

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**ESTUDIO DE LOS PROBLEMAS ENCONTRADOS DURANTE LA
PERFORACIÓN, COMPLETACIÓN Y PRODUCCIÓN DE LA ARENA
HOLLÍN SUPERIOR DEL CAMPO HORMIGUERO SUR**

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

CAROLINA NATALY GUERRA MOLINA

carosata@hotmail.com

DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA, Msc

valentr@server.epn.edu.ec

Quito, Marzo 2010

DECLARACIÓN

Yo Carolina Nataly Guerra Molina, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Carolina Nataly Guerra Molina

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Carolina Nataly Guerra Molina, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Valencia, Msc.
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios por haber guiado y llenado de luz mi vida.

A mis padres por brindarme todo su amor, comprensión y apoyo incondicional.

A la Compañía PetroOriental S.A. y su personal por haberme dado todas las facilidades para realizar este estudio, en especial al Ing. César Calvachi por orientarme sabiamente, darme su apoyo y sobre todo su amistad.

A la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, y a todos los profesores por las enseñanzas impartidas durante mis años de estudio.

Al Ing. Raúl Valencia por haber sido más que un maestro un amigo y que tan acertadamente guió este estudio.

A mis hermanos, tíos y primos por haberme acompañado en todo momento y por sus sabios consejos.

Al Ing. Cristian Castañeda por su ayuda y apoyo incondicional.

A mis amigos por haber estado a mi lado compartiendo mis alegrías y los momentos más tristes dentro y fuera de las aulas.

DEDICATORIA

A mis padres por haber permitido que este en este mundo.

A mis hermanos: Ursula, María José, Valeria y Gabriel, por todo el amor que me han brindado.

A mis tíos Arturo, Franklin, Lupe, Alicia, Mónica, Alfonso y Jaime, que de una u otra forma me han ayudado a culminar esta etapa de mis estudios.

A mis primos por sus críticas y sabios consejos.

A mis amigos que creyeron siempre en mi.

A Luis por su apoyo incondicional.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
RESUMEN	XIX
PRESENTACIÓN	XXI
CONTENIDO.....	VI
INDICE DE TABLAS	X
INDICE DE FIGURAS	XIV
INDICE DE ANEXOS	XVIII
CAPÍTULO I	
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 UBICACIÓN	1
1.3 GEOLOGIA GENERAL	2
1.3.1 ARENISCA M1.....	3
1.3.2 ARENISCA U SUPERIOR	4
1.3.3 ARENISCA U INFERIOR.....	5
1.3.4 HOLLIN SUPERIOR	5
1.3.4.1 Petrofísica.....	7
1.3.4.2 Temperatura	7
1.3.4.3 Presión del yacimiento.....	7
1.3.4.4 Petróleo original “IN-SITU”	8
1.3.5 POZOS QUE PRODUCEN DE HOLLIN SUPERIOR.....	9
CAPÍTULO II	
ANÁLISIS TÉCNICO DE LA PERFORACIÓN EN HOLLIN SUPERIOR CAMPO HORMIGUERO SUR.....	11
2.1 INTRODUCCIÓN	11
2.2 ANTECEDENTES	11
2.3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS	12
2.3.1 DAÑO FÍSICO.....	14
2.3.1.1 Filtración durante la perforación	14
2.3.1.2 Material Puenteante.....	15
2.3.1.3 Migración de finos.....	21
2.3.2 DAÑO QUÍMICO	23
2.3.2.1 Arcillas	23
2.3.2.2 Actividad del agua	24
2.3.2.3 Presión osmótica	25
2.3.2.4 Métodos de prevención del daño.....	26
2.3.3 PERFORACIÓN.....	26

2.3.3.1	Fluido de perforación	27
2.3.3.2	Aditivos químicos utilizados en el fluido de perforación.....	28
2.4	DATOS RECOLECTADOS	30
2.4.1	POZO HORMIGUERO SUR 1	30
2.4.1.1	Parámetros generales.	30
2.4.1.2	Localización.	31
2.4.1.3	Parámetros litológicos y morfológicos.	31
2.4.1.4	Broca.	32
2.4.1.5	Fluido de perforación.....	32
2.4.1.6	Cemento.....	33
2.4.1.7	Tuberías de Revestimiento.	34
2.4.1.8	Sarta de perforación.	34
2.4.2	POZO HORMIGUERO SUR 5	35
2.4.2.1	Parámetros generales.	35
2.4.2.2	Localización.	35
2.4.2.3	Parámetros litológicos y morfológicos.	35
2.4.2.4	Broca.	36
2.4.2.5	Fluido de perforación.	36
2.4.2.6	Cemento.	38
2.4.2.7	Tuberías de Revestimiento.	38
2.4.2.8	Sarta de perforación.	39
2.4.3	POZO HORMIGUERO SUR 9	39
2.4.3.1	Parámetros generales..	39
2.4.3.2	Localización.....	40
2.4.3.3	Parámetros litológicos y morfológicos.	40
2.4.3.4	Broca.	41
2.4.3.5	Fluido de perforación.	41
2.4.3.6	Cemento.	42
2.4.3.7	Tubería de revestimiento.....	43
2.4.3.8	Sarta de perforación.	43
2.4	ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS	44
2.4.1	DIRECCIÓN.....	44
2.4.2	PRESIÓN.....	44
2.4.3	VELOCIDAD	44
2.4.4	COMPOSICIÓN DEL LODO.....	48
2.4.5	MORFOLOGIA DE PORO Y GARGANTA.....	50

