,21	0,0000125	0,9269254	0,0000	0,00
1,54	0,24	0,0000287	0,8544134	0,0000	0,01
1,70	0,27	0,0001451	0,7829870	0,0004	0,03
1,90	0,30	0,0004586	0,7131265	0,0017	0,09
2,14	0,33	0,0011197	0,6452689	0,0058	0,23
2,43	0,36	0,0023219	0,5798084	0,0158	0,51
2,75	0,39	0,0043015	0,5170962	0,0365	0,98
3,09	0,42	0,0073382	0,4574403	0,0744	1,64
3,40	0,45	0,0117544	0,4011060	0,1351	2,44
3,63	0,48	0,0179155	0,3483154	0,2208	3,19
3,70	0,51	0,0262301	0,2992476	0,3267	3,69
3,32	0,54	0,0371496	0,2540388	0,4422	3,80
4,02	0,57	0,0511685	0,2127822	0,5548	3,55
3,61	0,60	0,0688243	0,1755279	0,6554	3,08
3,30	0,63	0,0906974	0,1422832	0,7396	2,53
3,01	0,66	0,1174112	0,1130120	0,8073	2,01
2,74	0,69	0,1496323	0,0876358	0,8602	1,56
2,50	0,72	0,1880700	0,0660325	0,9008	1,19
2,27	0,75	0,2334770	0,0480374	0,9316	0,90
2,08	0,78	0,2866484	0,0334427	0,9545	0,66
1,90	0,81	0,3484230	0,0219975	0,9713	0,48
1,74	0,84	0,4196820	0,0134081	0,9831	0,33
1,60	0,87	0,5013499	0,0073376	0,9910	0,21
	0,900	0,5943942	0,0034062	0,9959	

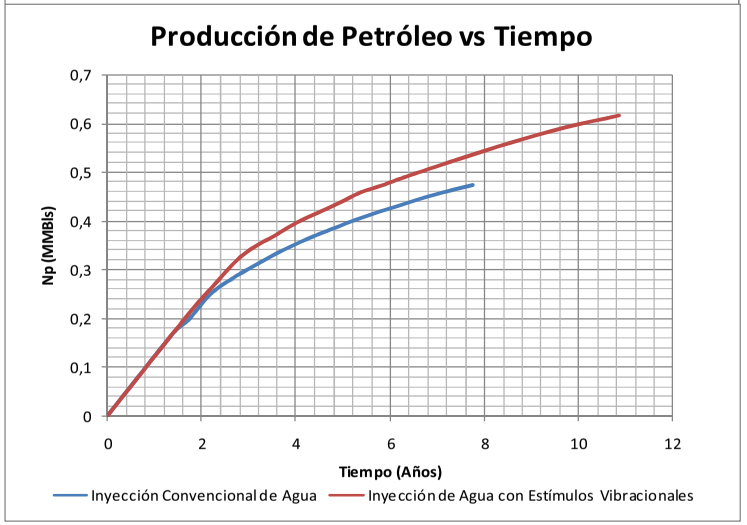


Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.10.3 COMPARACIÓN DE RESULTADOS CUADRANTE 2

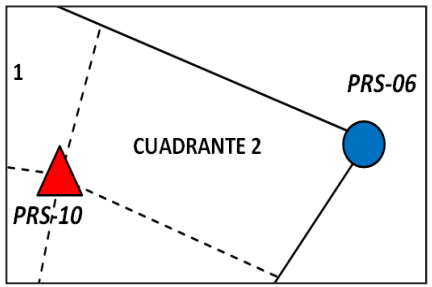
PREDICCIONES INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL					
Δt ($Días$)	Wi ($MMBbl$)	t ($Años$)	Np ($MMBF$)	Wp ($MMBbl$)	FR (%)
509,865	0,382	1,397	0,170	0,149	0,117
115,878	0,458	1,714	0,196	0,196	0,136
173,818	0,573	2,191	0,251	0,251	0,173
173,818	0,687	2,667	0,284	0,330	0,196
115,878	0,763	2,984	0,301	0,386	0,208
115,878	0,840	3,302	0,319	0,444	0,220
115,878	0,916	3,619	0,335	0,502	0,232
115,878	0,992	3,937	0,350	0,562	0,242
115,878	1,069	4,254	0,364	0,623	0,252
115,878	1,145	4,572	0,377	0,685	0,260
289,696	1,336	5,365	0,406	0,843	0,281
289,696	1,527	6,159	0,431	1,007	0,298
289,696	1,718	6,953	0,455	1,172	0,314
289,696	1,908	7,746	0,474	1,341	0,328
PREDICCIONES INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES					
Δt ($Días$)	Wi ($MMBbl$)	t ($Años$)	Np ($MMBF$)	Wp ($MMBbl$)	FR (%)
631,947	0,442	1,731	0,210	0,105	0,145
166,302	0,530	2,187	0,261	0,138	0,180
249,453	0,663	2,870	0,331	0,194	0,228
249,453	0,795	3,554	0,371	0,282	0,256
166,302	0,884	4,009	0,397	0,342	0,274
166,302	0,972	4,465	0,418	0,407	0,288
166,302	1,060	4,921	0,438	0,473	0,302
166,302	1,149	5,376	0,460	0,538	0,317
166,302	1,237	5,832	0,474	0,610	0,327
166,302	1,325	6,288	0,490	0,681	0,339
415,754	1,546	7,427	0,527	0,861	0,364
415,754	1,767	8,566	0,562	1,044	0,388
415,754	1,988	9,705	0,593	1,231	0,409
415,754	2,209	10,844	0,617	1,425	0,426

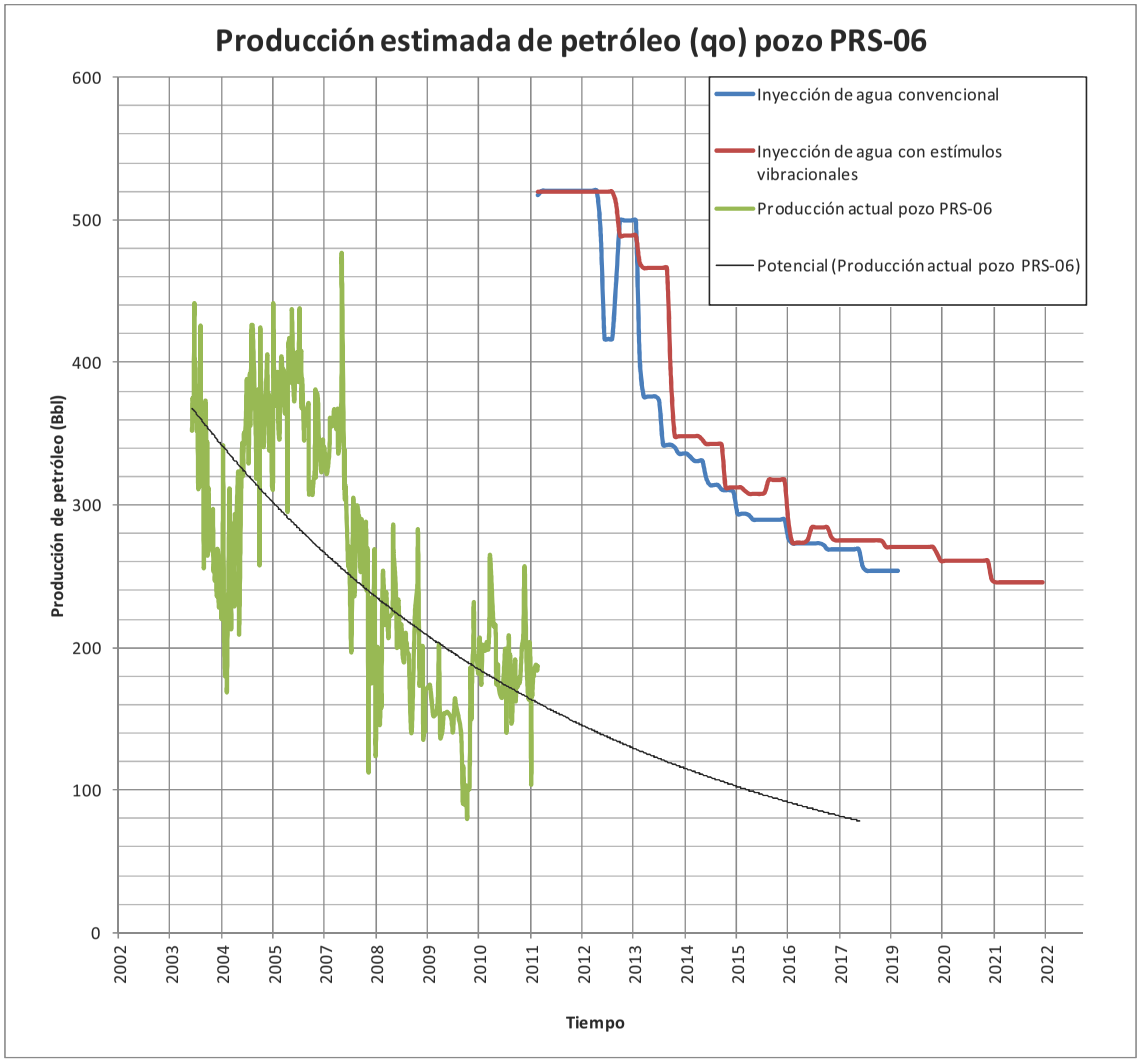




Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

PRODUCCIÓN ESTIMADA DE PETRÓLEO CUADRANTE 2

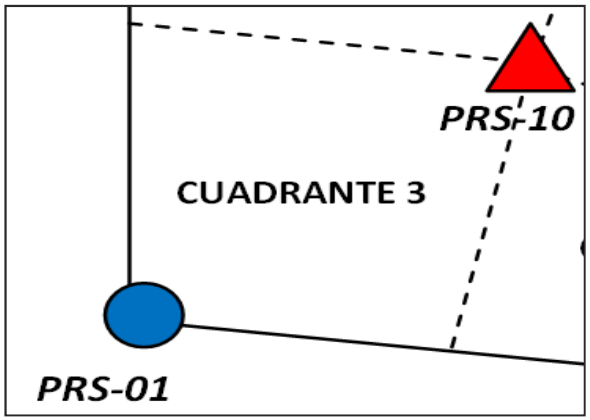




Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.10.4 RESUMEN DE PREDICCIÓN DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 3