CAPÍTULO III

ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS COMPLETADOS EN HOLLÍN SUPERIOR		
– CAMPO HORMIGUERO SUR.....		52
3.1	INTRODUCCIÓN	52
3.2	HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO.....	52
3.2.1	HORMIGUERO SUR 1	52
3.2.1.1	Completación Inicial.....	52
3.2.1.2	REACONDICIONAMIENTO # 1.....	53
3.2.1.3	REACONDICIONAMIENTO # 2.....	53
3.2.1.4	REACONDICIONAMIENTO # 3.....	53
3.2.1.5	REACONDICIONAMIENTO # 4.....	54
3.2.2	HORMIGUERO SUR 5	54

3.2.2.1	Completación Inicial.....	54
3.2.2.2	REACONDICIONAMIENTO # 1.....	55
3.2.2.3	REACONDICIONAMIENTO # 2.....	55
3.2.2.4	REACONDICIONAMIENTO # 3.....	55
3.2.3	HORMIGUERO SUR 9	56
3.2.3.1	Completación Inicial.....	56
3.2.3.2	REACONDICIONAMIENTO # 1.....	57
3.3	HISTORIALES DE PRODUCCION Y PRESION.....	57
3.3.1	HORMIGUERO SUR 1	58
3.3.2	HORMIGUERO SUR 5	60
3.3.3	HORMIGUERO SUR 9	62
3.4	ESTIMACION DEL DAÑO	64
3.4.1	HORMIGUERO SUR 1	71
3.4.2	HORMIGUERO SUR 5	72
3.4.3	HORMIGUERO SUR 9	73
3.5	FLUIDO DE MATADO	76
3.5.1	ASPECTOS TEÓRICOS.....	76
3.5.1.1	Definición.....	76
3.5.1.2	Surfactantes.....	76
3.5.1.2.1	Efectos de los Surfactantes.....	77
3.5.1.3	Entrampamiento de agua.	79
3.5.1.4	Emulsión.....	80
3.5.1.5	Precipitados.....	81
3.5.1.6	Asfaltenos.....	81
3.5.1.7	Precipitación de Sales	81
3.5.2	PRUEBAS DE LABORATORIO DE SÓLIDOS Y FLUIDOS	82
3.5.2.1	Análisis de sólidos encontrados en el equipo de fondo	82
3.5.2.1.1	Análisis de sólidos de Hormiguero Sur 1.....	82
3.5.2.1.2	Análisis de sólidos de Hormiguero Sur 5.....	83
3.5.2.1.3	Análisis de sólidos de Hormiguero Sur 9.....	87
3.5.2.2	Análisis de compatibilidad de fluidos	89
CAPÍTULO IV		
ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN.....		93
4.1	INTRODUCCIÓN.....	93
4.2	BREVE RESUMEN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN	93
4.3	CONDICIONES DE PRODUCCIÓN	93
4.3.1	CURVAS IPR HISTÓRICAS	95
4.3.2	DISEÑO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE.....	101
4.3.2.1	Hormiguero Sur 1	101
4.3.2.1.1	Análisis de Etapas.....	101
4.3.2.1.2	Análisis de frecuencia con la disminución de presión de cabeza	105
4.3.2.2	Hormiguero Sur 5	110
4.3.2.2.1	Análisis de Etapas.....	110
4.3.2.2.2	Análisis de frecuencia con la disminución de presión de cabeza	112
4.3.2.3	Hormiguero Sur 9	117
4.3.2.3.1	Análisis de Etapas.....	117

4.3.2.3.2	Análisis de frecuencia con la disminución de presión de cabeza	119
4.3.3	ANALISIS NODAL.....	124
4.3.3.1	Hormiguero Sur 1	126
4.3.3.1.1	Nodo 1: Frente a perforaciones, IPR.	126
4.3.3.1.2	Nodo 2: Cabezal del pozo; con diferentes diámetros de tubería de producción (Outflow).	131
4.3.3.1.3	Nodo 2: Cabezal del pozo; con diferentes profundidades de asentamiento de la bomba (Outflow).	128
4.3.3.2	Hormiguero Sur 5	130
4.3.3.2.1	Nodo 1: Frente a perforaciones, IPR.	131
4.3.3.2.2	Nodo 2: Cabezal del pozo; con diferentes diámetros de tubería de producción (Outflow).	131
4.3.3.2.3	Nodo 2: Cabezal del pozo; con diferentes profundidades de asentamiento de la bomba (Outflow)..	132
4.3.3.3	Hormiguero Sur 9	134
4.3.3.3.1	Nodo 1: Frente a perforaciones, IPR.....	135
4.3.3.3.2	Nodo 2: Cabezal del pozo; con diferentes diámetros de tubería de producción (Outflow).	135
4.3.3.3.3	Nodo 2: Cabezal del pozo; con diferentes profundidades de asentamiento de la bomba (Outflow).	136
4.4	ANÁLISIS NODAL DEL CAMPO HORMIGUERO SUR.....	138
4.4.1	SIMULACIÓN A CONDICIONES ACTUALES	140
4.4.2	SIMULACIÓN REDUCIENDO LA PRESION DE CABEZA A 462 PSI	141
4.4.3	SIMULACIÓN REDUCIENDO LA PRESION DE CABEZA A 364 PSI	143
4.4.4	SIMULACIÓN REDUCIENDO LA PRESION DE CABEZA A 220 PSI	144
4.4.5	SIMULACIÓN REDUCIENDO LA PRESION DE CABEZA A 138 PSI	146
4.5	DISEÑO PROPUESTO DE UN POZO.....	149
4.5.1	DATOS PROMEDIADOS.	149
4.5.2	DISEÑO PROPUESTO DE LA BES	149
4.5.3	ESQUEMA POSIBLE DEL DISEÑO PROPUESTO DE UN POZO....	156
CAPÍTULO V		
	ANÁLISIS DE COSTOS	157
5.1	INTRODUCCIÓN.....	157
5.2	ANÁLISIS DE BENEFICIOS.....	157
CAPITULO VI.....		
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		
6.1	CONCLUSIONES	161
6.2	RECOMENDACIONES	165
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS		
SIMBOLOGÍA.....		
GLOSARIO.....		
ANEXOS		

INDICE DE TABLAS

TABLA 1.1: PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL YACIMIENTO HOLLÍN SUPERIOR, CAMPO HORMIGUERO SUR	7
TABLA 1.2: CARACTERÍSTICAS INICIALES DE LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO	8
TABLA 1.3: POES ESTIMADO DEL YACIMIENTO HOLLÍN SUPERIOR- HS 1	9
TABLA 1.4: CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DEL YACIMIENTO HOLLÍN SUPERIOR.....	9
TABLA 1.5: CARACTERÍSTICAS GENERALES DE CADA POZO	10
TABLA 2.1: RESISTENCIA Y ABRASIDAD DEL AGENTE PUENTEANTE	16
TABLA 2.2: DATOS DE MORFOLOGÍA DE GARGANTA Y PORO DE LA MUESTRA...20	20
TABLA 2.3: PARÁMETROS MEDIDOS A MUESTRAS DE CARBONATO	20
TABLA 2.4: DATOS DE CURVAS DE FILTRACIÓN DEL LABORATORIO	21
TABLA 2.5: CARACTERÍSTICAS GENERALES DE HORMIGUERO SUR 1	30
TABLA 2.6: UBICACIÓN DE HORMIGUERO SUR 1	31
TABLA 2.7: LITOLOGÍA DE HOLLÍN SUPERIOR EN HORMIGUERO SUR 1.....	31
TABLA 2.8: DIMENSIONES APROXIMADAS DE PORO, GARGANTA Y MATERIAL PUENTEANTE DE HORMIGUERO SUR 1.....	31
TABLA 2.9 : CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA BROCA DE HORMIGUERO SUR 1	32
TABLA 2.10: CARACTERÍSTICAS REOLÓGICAS DEL LODO DE PERFORACIÓN, AL PASAR POR HOLLÍN SUPERIOR EN HS-1.....	32
TABLA 2.11: CARACTERÍSTICAS DEL LODO DE PERFORACIÓN A DIFERENTES PROFUNDIDADES EN HS-1.....	32
TABLA 2.12: QUÍMICOS AGREGADOS AL LODO DE PERFORACIÓN AL PASAR POR HOLLÍN SUPERIOR EN HS-1	33
TABLA 2.13 : CARACTERÍSTICAS DEL CEMENTO UTILIZADO EN HORMIGUERO SUR 1	33
TABLA 2.14 : CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA UTILIZADA EN HORMIGUERO SUR 1.....	34
TABLA 2.15: CONFIGURACIÓN DE LA SARTA DE PERFORACIÓN UTILIZADA EN HORMIGUERO SUR 1.	34
TABLA 2.16: CARACTERÍSTICAS GENERALES DE HORMIGUERO SUR 5.....	35
TABLA 2.17: UBICACIÓN DE HORMIGUERO SUR 5.....	35
TABLA 2.18: LITOLOGÍA DE HOLLÍN SUPERIOR EN HORMIGUERO SUR 5.....	35
TABLA 2.19: DIMENSIONES APROXIMADAS DE PORO, GARGANTA Y MATERIAL PUENTEANTE DE HORMIGUERO SUR 5.....	36
TABLA 2.20: CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA BROCA UTILIZADAS EN HORMIGUERO SUR 5	36
TABLA 2.21: CARACTERÍSTICAS REOLÓGICAS DEL LODO DE PERFORACIÓN CUANDO PASA POR HOLLÍN SUPERIOR EN HS 5	36