DATOS CUADRANTE 3		
µo	2,869	cp
µw	0,280	cp
Swc	0,506	$fracción$
βo	1,099	Bbl/BF
φ	0,164	$fracción$
qo	254,012	$BPPD$
A	44,173	$acres$
h	69,479	ft
βw	1,042	Bbl/BF
qot	254,012	$BPPD$
POES	1594459,653	Bbl
k	66,000	md
BSW	0,243	$fracción$
qiny	250,000	$BAPD$
DATOS SECUNDARIOS CUADRANTE 3		
fwc	0,455	$fracción$
Swbt	0,540	$fracción$
fwbt	0,600	$fracción$
(∂fw/∂Sw)bt	3,950	$adimensional$
Swpbt	0,641	$fracción$
krw a Swpbt	0,104	$adimensional$
kro a Swc	0,300	$adimensional$
M	3,554	$adimensional$
Easbt	0,440	$fracción$
Swr	0,400	$fracción$
1/M	0,28	$adimensional$

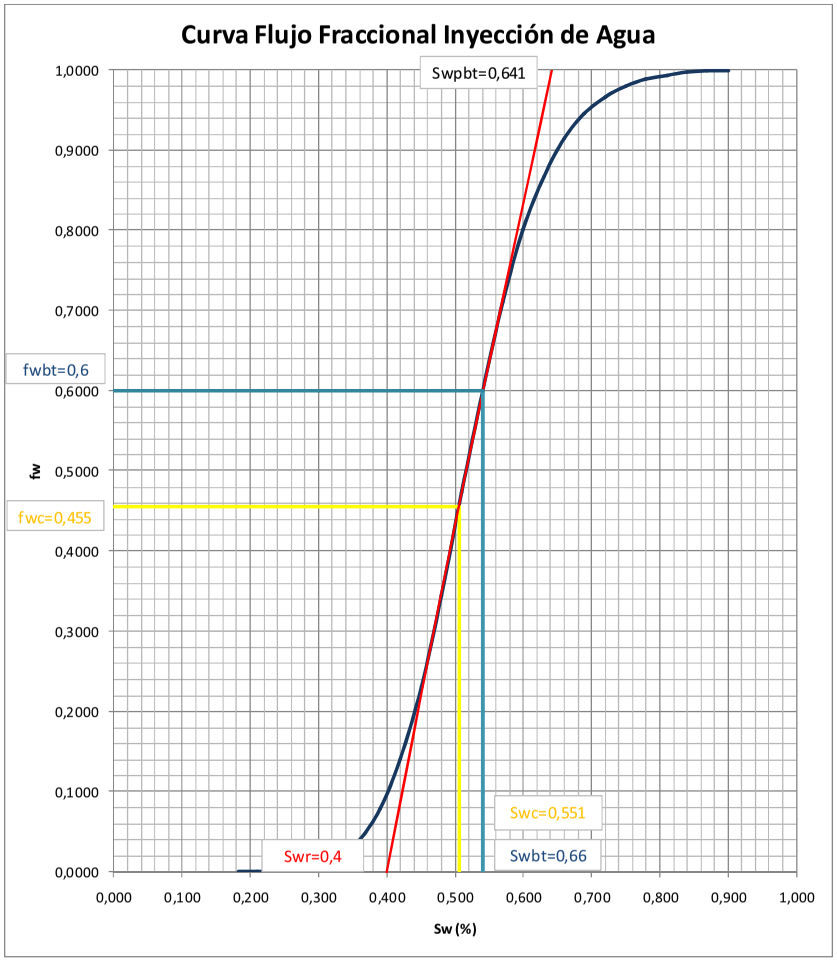


RESULTADOS ETAPA INICIAL CUADRANTE 3		
Vp	3904755,629	Bbl
Wpbt	181258,7563	Bbl
Wi=Qbt	414516,995	Bbl
Npbt	212323,1738	BF
tbt	835,8781511	$Días$
qw	216,8483003	Bbl
qt	495,9060056	Bbl
WOR	0,43727702	%
Ni	1757602,092	BF
Rpbt	12,08027543	%
FASE SUBORDINADA CUADRANTE 3		
VD	942084,0796	Bbl

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

VALORES DE f_w VS S_w PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 3

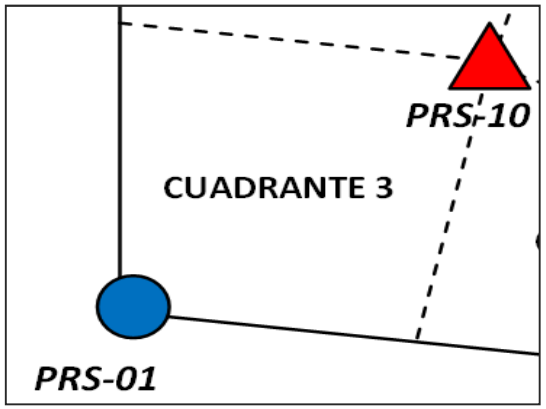
TABLA DE VALORES PARA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL					
m	**Sw**	**krw**	**kro**	**fw**	**∂fw/∂Sw**
	0,183	0,0000000	1,0000000	0,0000	
1,87	0,21	0,0000125	0,9269254	0,0001	0,01
2,05	0,24	0,0000287	0,8544134	0,0003	0,03
2,27	0,27	0,0001451	0,7829870	0,0019	0,10
2,52	0,30	0,0004586	0,7131265	0,0065	0,26
2,81	0,33	0,0011197	0,6452689	0,0175	0,55
3,14	0,36	0,0023219	0,5798084	0,0394	1,02
3,48	0,39	0,0043015	0,5170962	0,0785	1,70
3,80	0,42	0,0073382	0,4574403	0,1412	2,54
4,03	0,45	0,0117544	0,4011060	0,2309	3,40
4,13	0,48	0,0179155	0,3483154	0,3452	4,04
4,03	0,51	0,0262301	0,2992476	0,4732	4,24
3,53	0,54	0,0371496	0,2540388	0,5998	3,97
3,84	0,57	0,0511685	0,2127822	0,7113	3,35
3,31	0,60	0,0688243	0,1755279	0,8007	2,60
2,89	0,63	0,0906974	0,1422832	0,8672	1,89
2,52	0,66	0,1174112	0,1130120	0,9141	1,31
2,21	0,69	0,1496323	0,0876358	0,9459	0,88
1,94	0,72	0,1880700	0,0660325	0,9669	0,57
1,71	0,75	0,2334770	0,0480374	0,9803	0,36
1,53	0,78	0,2866484	0,0334427	0,9887	0,23
1,37	0,81	0,3484230	0,0219975	0,9939	0,14
1,24	0,84	0,4196820	0,0134081	0,9969	0,08
1,13	0,87	0,5013499	0,0073376	0,9986	0,04
	0,900	0,5943942	0,0034062	0,9994	



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.10.5 RESUMEN DE PREDICCIÓN DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 3

DATOS CUADRANTE 3		
µo	2,869	cp
µw	0,280	cp
Swc	0,506	$fracción$
βo	1,099	Bbl/BF
φ	0,164	$fracción$
qo	254,012	$BPPD$
A	44,173	$acres$
h	69,479	ft
βw	1,042	Bbl/BF
qot	254,012	$BPPD$
POES	1594459,653	Bbl
k	66,000	md
BSW	0,243	$fracción$
qiny	250,000	$BAPD$
DATOS SECUNDARIOS CUADRANTE 3		
fwc	0,010	$fracción$
Swbt	0,765	$fracción$
fwbt	0,820	$fracción$
(∂fw/∂Sw)bt	2,380	$adimensional$
Swpbt	0,841	$fracción$
krw a Swpbt	0,160	$adimensional$
kro a Swc	0,300	$adimensional$
M	5,465	$adimensional$
Easbt	0,380	$fracción$
Swr	0,400	$fracción$
1/M	0,183	$adimensional$
∇Pa	0,022	Psi/ft

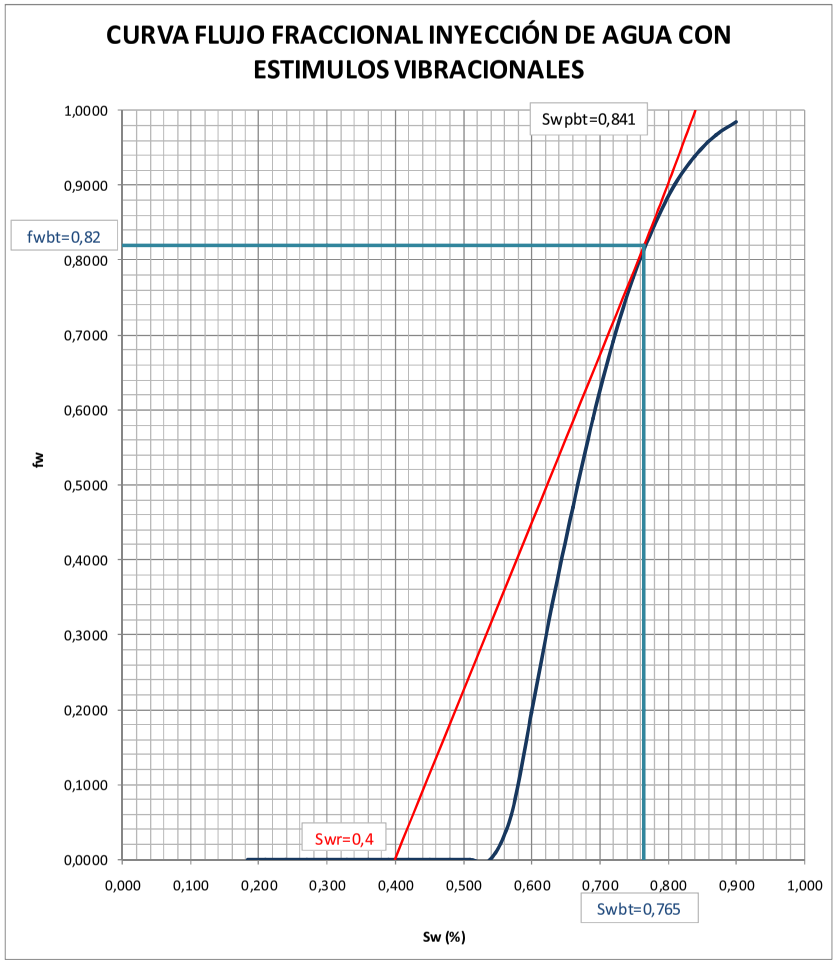


RESULTADOS ETAPA INICIAL CUADRANTE 3		
Vp	3904755,629	Bbl
Wpbt	156541,6532	Bbl
Wi=Qbt	653810,3138	Bbl
Npbt	452638,5041	BF
tbt	1781,956388	$Días$
qw	87,84819551	Bbl
qt	366,9059008	Bbl
WOR	0,23942977	%
Ni	1757602,092	BF
Rpbt	25,75318419	%
FASE SUBORDINADA CUADRANTE 3		
VD	1720553,457	Bbl