TABLA 2.22: CARACTERÍSTICAS DEL LODO DE PERFORACIÓN A DIFERENTES PROFUNDIDADES EN HS 5	37
TABLA 2.24 : CARACTERÍSTICAS DEL CEMENTO UTILIZADO EN HORMIGUERO SUR 5.....	38
TABLA 2.25: CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA UTILIZADA EN HORMIGUERO SUR 5.....	38
TABLA 2.26: CONFIGURACIÓN DE LA SARTA DE PERFORACIÓN UTILIZADA EN HORMIGUERO SUR 5	39
TABLA 2.27: UBICACIÓN DE HORMIGUERO SUR 9	39
TABLA 2.28: UBICACIÓN DE HORMIGUERO SUR 9	40
TABLA 2.29: LITOLÓGÍA DE HOLLÍN SUPERIOR EN HORMIGUERO SUR 9.....	40
TABLA 2.30: DIMENSIONES APROXIMADAS DE PORO, GARGANTA Y MATERIAL PUENTEANTE DE HORMIGUERO SUR 9.....	40
TABLA 2.31: CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA BROCA UTILIZADA EN HORMIGUERO SUR 9	41
TABLA 2.32: CARACTERÍSTICAS REOLÓGICAS DEL LODO DE PERFORACIÓN CUANDO PASA POR HOLLÍN SUPERIOR EN HS9	41
TABLA 2.33: CARACTERÍSTICAS DEL LODO DE PERFORACIÓN A DIFERENTES PROFUNDIDADES EN HS 9	41
TABLA 2.34: QUÍMICOS AGREGADOS AL LODO DE PERFORACIÓN CUANDO SE PASO POR HOLLÍN SUPERIOR EN HS 9	42
TABLA 2.35 : CARACTERÍSTICAS DEL CEMENTO UTILIZADO EN HORMIGUERO SUR 9.....	42
TABLA 2.36: CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA UTILIZADA EN HORMIGUERO SUR 9.....	43
TABLA 2.37: CONFIGURACIÓN DE LA SARTA DE PERFORACIÓN UTILIZADA EN HORMIGUERO SUR 9.	43
TABLA 2.38: PRESIONES EJERCIDAS EN EL PROCESO DE PERFORACIÓN.	44
TABLA 2.39: VELOCIDADES EN EL ESPACIO ANULAR EN DIFERENTES ZONAS DE LA SARTA DE PERFORACIÓN DE HS-1.....	45
TABLA 2.40: VELOCIDADES EN EL ESPACIO ANULAR EN DIFERENTES ZONAS DE LA SARTA DE PERFORACIÓN DE HS-5.....	46
TABLA 2.41: VELOCIDADES EN EL ESPACIO ANULAR EN DIFERENTES ZONAS DE LA SARTA DE PERFORACIÓN DE HS-9.....	47
TABLA 2.42: QUÍMICOS UTILIZADOS PARA PERFORAR LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR EN HORMIGUERO SUR 1, HORMIGUERO SUR 5 Y HORMIGUERO SUR 9	49
TABLA 2.43: RESULTADOS DE LA DISTRIBUCIÓN DE DIÁMETRO DE LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR MEDIDA POR EL EQUIPO HORIBA	51
TABLA 3.1: CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO CONSIDERADAS PARA EL CÁLCULO DEL DAÑO	64
TABLA 3.2: CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS	65
TABLA 3.3: VISCOSIDADES	66

TABLA 3.4: DATOS CALCULADOS PARA EL CALCULO DEL DAÑO.....	68
TABLA 3.5: DAÑO ESTIMADO CON DIFERENTES MÉTODOS.....	68
TABLA 3.6: DAÑO ESTIMADO.....	69
TABLA 3.7: DAÑO ESTIMADO CON DIFERENTES MÉTODOS.....	70
TABLA 3.8: RESUMEN DEL DAÑO PROMEDIO Y PRODUCCIÓN LUEGO DE UN TRABAJO DE REACONDICIONAMIENTO.....	74
TABLA 3.9: COMPOSICIÓN DE LA MUESTRA DE SÓLIDO TOMADA DEL SELLO HS-1 EN W.O. 3	82
TABLA 3.10: COMPOSICIÓN DE LA MUESTRA DE SÓLIDO DE HS-5 EN W.O. 1.....	83
TABLA 3.11: COMPOSICIÓN DE LA MUESTRA DE SÓLIDO DE HS-5 EN W.O. 1.....	83
TABLA 3.12: COMPOSICIÓN DE LA MUESTRA DE SÓLIDO DE HS-5 EN W.O. 2.....	85
TABLA 3.13: COMPOSICIÓN DE LA MUESTRA DE SÓLIDO DE HS-5 EN W.O. 3.....	86
TABLA 3.14: COMPOSICIÓN DE LA MUESTRA DE SÓLIDO DE HS-9 EN W.O. 1.....	87
TABLA 3.15: RESULTADOS DE LA PRUEBA DE COMPATIBILIDAD DEL CRUDO DE HS-5 CON EL AGUA DE NANTU 8	89
TABLA 3.16: RESULTADOS DE LA PRUEBA DE COMPATIBILIDAD DEL CRUDO DE HS-5 CON AGUA FRESCA	90
TABLA 3.17: RESULTADOS DE LA PRUEBA DE COMPATIBILIDAD DEL CRUDO DE HS-5 CON EL AGUA DE NANTU BATTERY	91
TABLA 4.1: CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y DEL FLUIDO	101
TABLA 4.2: CÁLCULOS DE PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN ACTUALES	102
TABLA 4.3: DATOS CONSIDERADOS PARA LA CONFIGURACIÓN DE LA BOMBA ACTUAL EN HORMIGUERO SUR 1	102
TABLA 4.4: RESULTADOS DE CALCULO DE NO. DE ETAPAS A CONDICIONES DEL PIR, HORMIGUERO SUR 1	104
TABLA 4.5: CÁLCULOS DE PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN ACTUALES	110
TABLA 4.6: CÁLCULOS DE PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN ACTUALES	111
TABLA 4.7: DATOS CONSIDERADOS PARA LA CONFIGURACIÓN DE LA BOMBA ACTUAL EN HORMIGUERO SUR 5	111
TABLA 4.8: RESULTADOS DE CALCULO DE NO. DE ETAPAS A CONDICIONES DEL PIR, HORMIGUERO SUR 5	112
TABLA 4.9: CÁLCULOS DE PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN ACTUALES	117
TABLA 4.10: CÁLCULOS DE PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN ACTUALES	118
TABLA 4.11: DATOS CONSIDERADOS PARA LA CONFIGURACIÓN DE LA BOMBA ACTUAL EN HORMIGUERO SUR 5	118
TABLA 4.12: RESULTADOS DE CALCULO DE NO. DE ETAPAS A CONDICIONES DEL PIR, HORMIGUERO SUR 5	119
TABLA 4.13: CÁLCULOS DE PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN ACTUALES.	126
TABLA 4.14: DATOS DE PRESIÓN Y CAUDAL PARA CURVA IPR.....	126
TABLA 4.15: CÁLCULOS DE PRESIONES.....	127

TABLA 4.19: CÁLCULOS DE PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN ACTUALES.	130
TABLA 4.20: DATOS DE PRESIÓN Y CAUDAL PARA CURVA IPR.....	131
TABLA 4.21: CÁLCULOS DE PRESIONES.....	131
TABLA 4.22: PROFUNDIDADES RESPECTO A LA BOMBA.....	132
TABLA 4.23: PROFUNDIDADES RESPECTO A LA BOMBA.....	133
TABLA 4.24: CÁLCULOS DE PRESIONES.....	133
TABLA 4.25: PROFUNDIDADES RESPECTO A LA BOMBA.....	132
TABLA 4.26: PROFUNDIDADES RESPECTO A LA BOMBA.....	132
TABLA 4.27: CÁLCULOS DE PRESIONES.....	135
TABLA 4.28: PROFUNDIDADES RESPECTO A LA BOMBA.....	136
TABLA 4.29: PROFUNDIDADES RESPECTO A LA BOMBA.....	137
TABLA 4.30: CÁLCULOS DE PRESIONES.....	137
TABLA 4.31: AUMENTO DE PRODUCCIÓN EN CADA SIMULACIÓN EN PIPESIM DISMINUYENDO LA PRESIÓN DE CABEZA.....	147
TABLA 4.32: DATOS PROMEDIADOS DE LOS POZO DE HORMIGUERO SUR QUE PRODUCEN DE HOLLÍN SUPERIOR.....	149
TABLA 4.33: BASADO EN LOS DATOS PROMEDIOS SE ESTIMA LA PWF Y EL NIVEL DINÁMICO A DIFERENTES.....	150
TABLA 4.34: SENSIBILIDAD DE LAS PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO.....	150
TABLA 4.35: SENSIBILIDAD DE LAS PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO.....	151
TABLA 4.36: CÁLCULOS DE PRESIONES.....	153
TABLA 5.1: UTILIDAD NETA BASADA EN LA PRODUCCIÓN.....	159