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

VALORES DE f_w VS S_w PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 3

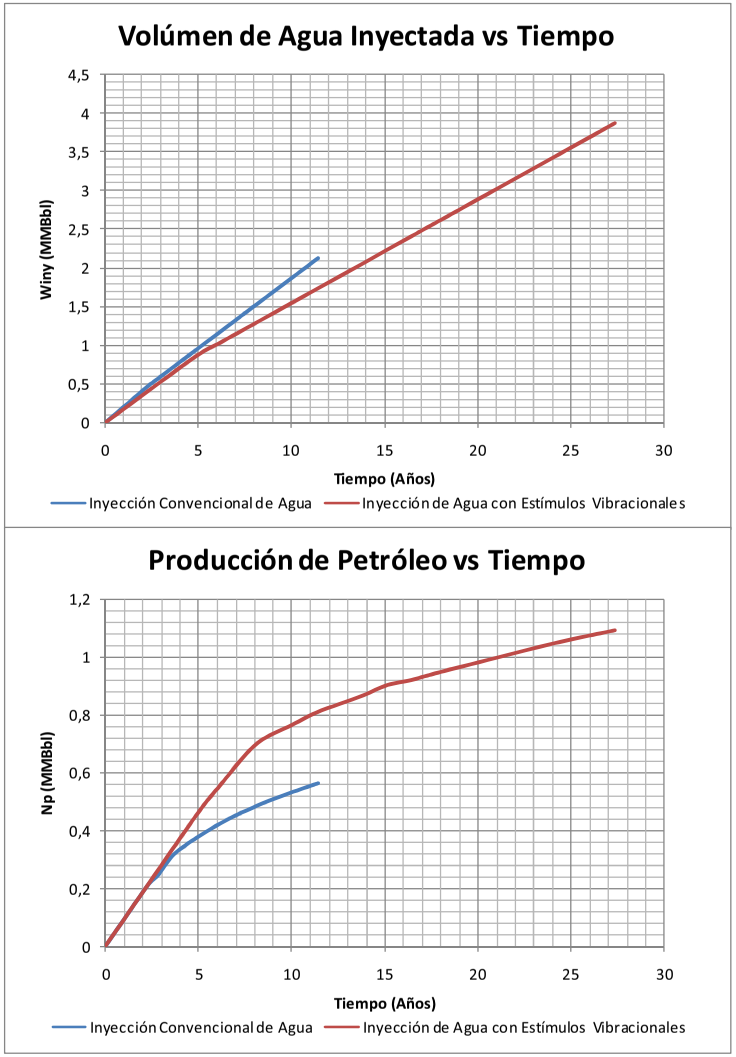
TABLA DE VALORES PARA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL					
m	Sw	krw	kro	fw	∂fw/∂Sw
	0,183	0,0000000	1,0000000	0,0000	
0,03	0,21	0,0000125	0,9269254	0,0000	0,00
0,03	0,24	0,0000287	0,8544134	0,0000	0,00
0,04	0,27	0,0001451	0,7829870	0,0000	0,00
0,04	0,30	0,0004586	0,7131265	0,0000	0,00
0,05	0,33	0,0011197	0,6452689	0,0000	0,00
0,05	0,36	0,0023219	0,5798084	0,0000	0,00
0,06	0,39	0,0043015	0,5170962	0,0000	0,00
0,08	0,42	0,0073382	0,4574403	0,0000	0,00
0,10	0,45	0,0117544	0,4011060	0,0000	0,00
0,14	0,48	0,0179155	0,3483154	0,0000	0,00
0,24	0,51	0,0262301	0,2992476	0,0000	0,00
0,88	0,54	0,0371496	0,2540388	0,0000	1,01
2,73	0,57	0,0511685	0,2127822	0,0607	3,28
3,84	0,60	0,0688243	0,1755279	0,1966	4,60
4,16	0,63	0,0906974	0,1422832	0,3368	4,56
4,24	0,66	0,1174112	0,1130120	0,4701	4,21
4,18	0,69	0,1496323	0,0876358	0,5896	3,71
4,05	0,72	0,1880700	0,0660325	0,6924	3,14
3,87	0,75	0,2334770	0,0480374	0,7779	2,57
3,66	0,78	0,2866484	0,0334427	0,8466	2,03
3,44	0,81	0,3484230	0,0219975	0,8999	1,55
3,22	0,84	0,4196820	0,0134081	0,9394	1,12
3,00	0,87	0,5013499	0,0073376	0,9671	0,76
	0,900	0,5943942	0,0034062	0,9848	



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

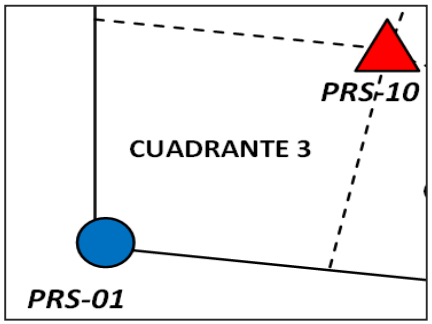
ANEXO 4.10.6 COMPARACIÓN DE RESULTADOS CUADRANTE 3

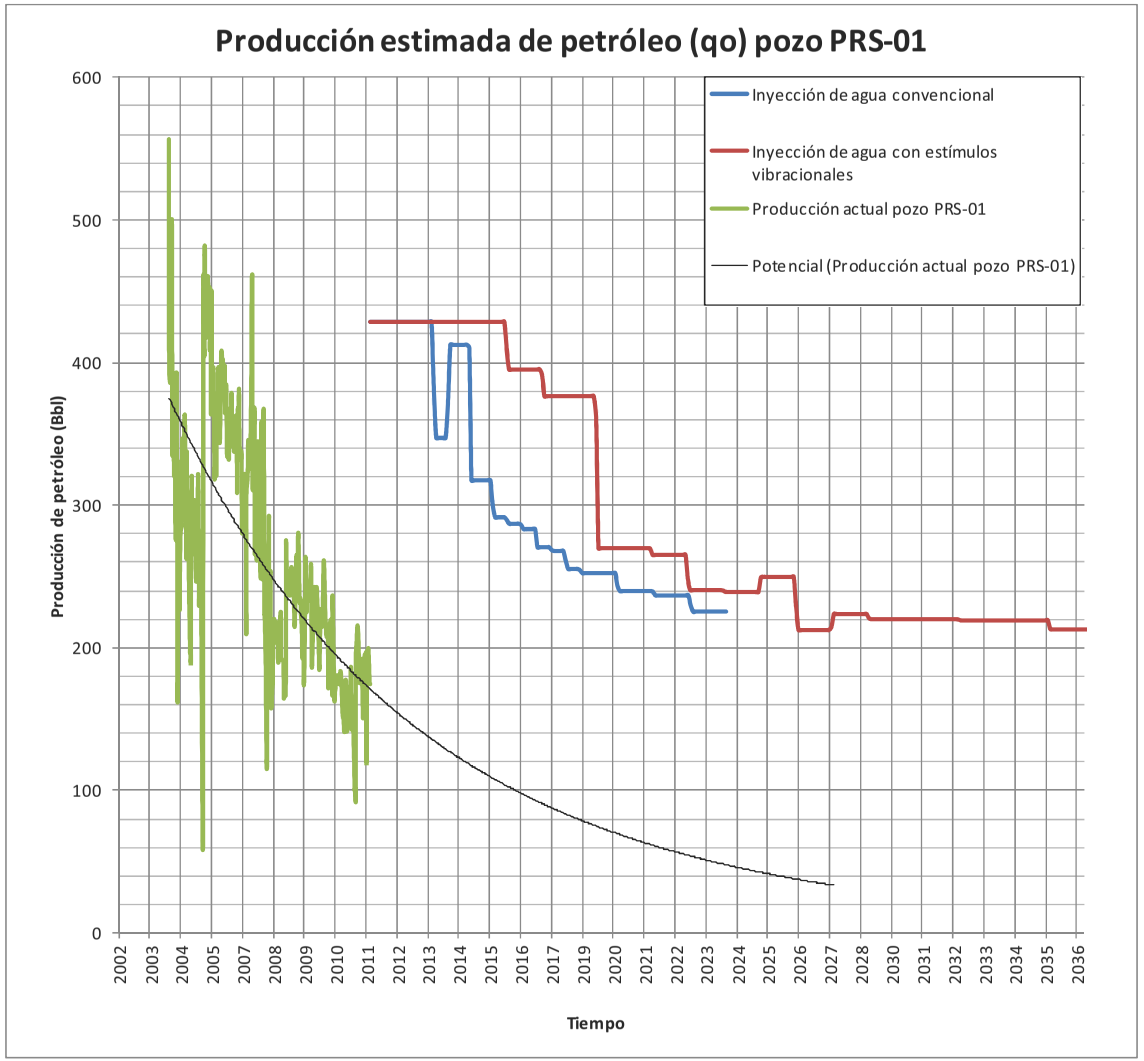
PREDICCIONES INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL					
Δt (Días)	Wi ($MMBbl$)	t ($Años$)	Np ($MMBF$)	Wp ($MMBbl$)	FR (%)
835,878	0,471	2,290	0,212	0,181	0,121
189,972	0,565	2,811	0,245	0,240	0,139
284,958	0,707	3,591	0,313	0,306	0,178
284,958	0,848	4,372	0,353	0,403	0,201
189,972	0,942	4,892	0,376	0,473	0,214
189,972	1,036	5,413	0,397	0,544	0,226
189,972	1,131	5,933	0,417	0,616	0,237
189,972	1,225	6,454	0,435	0,690	0,248
189,972	1,319	6,974	0,453	0,765	0,258
189,972	1,413	7,495	0,468	0,842	0,266
474,931	1,649	8,796	0,505	1,038	0,287
474,931	1,884	10,097	0,535	1,239	0,305
474,931	2,120	11,398	0,565	1,443	0,321
474,931	2,355	12,700	0,588	1,652	0,335
PREDICCIONES INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES					
Δt ($Días$)	Wi ($MMBbl$)	t ($Años$)	Np ($MMBF$)	Wp ($MMBbl$)	FR (%)
1781,956	0,860	4,882	0,453	0,157	0,258
468,936	1,032	6,167	0,556	0,215	0,316
703,404	1,290	8,094	0,698	0,317	0,397
703,404	1,548	10,021	0,765	0,502	0,435
468,936	1,721	11,306	0,807	0,627	0,459
468,936	1,893	12,591	0,838	0,766	0,477
468,936	2,065	13,875	0,868	0,905	0,494
468,936	2,237	15,160	0,903	1,038	0,514
468,936	2,409	16,445	0,920	1,191	0,524
468,936	2,581	17,730	0,943	1,338	0,537
1172,340	3,011	20,942	0,996	1,710	0,567
1172,340	3,441	24,153	1,048	2,083	0,596
1172,340	3,871	27,365	1,092	2,465	0,621
1172,340	4,301	30,577	1,123	2,861	0,639