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO HORMIGUERO SUR.....	2
FIGURA 1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE.....	3
FIGURA 1.3: DIAGRAMA ESQUEMÁTICO – ARENISCA M1 – CAMPO HORMIGUERO SUR	4
FIGURA 1.4: DIAGRAMA ESQUEMÁTICO – ARENISCA U SUPERIOR – CAMPO HORMIGUERO SUR.....	4
FIGURA 1.5: DIAGRAMA ESQUEMÁTICO – ARENISCA U INFERIOR – CAMPO HORMIGUERO SUR.....	5
FIGURA 1.6: MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA POROSIDAD – HOLLÍN SUPERIOR CAMPO HORMIGUERO SUR	6
FIGURA 1.7: DIAGRAMA ESQUEMÁTICO – ARENISCA HOLLÍN SUPERIOR – CAMPO HORMIGUERO SUR.....	7
FIGURA 1.8: PRESIÓN DEL YACIMIENTO HOLLÍN SUPERIOR – PR VS. TIEMPO	8
FIGURA 2.1: ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD CONSIDERANDO FACTORES QUE LO AFECTAN	12
FIGURA 2.2: ESQUEMA PROCESO DE FORMACIÓN DE LA COSTRA DE LODO.....	15
FIGURA 2.3: ESQUEMA DE LA FORMACIÓN DE LA COSTRA EN LA PARED DEL HOYO.....	15
FIGURA 2.4: AGENTE PUENTEANTE	16
FIGURA 2.5: PERCENTIL DEL CARBONATO	17
FIGURA 2.6: CURVA Y DATOS DE GRANULOMETRIA - EQUIPO MALVERN	18
FIGURA 2.7: MORFOLOGÍA DEL PORO Y LA GARGANTA.....	19
FIGURA 2.8: PERCENTIL DEL CARBONATO	20
FIGURA 2.9: MOVIMIENTOS DE FINOS CON EL FLUJO DEL FLUIDO EN LA FORMACIÓN	21
FIGURA 2.10: MIGRACIÓN DINÁMICA.....	23
FIGURA 2.11: ESTRUCTURA DE LAS ARCILLAS	24
FIGURA 2.12: FORMULA DE LA PRESIÓN OSMÓTICA	25
FIGURA 2.13: REGISTRO DE LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR DE HORMIGUERO SUR 1	45
FIGURA 2.14: REGISTRO DE LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR DE HORMIGUERO SUR 5	46
FIGURA 2.15: REGISTRO DE LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR DE HORMIGUERO SUR 9	48
FIGURA 2.16: PERCENTIL DE LAS ARCILLAS DE HOLLÍN SUPERIOR	51
FIGURA 3.1: HISTORIAL DE PRODUCCION DE HORMIGUERO SUR 1	58
FIGURA 3 .2: HISTORIAL DE PRESION DE HORMIGUERO SUR 1.....	59
FIGURA 3 .3 : HISTORIAL DE PRODUCCION DE HORMIGUERO SUR 5.....	60
FIGURA 3 .4 : HISTORIAL DE PRESION DE HORMIGUERO SUR 5.....	61
FIGURA 3 .5 : HISTORIAL DE PRODUCCION DE HORMIGUERO SUR 9.....	62
FIGURA 3 .6 : HISTORIAL DE PRESION DE HORMIGUERO SUR 9.....	63

FIGURA 3.7: ESTIMACIÓN DEL DAÑO POR DIFERENTES MÉTODOS DE HORMIGUERO SUR 1	71
FIGURA 3.8: ESTIMACIÓN DEL DAÑO DE HORMIGUERO SUR 1	71
FIGURA 3.9: ESTIMACIÓN DEL DAÑO DE HORMIGUERO SUR 5	72
FIGURA 3.10: ESTIMACIÓN DEL DAÑO PROMEDIO DE HORMIGUERO SUR 5	72
FIGURA 3.11: ESTIMACIÓN DEL DAÑO PROMEDIO DE HORMIGUERO SUR 9	73
FIGURA 3.12: ESTIMACIÓN DEL DAÑO PROMEDIO DE HORMIGUERO SUR9	73
FIGURA 3.13: REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LOS SURFACTANTES	76
FIGURA 3.14: TIPOS DE SURFACTANTES	77
FIGURA 3.15: MENISCO EN LA PRESIÓN CAPILAR	78
FIGURA 3.16: EMULSIÓN	78
FIGURA 3.17: ÁNGULO DE CONTACTO.....	79
FIGURA 3.18: FLUIDOS EN EL SISTEMA POROSO	79
FIGURA 3.19: ENTRAMPAMIENTO POR AGUA	80
FIGURA 3.20: MUESTRA DEL SÓLIDO	82
FIGURA 3.21: MUESTRA DEL SÓLIDO DE HS-5 EN W.O. 1	83
FIGURA 3.22: MUESTRA DE SÓLIDO DE HS-5 EN W.O. 1 TOMADA DEL INTAKE	84
FIGURA 3.23: MUESTRA DEL SÓLIDO DE HS-5 EN W.O. 1 TOMADA DEL TOPE Y BASE DE LA BOMBA	84
FIGURA 3.24: MUESTRA DEL SÓLIDO DE HS-5 EN W.O. 1 TOMADA DE LAS GUINDAS Y CAMARA	85
FIGURA 3.25: MUESTRA DEL SÓLIDO DE HS-5 EN W.O. 1	85
FIGURA 3.26: MUESTRA DEL SÓLIDO DE HS-5 EN W.O.3	86
FIGURA 3.27: MUESTRA DEL SÓLIDO DE HS-5 EN W.O. 3	86
FIGURA 3.28: MUESTRA DEL SÓLIDO DE HS-9 EN W.O. 1	87
FIGURA 3.29: MUESTRA DEL SÓLIDO DE HS-9 EN W.O. 1 TOMADAS DE LA ETAPAS ..	88
FIGURA 3.30: MUESTRA DEL SÓLIDO DE HS-9 EN W.O. 1 TOMADA DEL CURRIER.....	88
FIGURA 3.31: PRUEBA DE COMPATIBILIDAD ENTRE AGUA DE REACONDICIONAMIENTO + CRUDO DE HORMIGUERO SUR 5	90
FIGURA 3.32: PRUEBA DE COMPATIBILIDAD ENTRE AGUA FRESCA+ CRUDO DE HORMIGUERO SUR 5.....	91
FIGURA 3.33: PRUEBA DE COMPATIBILIDAD ENTRE AGUA DE MATADO DE NANTU 8+ CRUDO DE HORMIGUERO SUR 5	92
FIGURA 4.1: CURVA IPR A CONDICIONES ACTUALES DE HORMIGUERO SUR 1	95
FIGURA 4.2: CURVAS IPRS EN DIFERENTES ÉPOCAS CON CAUDAL DE PETRÓLEO DE HORMIGUERO SUR 1.....	96
FIGURA 4.3: CURVAS IPRS EN DIFERENTES ÉPOCAS CON CAUDAL DE FLUIDO DE HORMIGUERO SUR 1.....	96
FIGURA 4.4: CURVA IPR A CONDICIONES ACTUALES DE HORMIGUERO SUR 5	97
FIGURA 4.5: CURVAS IPRS EN DIFERENTES ÉPOCAS CON CAUDAL DE PETRÓLEO DE HORMIGUERO SUR 5.....	98