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

PRODUCCIÓN ESTIMADA DE PETRÓLEO CUADRANTE 3

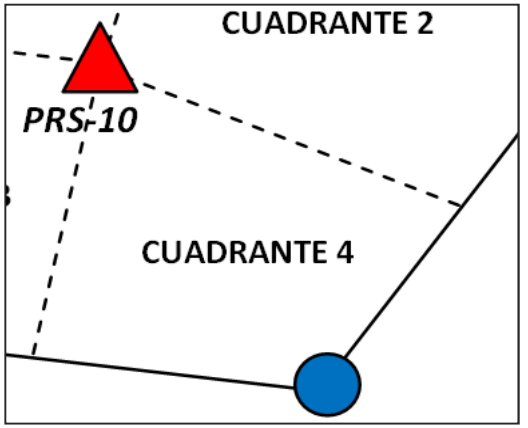




Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.10.7 RESUMEN DE PREDICCIÓN DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 4

DATOS CUADRANTE 4		
µo	2,869	cp
µw	0,280	cp
Swc	0,506	$fracción$
βo	1,099	Bbl/BF
φ	0,149	$fracción$
qo	202,724	$BPPD$
A	34,629	$acres$
h	74,284	ft
βw	1,042	Bbl/BF
qot	202,724	$BPPD$
POES	1214170,789	Bbl
k	19,500	md
BSW	0,243	$fracción$
qiny	250,000	$BAPD$
DATOS SECUNDARIOS CUADRANTE 4		
fwc	0,455	$fracción$
Swbt	0,530	$fracción$
fwbt	0,560	$fracción$
(∂fw/∂Sw)bt	4,200	$adimensional$
Swpbt	0,635	$fracción$
krw a Swpbt	0,104	$adimensional$
kro a Swc	0,300	$adimensional$
M	3,554	$adimensional$
Easbt	0,440	$fracción$
Swr	0,392	$fracción$
1/M	0,28	$adimensional$

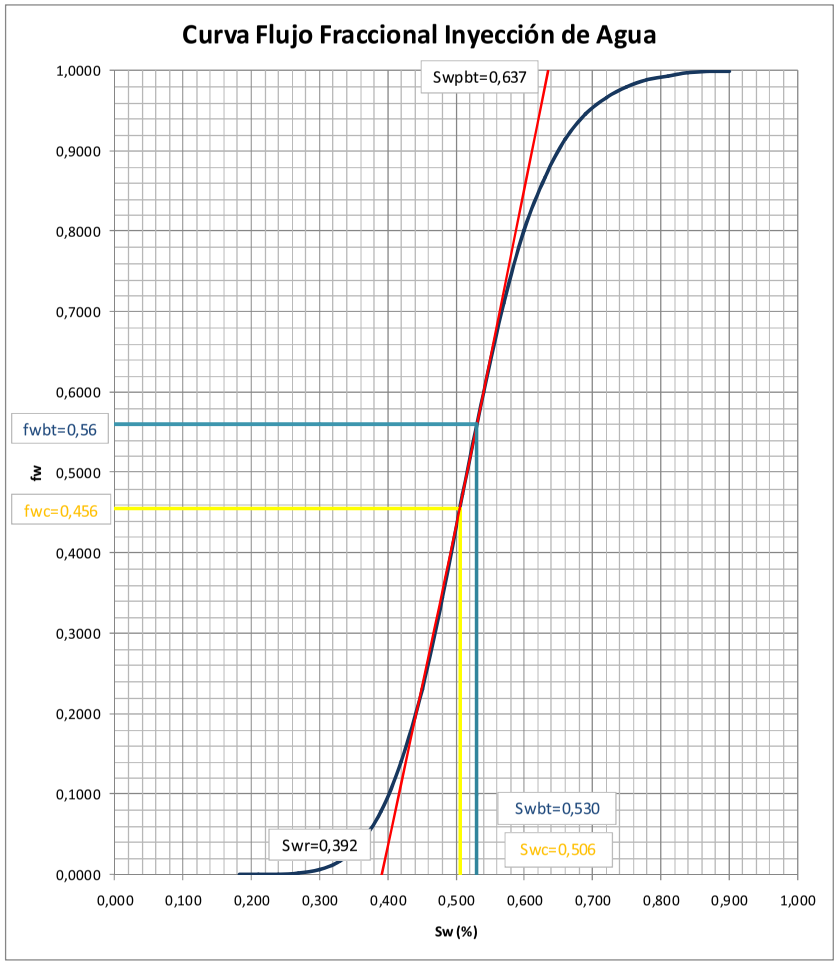


RESULTADOS ETAPA INICIAL CUADRANTE 4		
Vp	2973446,342	Bbl
Wpbt	148493,9103	Bbl
Wi=Qbt	317609,379	Bbl
Npbt	153937,2553	BF
tbt	759,3438439	$Días$
qw	195,5555596	Bbl
qt	418,2681951	Bbl
WOR	0,467536289	%
Ni	1338402,709	BF
Rpbt	11,50156483	%
FASE SUBORDINADA CUADRANTE 4		
VD	721839,4978	Bbl

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

VALORES DE f_w VS S_w PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL CUADRANTE 4

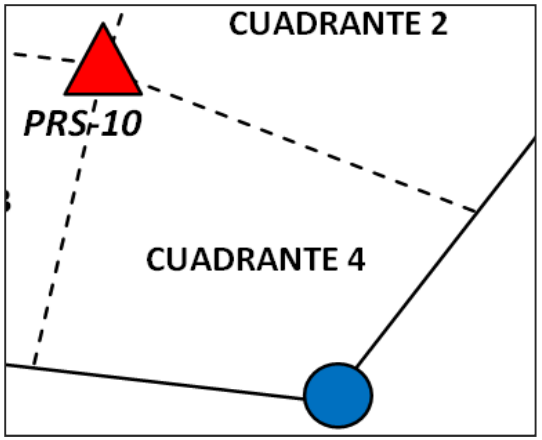
TABLA DE VALORES PARA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL					
m	**Sw**	**krw**	**kro**	**fw**	**∂fw/∂Sw**
	0,183	0,0000000	1,0000000	0,0000	
1,87	0,21	0,0000125	0,9269254	0,0001	0,01
2,05	0,24	0,0000287	0,8544134	0,0003	0,03
2,27	0,27	0,0001451	0,7829870	0,0019	0,10
2,52	0,30	0,0004586	0,7131265	0,0065	0,26
2,81	0,33	0,0011197	0,6452689	0,0175	0,55
3,14	0,36	0,0023219	0,5798084	0,0394	1,02
3,48	0,39	0,0043015	0,5170962	0,0785	1,70
3,80	0,42	0,0073382	0,4574403	0,1412	2,54
4,03	0,45	0,0117544	0,4011060	0,2309	3,40
4,13	0,48	0,0179155	0,3483154	0,3452	4,04
4,03	0,51	0,0262301	0,2992476	0,4732	4,24
3,53	0,54	0,0371496	0,2540388	0,5998	3,97
3,84	0,57	0,0511685	0,2127822	0,7113	3,35
3,31	0,60	0,0688243	0,1755279	0,8007	2,60
2,89	0,63	0,0906974	0,1422832	0,8672	1,89
2,52	0,66	0,1174112	0,1130120	0,9141	1,31
2,21	0,69	0,1496323	0,0876358	0,9459	0,88
1,94	0,72	0,1880700	0,0660325	0,9669	0,57
1,71	0,75	0,2334770	0,0480374	0,9803	0,36
1,53	0,78	0,2866484	0,0334427	0,9887	0,23
1,37	0,81	0,3484230	0,0219975	0,9939	0,14
1,24	0,84	0,4196820	0,0134081	0,9969	0,08
1,13	0,87	0,5013499	0,0073376	0,9986	0,04
	0,900	0,5943942	0,0034062	0,9994	



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.10.8 RESUMEN DE PREDICCIÓN DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 4

DATOS CUADRANTE 4		
µo	2,869	cp
µw	0,280	cp
Swc	0,506	$fracción$
βo	1,099	Bbl/BF
φ	0,149	$fracción$
qo	202,724	$BPPD$
A	34,629	$acres$
h	74,284	ft
βw	1,042	Bbl/BF
qot	202,724	$BPPD$
POES	1214170,789	Bbl
k	19,500	md
BSW	0,243	$fracción$
qiny	250,000	$BAPD$
DATOS SECUNDARIOS CUADRANTE 4		
fwc	0,325	$fracción$
Swbt	0,590	$fracción$
fwbt	0,640	$fracción$
(∂fw/∂Sw)bt	3,750	$adimensional$
Swpbt	0,686	$fracción$
krw a Swpbt	0,160	$adimensional$
kro a Swc	0,300	$adimensional$
M	5,465	$adimensional$
Easbt	0,380	$fracción$
Swr	0,425	$fracción$
1/M	0,183	$adimensional$
∇Pa	0,020	Psi/ft

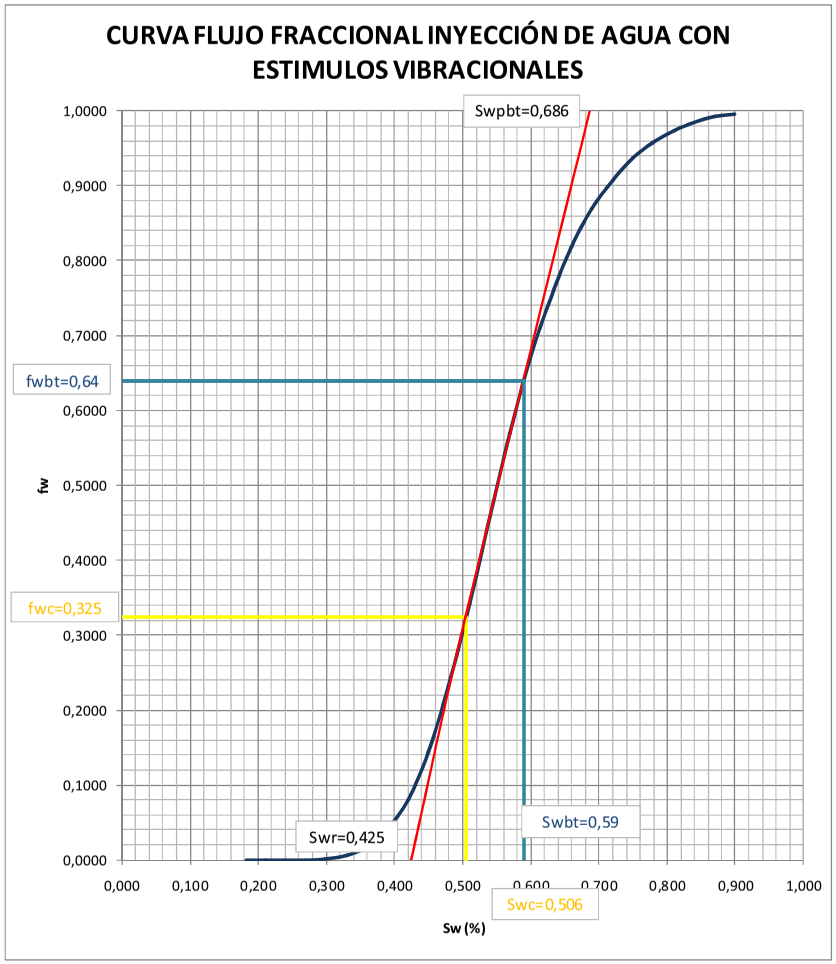


RESULTADOS ETAPA INICIAL CUADRANTE 4		
Vp	2973446,342	Bbl
Wpbt	90957,72361	Bbl
Wi=Qbt	294906,4082	Bbl
Npbt	185644,1695	BF
tbt	915,7481532	$Días$
qw	99,32613382	Bbl
qt	322,0387693	Bbl
WOR	0,308429119	%
Ni	1338402,709	BF
Rpbt	13,87057634	%
FASE SUBORDINADA CUADRANTE 4		
VD	776069,4954	Bbl

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

VALORES DE f_w VS S_w PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES CUADRANTE 4

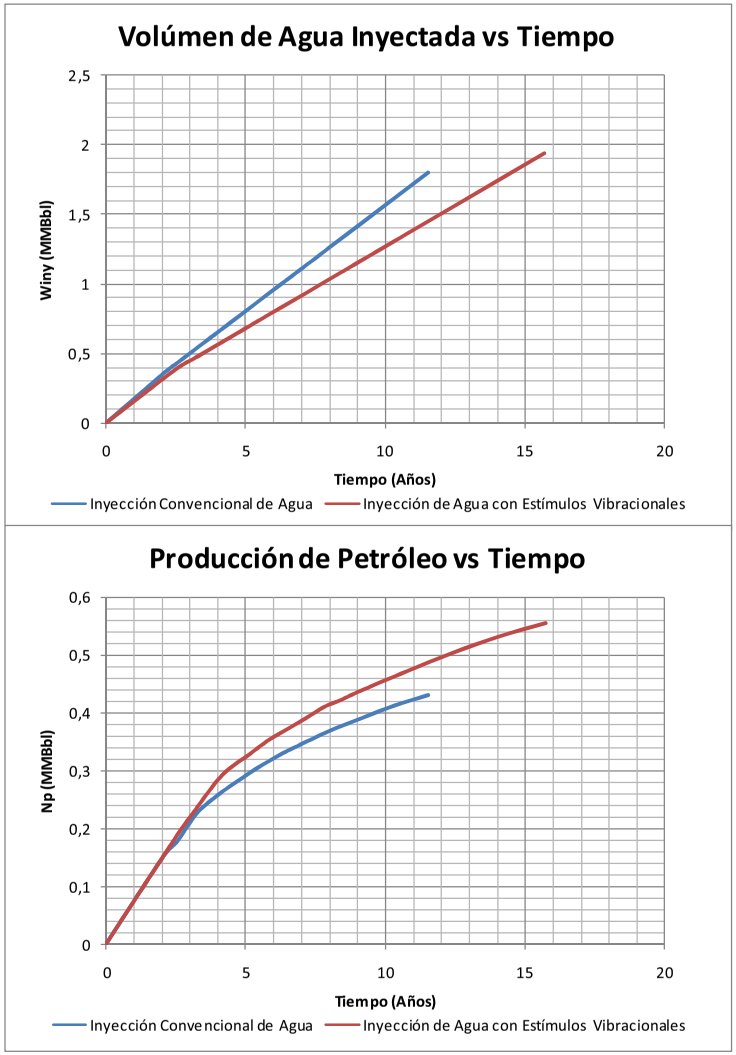
TABLA DE VALORES PARA CURVA DE FLUJO FRACCIONAL					
m	Sw	krw	kro	fw	∂fw/∂Sw
	0,183	0,0000000	1,0000000	0,0000	
1,47	0,21	0,0000125	0,9269254	0,0000	0,00
1,61	0,24	0,0000287	0,8544134	0,0001	0,01
1,78	0,27	0,0001451	0,7829870	0,0005	0,04
1,99	0,30	0,0004586	0,7131265	0,0022	0,11
2,23	0,33	0,0011197	0,6452689	0,0070	0,27
2,53	0,36	0,0023219	0,5798084	0,0181	0,56
2,85	0,39	0,0043015	0,5170962	0,0407	1,05
3,20	0,42	0,0073382	0,4574403	0,0810	1,73
3,52	0,45	0,0117544	0,4011060	0,1447	2,54
3,76	0,48	0,0179155	0,3483154	0,2332	3,28
3,87	0,51	0,0262301	0,2992476	0,3413	3,74
3,83	0,54	0,0371496	0,2540388	0,4579	3,82
3,70	0,57	0,0511685	0,2127822	0,5704	3,53
3,46	0,60	0,0688243	0,1755279	0,6698	3,03
3,19	0,63	0,0906974	0,1422832	0,7523	2,47
2,91	0,66	0,1174112	0,1130120	0,8179	1,94
2,65	0,69	0,1496323	0,0876358	0,8687	1,49
2,41	0,72	0,1880700	0,0660325	0,9074	1,13
2,19	0,75	0,2334770	0,0480374	0,9365	0,84
2,00	0,78	0,2866484	0,0334427	0,9580	0,62
1,83	0,81	0,3484230	0,0219975	0,9735	0,44
1,67	0,84	0,4196820	0,0134081	0,9844	0,30
1,54	0,87	0,5013499	0,0073376	0,9918	0,20
	0,900	0,5943942	0,0034062	0,9963	



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

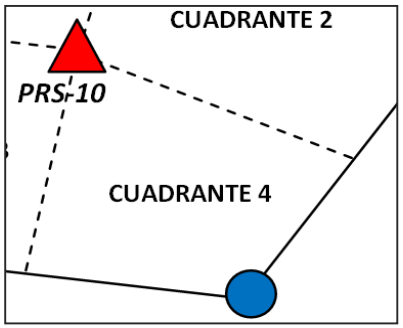
ANEXO 4.10.9 COMPARACIÓN DE RESULTADOS CUADRANTE 4

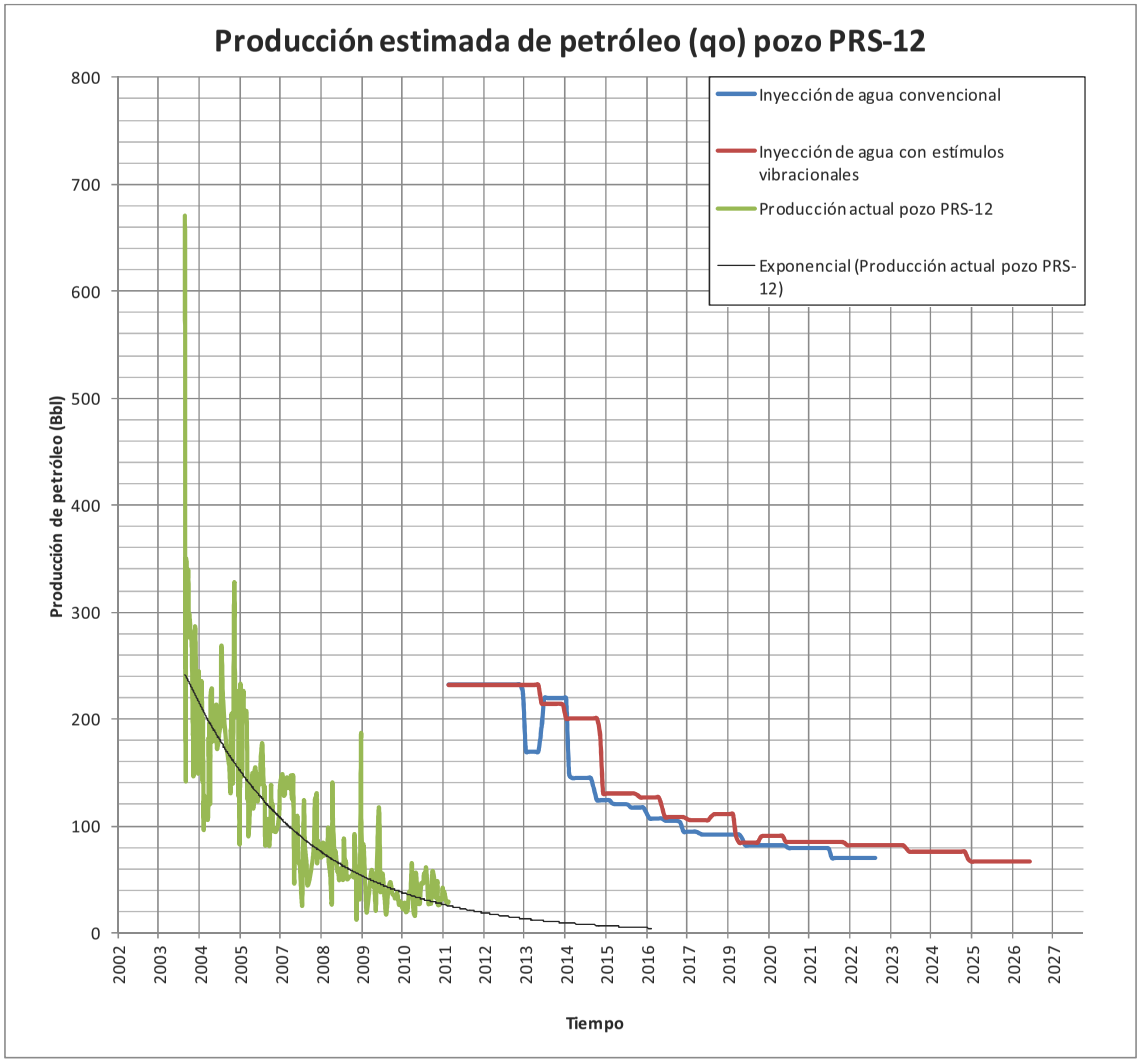
PREDICCIONES INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL					
Δt ($Días$)	Wi ($MMBbl$)	t ($Años$)	Np ($MMBF$)	Wp ($MMBbl$)	FR (%)
759,344	0,361	2,080	0,154	0,148	0,115
172,578	0,433	2,553	0,178	0,194	0,133
258,867	0,541	3,262	0,227	0,248	0,170
258,867	0,650	3,972	0,257	0,324	0,192
172,578	0,722	4,444	0,274	0,378	0,204
172,578	0,794	4,917	0,289	0,433	0,216
172,578	0,866	5,390	0,305	0,488	0,228
172,578	0,938	5,863	0,318	0,546	0,238
172,578	1,011	6,336	0,331	0,604	0,247
172,578	1,083	6,809	0,342	0,663	0,256
431,445	1,263	7,991	0,369	0,814	0,276
431,445	1,444	9,173	0,392	0,969	0,293
431,445	1,624	10,355	0,414	1,126	0,309
431,445	1,805	11,537	0,432	1,287	0,323
PREDICCIONES INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES					
Δt ($Días$)	Wi ($MMBbl$)	t ($Años$)	Np ($MMBF$)	Wp ($MMBbl$)	FR (%)
915,748	0,388	2,509	0,186	0,091	0,139
240,986	0,466	3,169	0,230	0,120	0,172
361,480	0,582	4,159	0,292	0,168	0,218
361,480	0,698	5,150	0,329	0,244	0,246
240,986	0,776	5,810	0,352	0,296	0,263
240,986	0,854	6,470	0,371	0,352	0,278
240,986	0,931	7,131	0,390	0,410	0,291
240,986	1,009	7,791	0,410	0,466	0,306
240,986	1,086	8,451	0,423	0,529	0,316
240,986	1,164	9,111	0,438	0,590	0,327
602,466	1,358	10,762	0,472	0,747	0,352
602,466	1,552	12,412	0,504	0,906	0,376
602,466	1,746	14,063	0,532	1,069	0,397
602,466	1,940	15,714	0,555	1,238	0,414