FIGURA 4.6: CURVAS IPRS EN DIFERENTES ÉPOCAS CON CAUDAL DE FLUIDO DE HORMIGUERO SUR 5.....	98
FIGURA 4.7: CURVA IPR A CONDICIONES ACTUALES DE HORMIGUERO SUR 9	99
FIGURA 4.8: CURVAS IPRS EN DIFERENTES ÉPOCAS CON CAUDAL DE PETRÓLEO DE HORMIGUERO SUR 9.....	100
FIGURA 4.9: CURVAS IPRS EN DIFERENTES ÉPOCAS CON CAUDAL DE FLUIDO DE HORMIGUERO SUR 9.....	100
FIGURA 4.10: CARTA DE LA BOMBA 400 P8	103
FIGURA 4.11: PANTALLA DE AUTOGRAPH PC, SIMULACIÓN CONDICIONES ACTUALES DE HORMIGUERO SUR.....	106
FIGURA 4.12: PANTALLA DE AUTOGRAPH PC, SIMULACIÓN CONDICIONES ACTUALES DE LA BES EN HORMIGUERO SUR 1.....	107
FIGURA 4.13: PANTALLA DE AUTOGRAPH PC, SIMULACIÓN CONDICIONES ACTUALES BAJANDO LA PRESIÓN DE CABEZA DE HORMIGUERO SUR 1	108
FIGURA 4.14: PANTALLA DE AUTOGRAPH PC, SIMULACIÓN CONDICIONES ACTUALES BAJANDO LA PRESIÓN DE CABEZA DE LA BES EN HORMIGUERO SUR 1	109
FIGURA 4.15: PANTALLA DE AUTOGRAPH PC, SIMULACIÓN CONDICIONES ACTUALES DE HORMIGUERO SUR 5.....	113
FIGURA 4.16: PANTALLA DE AUTOGRAPH PC, SIMULACIÓN CONDICIONES ACTUALES DE LA BES EN HORMIGUERO SUR 5.....	114
FIGURA 4.17: PANTALLA DE AUTOGRAPH PC, SIMULACIÓN CONDICIONES ACTUALES BAJANDO LA PRESIÓN DE CABEZA DE HORMIGUERO SUR 5.....	115
FIGURA 4.18: PANTALLA DE AUTOGRAPH PC, SIMULACIÓN CONDICIONES ACTUALES BAJANDO LA PRESIÓN DE CABEZA DE LA BES EN HORMIGUERO SUR 5.....	116
FIGURA 4.19: PANTALLA DE AUTOGRAPH PC, SIMULACIÓN CONDICIONES ACTUALES DE HORMIGUERO SUR 9.....	120
FÍGURA 4.20: PANTALLA DE AUTOGRAPH PC, SIMULACIÓN CONDICIONES ACTUALES DE LA BES EN HORMIGUERO SUR 9.....	121
FIGURA 4.21: PANTALLA DE AUTOGRAPH PC, SIMULACIÓN CONDICIONES ACTUALES BAJANDO LA PRESIÓN DE CABEZA DE HORMIGUERO SUR 9.....	122
FIGURA 4.22: PANTALLA DE AUTOGRAPH PC, SIMULACIÓN CONDICIONES ACTUALES BAJANDO LA PRESIÓN DE CABEZA DE LA BES EN HORMIGUERO SUR 9.....	123
FIGURA 4.23: ANÁLISIS NODAL DE HORMIGUERO SUR 1, CON DIFERENTES DIÁMETROS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	127
FIGURA 4.24: ANÁLISIS NODAL DE HORMIGUERO SUR 1, CON DIFERENTES PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE LA BOMBA.....	130
FIGURA 4.25: ANÁLISIS NODAL DE HORMIGUERO SUR 5, CON DIFERENTES DIÁMETROS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	132
FIGURA 4.26: ANÁLISIS NODAL DE HORMIGUERO SUR 5, CON DIFERENTES PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE LA BOMBA.....	134
FIGURA 4.27: ANÁLISIS NODAL DE HORMIGUERO SUR 9, CON DIFERENTES DIÁMETROS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	136
FIGURA 4.28: ANÁLISIS NODAL DE HORMIGUERO SUR 9, CON DIFERENTES PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE LA BOMBA.....	138