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

PRODUCCIÓN ESTIMADA DE PETRÓLEO CUADRANTE 4

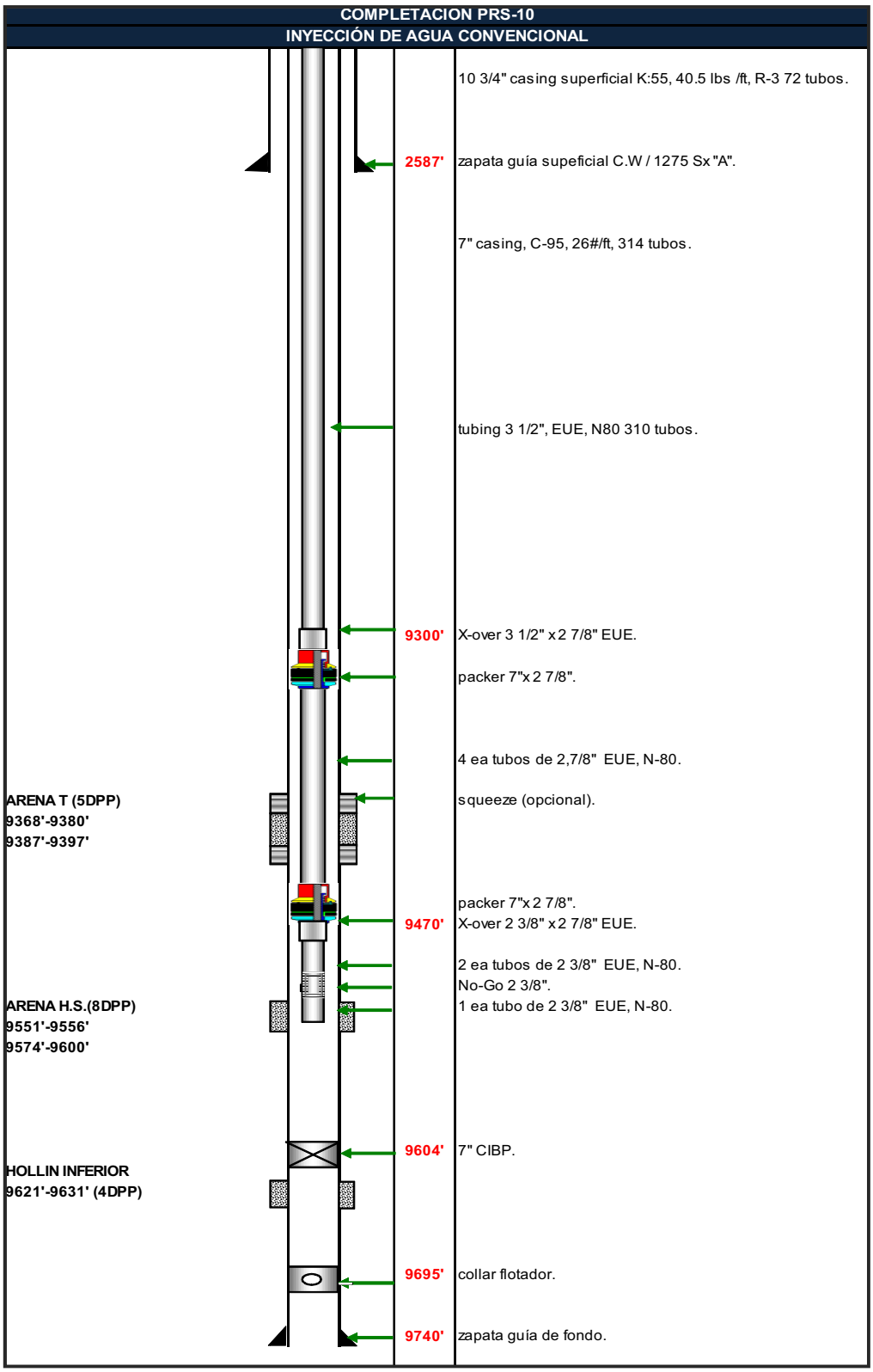




Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.11 COMPLETACIONES Y PLAN DE OPERACIÓN PARA REACONDICIONAMIENTO DEL POZO PRS-10

ANEXO 4.11.1 COMPLETACIÓN DEL POZO PRS-10 PARA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.11.2 OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO PARA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL

1. Mover torre de reacondicionamiento a la locación.
2. Controlar el pozo con agua del sistema de inyección filtrada, tratada con químicos, estabilizadores, inhibidores de arcilla y bactericidas.
3. Armar BOP probar con 3000 Psi, armar la cuadra subestructura y nivelar subestructura.
4. Desasentar packers y sacar tubería de 2 7/8", tensionando hasta 140000 lbf.
5. Sacar tramo por tramo el aparejo de producción hasta superficie. Sacar tubería de 3 ½" por paradas a superficie.
6. Bajar BHA de prueba en tubería de 2 7/8" con RPB y compressure packer, para realizar prueba de inyectividad con agua tratada.
7. Bajar retenedor de cemento. Asentar RBP y compressure packer a+/- 9470" realizar squeeze en la formación T. (Opcionalmente se puede asentar packers para aislar la zona T).
8. Asentar herramientas de evaluación (RPB y compressure packer).
9. Recuperar elementos de presión, controlar pozo. Desasentar compressure packer, recuperar RPB, sacar BHA de evaluación.
10. Con cable eléctrico correr registro de cemento CBL-VDL-GR para comprobar el estado del cemento y poder realizar la inyección satisfactoriamente sin inconvenientes de filtración del agua.
11. A +/- 9300' y 9470' asentar packers respectivamente para aislar la zona T. (Opcionalmente se puede realizar squeeze en la formación T).

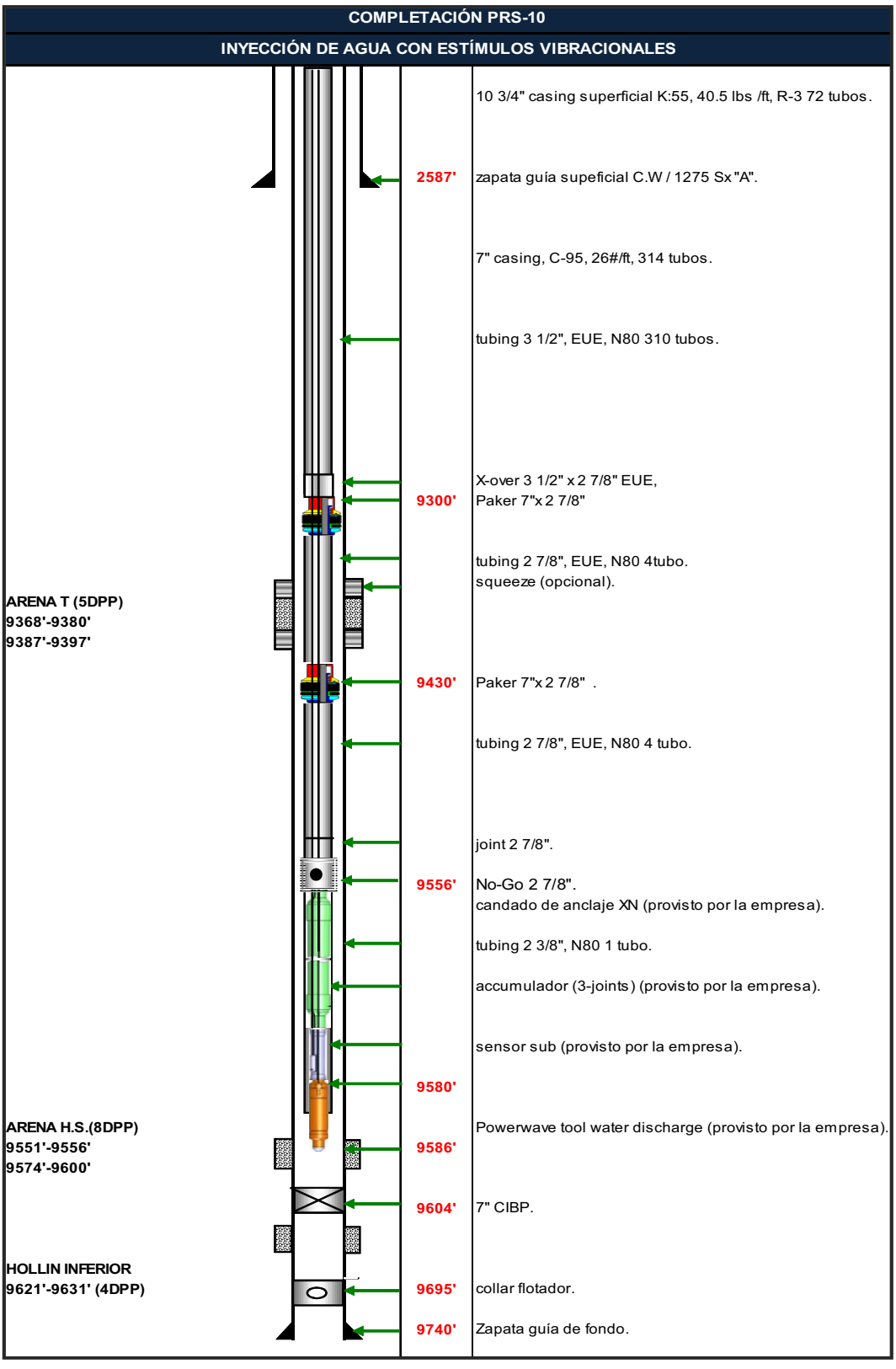
12. Se baja la nueva completación y se acopla la bomba de inyección en superficie que tendrá una presión de fondo de 5000 Psi y una presión de cabeza de 756 Psi. Se arma cabezal.

13. Se prueba la tubería con una presión inicial.

14. Se prueba circulación para verificar que no hay ninguna obstrucción. Para lo que se realizar prueba de inyección con 10 Bbl.

15. Termina operaciones en el PRS-10.

ANEXO 4.11.3 COMPLETACIÓN DEL POZO PRS-10 PARA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES



Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 4.11.4 OPERACIONES DE REACONDICIONAMEINTO PARA INYECCIÓN DE AGUA CON ESTÍMULOS VIBRACIONALES

1. Mover torre de reacondicionamiento a la locación.
2. Controlar el pozo con agua del sistema de inyección filtrada, tratada con químicos, estabilizadores, inhibidores de arcilla y bactericidas.
3. Armar BOP probar con 3000 Psi, armar la cuadra subestructura y nivelar subestructura.
4. Sacar tubería de 3 1/2", DV Tool, camisa y No-Go.
5. Desasentar packers tensionando hasta 140000 lbf. Una vez liberados los packers circular un ciclo completo con salmuera hasta homogenizar retornos.
6. Sacar tramo por tramo el aparejo de producción hasta superficie (tubería de 2 7/8" por paradas a superficie).
7. Bajar BHA de prueba en tubería de 2 7/8" con RPB y compressure packer, para realizar prueba de inyectividad con agua tratada.
8. Asentar herramientas de evaluación (RPB y compressure packer)
9. Recuperar elementos de presión, controlar pozo. Desasentar compressure packer, recuperar RPB, sacar BHA de evaluación.
10. Con cable eléctrico correr registro de cemento CBL-VDL-GR para comprobar el estado del cemento para poder realizar la inyección satisfactoriamente.
11. A +/- 9300' y 9470' asentar packers para aislar la zona T (Opcionalmente se puede realizar squeeze para aislar esta zona).
12. Armar ensamblaje de fondo (inyección convencional). Bajar con velocidad controlada.

13. Se ancla la herramienta Powerwave, usando un candado de anclaje de tipo XN. Si no se posee el No-Go de anclaje es posible asentar un packer inflable provisto por la empresa.

14. Acoplar el equipo de superficie provisto por la empresa.

15. Se prueba la tubería con una presión inicial.

16. Realizar prueba de inyección con 10 Bbl según programa.

17. Se prueba circulación para verificar que no hay ninguna obstrucción.

18. Termina operaciones en el PRS-10.

ANEXO 5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA CADA ESCENARIO

ANEXO 5.1.1 RESULTADOS DE LAS PREDICCIONES TOTAL Y POR CUADRANTE PARA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL

t (meses)	Cuadrante 1			Cuadrante 2			Cuadrante 3			Cuadrante 4			Total		
	Np (Bls/mes)	Wp (Bls/mes)	Wi (Bls/mes)	Np (Bls/mes)	Wp (Bls/mes)	Wi (Bls/mes)	Np (Bls/mes)	Wp (Bls/mes)	Wi (Bls/mes)	Np (Bls/mes)	Wp (Bls/mes)	Wi (Bls/mes)	Np (Bls/mes)	Wp (Bls/mes)	Wi (Bls/mes)
0															
1	11044,84	9330,68	24391,53	10158,23	8931,79	22831,39	7747,37	6613,87	17187,65	6183,08	5964,44	14496,80	35133,52	30840,79	78907,36
2	11044,84	9330,68	24391,53	10158,23	8931,79	22831,39	7747,37	6613,87	17187,65	6183,08	5964,44	14496,80	35133,52	30840,79	78907,36
3	11044,84	9330,68	24391,53	10158,23	8931,79	22831,39	7747,37	6613,87	17187,65	6183,08	5964,44	14496,80	35133,52	30840,79	78907,36
4	11044,84	9330,68	24391,53	10158,23	8931,79	22831,39	7747,37	6613,87	17187,65	6183,08	5964,44	14496,80	35133,52	30840,79	78907,36
5	11044,84	9330,68	24391,53	10158,23	8931,79	22831,39	7747,37	6613,87	17187,65	6183,08	5964,44	14496,80	35133,52	30840,79	78907,36
6	11044,84	9330,68	24391,53	10158,23	8931,79	22831,39	7747,37	6613,87	17187,65	6183,08	5964,44	14496,80	35133,52	30840,79	78907,36
7	11044,84	9330,68	24391,53	10158,23	8931,79	22831,39	7747,37	6613,87	17187,65	6183,08	5964,44	14496,80	35133,52	30840,79	78907,36
8	11044,84	9330,68	24391,53	10158,23	8931,79	22831,39	7747,37	6613,87	17187,65	6183,08	5964,44	14496,80	35133,52	30840,79	78907,36
9	11044,84	9330,68	24391,53	10158,23	8931,79	22831,39	7747,37	6613,87	17187,65	6183,08	5964,44	14496,80	35133,52	30840,79	78907,36
10	11044,84	9330,68	24391,53	10158,23	8931,79	22831,39	7747,37	6613,87	17187,65	6183,08	5964,44	14496,80	35133,52	30840,79	78907,36
11	11044,84	9330,68	24391,53	10158,23	8931,79	22831,39	7747,37	6613,87	17187,65	6183,08	5964,44	14496,80	35133,52	30840,79	78907,36
12	11044,84	9330,68	24391,53	10158,23	8931,79	22831,39	7747,37	6613,87	17187,65	6183,08	5964,44	14496,80	35133,52	30840,79	78907,36
24	7352,06	13387,57	21464,54	9524,86	9627,61	20091,62	7747,37	6613,87	17187,65	6183,08	5964,44	14496,80	30807,37	35593,50	78907,36
36	6103,42	14759,32	21464,54	4674,85	14955,84	20091,62	7253,36	7156,60	15125,13	5799,30	6386,07	12757,18	23830,93	43257,82	78907,36
48	4775,13	16218,59	21464,54	3772,20	15947,48	20091,62	4342,52	10354,44	15125,13	3228,46	9210,40	12757,18	16118,30	51730,91	78907,36
60	3958,39	17115,86	21464,54	3130,04	16652,96	20091,62	3411,97	11376,74	15125,13	2684,56	9807,92	12757,18	13184,97	54953,47	78907,36
72	3287,68	17852,70	21464,54	2623,64	17209,30	20091,62	2909,25	11929,03	15125,13	2305,16	10224,73	12757,18	8502,09	40006,46	78907,36
84	2748,52	18445,02	21464,54	2130,97	17750,54	20091,62	2619,41	12247,45	15125,13	1918,82	10649,17	12757,18	4538,22	22896,62	78907,36
96	2619,94	18586,27	21464,54				2349,94	12543,49	15125,13	1803,14	10776,26	12757,18	4153,07	23319,75	78907,36
105	2124,82	19130,21	21464,54				2349,94	12543,49	15125,13	1610,11	10988,31	12757,18	2349,94	12543,49	78907,36

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 5.1.2 RESULTADOS DE LAS PREDICCIONES TOTAL Y POR CUADRANTE PARA RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES

t (meses)	Cuadrante 1			Cuadrante 2			Cuadrante 3			Cuadrante 4			Total		
	Np (Bls/mes)	Wp (Bls/mes)	Wi (Bls/mes)	Np (Bls/mes)	Wp (Bls/mes)	Wi (Bls/mes)	Np (Bls/mes)	Wp (Bls/mes)	Wi (Bls/mes)	Np (Bls/mes)	Wp (Bls/mes)	Wi (Bls/mes)	Np (Bls/mes)	Wp (Bls/mes)	Wi (Bls/mes)
0															
1	11044,84	4044,62	21287,47	10158,23	5043,80	21320,57	7747,37	2679,37	14724,51	6183,08	3029,45	12923,92	35133,52	14797,23	70256,48
2	11044,84	4044,62	21287,47	10158,23	5043,80	21320,57	7747,37	2679,37	14724,51	6183,08	3029,45	12923,92	35133,52	14797,23	70256,48
3	11044,84	4044,62	21287,47	10158,23	5043,80	21320,57	7747,37	2679,37	14724,51	6183,08	3029,45	12923,92	35133,52	14797,23	70256,48
4	11044,84	4044,62	21287,47	10158,23	5043,80	21320,57	7747,37	2679,37	14724,51	6183,08	3029,45	12923,92	35133,52	14797,23	70256,48
5	11044,84	4044,62	21287,47	10158,23	5043,80	21320,57	7747,37	2679,37	14724,51	6183,08	3029,45	12923,92	35133,52	14797,23	70256,48
6	11044,84	4044,62	21287,47	10158,23	5043,80	21320,57	7747,37	2679,37	14724,51	6183,08	3029,45	12923,92	35133,52	14797,23	70256,48
7	11044,84	4044,62	21287,47	10158,23	5043,80	21320,57	7747,37	2679,37	14724,51	6183,08	3029,45	12923,92	35133,52	14797,23	70256,48
8	11044,84	4044,62	21287,47	10158,23	5043,80	21320,57	7747,37	2679,37	14724,51	6183,08	3029,45	12923,92	35133,52	14797,23	70256,48
9	11044,84	4044,62	21287,47	10158,23	5043,80	21320,57	7747,37	2679,37	14724,51	6183,08	3029,45	12923,92	35133,52	14797,23	70256,48
10	11044,84	4044,62	21287,47	10158,23	5043,80	21320,57	7747,37	2679,37	14724,51	6183,08	3029,45	12923,92	35133,52	14797,23	70256,48
11	11044,84	4044,62	21287,47	10158,23	5043,80	21320,57	7747,37	2679,37	14724,51	6183,08	3029,45	12923,92	35133,52	14797,23	70256,48
12	11044,84	4044,62	21287,47	10158,23	5043,80	21320,57	7747,37	2679,37	14724,51	6183,08	3029,45	12923,92	35133,52	14797,23	70256,48
24	11044,84	4044,62	21287,47	9220,38	6074,12	16203,63	7747,37	2679,37	14724,51	6183,08	3029,45	12923,92	34195,67	15827,56	70256,48
36	11044,84	4044,62	21287,47	4928,01	10789,72	16203,63	7747,37	2679,37	14724,51	5644,86	3620,74	9822,18	29365,08	21134,45	70256,48
48	9652,82	5573,90	16178,48	4745,00	10990,78	16203,63	7747,37	2679,37	14724,51	5226,37	4080,49	9822,18	27371,55	23324,54	70256,48
60	8788,52	6523,41	16178,48	3992,76	11817,19	16203,63	6725,97	3801,48	11190,63	3090,91	6426,51	9822,18	22598,16	28568,59	70256,48

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 5.1.3 RESULTADOS DE LAS PREDICCIONES TOTAL Y POR CUADRANTE PARA RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES (CONTINUACIÓN)

t (meses)	Cuadrante 1			Cuadrante 2			Cuadrante 3			Cuadrante 4			Total		
	Np (Bls/mes)	Wp (Bls/mes)	Wi (Bls/mes)	Np (Bls/mes)	Wp (Bls/mes)	Wi (Bls/mes)	Np (Bls/mes)	Wp (Bls/mes)	Wi (Bls/mes)	Np (Bls/mes)	Wp (Bls/mes)	Wi (Bls/mes)	Np (Bls/mes)	Wp (Bls/mes)	Wi (Bls/mes)
72	4104,82	11668,93	16178,48	2974,25	12936,12	16203,63	6725,97	3801,48	11190,63	2417,72	7166,07	9822,18	16222,76	35572,60	70256,48
84	4104,82	11668,93	16178,48	2698,64	13238,90	16203,63	6153,56	4430,33	11190,63	2331,04	7261,31	9822,18	15288,06	36599,46	70256,48
96	3383,51	12461,36	16178,48	2555,83	13395,80	16203,63	6153,56	4430,33	11190,63	1691,49	7963,91	9822,18	13784,38	38251,40	70256,48
108	2867,23	13028,53	16178,48	2261,49	13719,16	16203,63	2894,64	8010,58	11190,63	1881,58	7755,08	9822,18	7643,46	28794,19	70256,48
120	3326,15	12524,37	16178,48	1799,88	14226,28	16203,63	2883,89	8022,39	11190,63	1709,93	7943,66	9822,18	7919,97	28490,42	70256,48
132	1733,51	14274,05	16178,48				2752,03	8167,25	11190,63	1615,09	8047,84	9822,18	6100,63	30489,14	70256,48
144	2209,86	13750,73	16178,48				1997,67	8995,99	11190,63	1615,09	8047,84	9822,18	4207,53	22746,72	70256,48
156	2021,19	13957,99	16178,48				1956,92	9040,75	11190,63	1432,29	8248,66	9822,18	3978,12	22998,75	70256,48
168	2021,19	13957,99	16178,48				2280,63	8685,13	11190,63	1432,29	8248,66	9822,18	4301,82	22643,13	70256,48
177	2003,23	13977,73	16178,48				2280,63	8685,13	11190,63	1151,18	8557,50	9822,18	4283,86	22662,86	70256,48

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 5.1.4 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL

AÑOS	MESES	INVERSIÓN (USD)	Np (Bbl/mes)	Wp (Bbl/mes)	COSTOS TOTALES DE PRODUCCIÓN (USD)	ESTIMACIÓN DE INGRESOS (ENAP-SIPETROL)	INGRESOS - EGRESOS	VAN
0	0	2213594,23					-2213594,23	
0	1		35133,5232	30840,79263	496707,9029	983738,649	487030,75	-1731105,47
0	2		35133,5232	30840,79263	496707,9029	983738,649	487030,75	-1253116,32
0	3		35133,5232	30840,79263	496707,9029	983738,649	487030,75	-779584,84
0	4		35133,5232	30840,79263	496707,9029	983738,649	487030,75	-310469,44
0	5		35133,5232	30840,79263	496707,9029	983738,649	487030,75	154271,05
1	6		35133,5232	30840,79263	496707,9029	983738,649	487030,75	614677,43
1	7		35133,5232	30840,79263	496707,9029	983738,649	487030,75	1070790,14
1	8		35133,5232	30840,79263	496707,9029	983738,649	487030,75	1522649,19
1	9		35133,5232	30840,79263	496707,9029	983738,649	487030,75	1970294,28
1	10		35133,5232	30840,79263	496707,9029	983738,649	487030,75	2413764,69
1	11		35133,5232	30840,79263	496707,9029	983738,649	487030,75	2853099,35
1	12		35133,5232	30840,79263	496707,9029	983738,649	487030,75	3288336,85
2	24		30807,3733	35593,50086	440987,0927	862606,4529	421619,3602	7880965,396
3	36		23830,9288	43257,82276	351130,488	667266,0078	316135,5198	11081851,71
4	48		16118,3046	51730,91173	251791,888	451312,5295	199520,6416	13124411,3
5	60		13184,9685	54953,47476	214010,5191	369179,1188	155168,5998	14367389,59
6	72		8502,08798	40006,46245	153695,0176	238058,4634	84363,44586	15139837,79
7	84		4538,22222	22896,62219	102640,4265	127070,222	24429,7955	15437580,45
8	96		4153,07273	23319,74742	97679,70114	116286,0364	18606,33526	15545014,36
8,33	100		3960,05188	23531,80012	95193,59267	110881,4528	15687,8601	15551336,35

TIR	21,59	%
B/C	1,68	
PRI	4,67	meses

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 5.1.5 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES

AÑOS	MESES	INVERSIÓN (USD)	Np (Bbl/mes)	Wp (Bbl/mes)	COSTOS TOTALES DE PRODUCCIÓN (USD)	ESTIMACIÓN DE INGRESOS (ENAP-SIPETROL)	INGRESOS - EGRESOS	VAN
0	0	2248594,23	0	0	2248594,231	0	-2248594,23	-2227624,157
0	1		35133,5232	14797,23475	491863,4063	983738,649	485875,24	-1767250,19
0	2		35133,5232	14797,23475	491863,4063	983738,649	485875,24	-1290395,10
0	3		35133,5232	14797,23475	491863,4063	983738,649	485875,24	-817987,09
0	4		35133,5232	14797,23475	491863,4063	983738,649	485875,24	-349984,70
0	5		35133,5232	14797,23475	491863,4063	983738,649	485875,24	113653,18
1	6		35133,5232	14797,23475	491863,4063	983738,649	485875,24	572967,23
1	7		35133,5232	14797,23475	491863,4063	983738,649	485875,24	1027997,78
1	8		35133,5232	14797,23475	491863,4063	983738,649	485875,24	1478784,78
1	9		35133,5232	14797,23475	491863,4063	983738,649	485875,24	1925367,81
1	10		35133,5232	14797,23475	491863,4063	983738,649	485875,24	2367786,06
1	11		35133,5232	14797,23475	491863,4063	983738,649	485875,24	2806078,38
1	12		35133,5232	14797,23475	491863,4063	983738,649	485875,24	3240283,26
2	24		34195,6709	15827,55932	479783,8683	957478,7839	471694,92	8107885,10
3	36		29365,0772	21134,44949	417565,8222	822222,1619	398656,34	12187137,89
4	48		27371,5507	23324,53773	391889,2006	766403,4193	368514,22	15255918,28
5	60		22598,1596	28568,58513	330407,9239	632748,47	296340,55	17534666,66

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo

ANEXO 5.1.6 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE ESTÍMULOS VIBRACIONALES (CONTINUACIÓN)

AÑOS	MESES	INVERSIÓN (USD)	Np (Bbl/mes)	Wp (Bbl/mes)	COSTOS TOTALES DE PRODUCCIÓN (USD)	ESTIMACIÓN DE INGRESOS (ENAP-SIPETROL)	INGRESOS - EGRESOS	VAN
6	72		16222,7572	35572,60228	248292,7402	454237,2011	199944,46	19211341,28
7	84		15288,0571	36599,46376	236253,8034	428065,5994	185811,80	20298618,63
8	96		13784,3841	38251,39891	216886,4953	385962,7557	163076,26	21235364,92
9	108		7643,45769	28794,18846	137791,3627	214016,8153	70225,45	21634930,19
10	120		7919,96595	28490,41648	141352,7892	221759,0467	74406,26	21920182,80
11	132		6100,63274	30489,13594	117919,7774	170817,7168	46897,94	22155778,60
12	144		4207,53037	22746,71575	93536,61887	117810,8504	18274,23	22260553,59
13	156		3978,11841	22998,74773	90581,79281	111387,3154	14805,52	22309010,55
14	168		4301,82273	22643,12616	94751,10442	120451,0363	19699,93	22349776,23
15	177		4283,86306	22662,85665	94519,78395	119948,1657	19428,38	22384789,00

TIR	21,59	%
B/C	1,65	
PRI	4,75	meses

Elaborado por: Andrea Chamba y Jorge Hidalgo