FIGURA 4.29: CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DE HORMIGUERO SUR DESDE LA PLATAFORMA DE HORMIGUERO SUR A HASTA HORMIGUERO A, EN PIPESIM.....	139
FIGURA 4.30: CONDICIONES ACTUALES DE ENTRADA A HORMIGUERO SUR A	140
FIGURA 4.31: CONDICIONES ACTUALES DEL FLUIDO EN LA TUBERÍA DE 10 PULGADAS.....	140
FIGURA 4.32: CONDICIONES ACTUALES A LAS CUALES LLEGA EL FLUIDO A HORMIGUERO A.....	141
FIGURA 4.33: CONDICIONES A LAS QUE LLEGA EL FLUIDO A HORMIGUERO SUR A REDUCIENDO LA PRESIÓN DE CABEZA A 462 PSI	141
FIGURA 4.34: CONDICIONES DEL FLUIDO EN LA TUBERÍA DE 10 PULGADAS REDUCIENDO LA PRESIÓN DE CABEZA A 462 PSI.....	142
FIGURA 4.35: CONDICIONES A LAS QUE LLEGA EL FLUIDO A HORMIGUERO A REDUCIENDO LA PRESIÓN DE CABEZA A 462 PSI.....	142
FIGURA 4.36: CONDICIONES A LAS QUE LLEGA EL FLUIDO A HORMIGUERO SUR A REDUCIENDO LA PRESIÓN DE CABEZA A 364 PSI	143
FIGURA 4.37: CONDICIONES DEL FLUIDO EN LA TUBERÍA DE 10 PULGADAS REDUCIENDO LA PRESIÓN DE CABEZA A 364 PSI	143
FIGURA 4.38: CONDICIONES A LAS QUE LLEGA EL FLUIDO A HORMIGUERO A REDUCIENDO LA PRESIÓN DE CABEZA A 364 PSI	144
FIGURA 4.39: CONDICIONES A LAS QUE LLEGA EL FLUIDO A HORMIGUERO SUR A REDUCIENDO LA PRESIÓN DE CABEZA A 220 PSI	144
FIGURA 4.40: CONDICIONES DEL FLUIDO EN LA TUBERÍA DE 10 PULGADAS REDUCIENDO LA PRESIÓN DE CABEZA A 220 PSI	145
FIGURA 4.41: CONDICIONES A LAS QUE LLEGA EL FLUIDO A HORMIGUERO A REDUCIENDO LA PRESIÓN DE CABEZA A 220 PSI	145
FIGURA 4.42: CONDICIONES A LAS QUE LLEGA EL FLUIDO A HORMIGUERO SUR A REDUCIENDO LA PRESIÓN DE CABEZA A 138 PSI	146
FIGURA 4.43: CONDICIONES DEL FLUIDO EN LA TUBERÍA DE 10 PULGADAS REDUCIENDO LA PRESIÓN DE CABEZA A 138 PSI	146
FIGURA 4.44: CONDICIONES A LAS QUE LLEGA EL FLUIDO A HORMIGUERO A REDUCIENDO LA PRESIÓN DE CABEZA A 138 PSI	147
FIGURA 4.45: AUMENTO DE PRODUCCIÓN DE ACUERDO A LA PRESIÓN DE ENTRADA DE HORMIGUERO SUR A	148
FIGURA 4.46: ANÁLISIS NODAL DE DISEÑO PROPUESTO, CON DIFERENTES PROFUNDIDADES DE ASENTAMIENTO DE LA BOMBA.....	152
FIGURA 4.47: ANÁLISIS NODAL DE DISEÑO PROPUESTO, CON DIFERENTES DIÁMETROS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.	154
FIGURA 4.48: CARTA DE LA BOMBA 400 P8.....	155
FIGURA 4.49: ESQUEMA DEL POZO PROPUESTO.	156
FIGURA 5.1: CURVA IPR DIFERENTES EFICIENCIA DE FLUJO.....	158
FIGURA 5.2: RELACIÓN ENTRE EL CAUDAL Y LA EFICIENCIA DE FLUJO	158
FIGURA 5.3: RELACIÓN ENTRE LA UTILIDAD NETA Y LA EFICIENCIA DE FLUJO	159

INDICE DE ANEXOS

ANEXO 1.1: Mapa de Espesor Neto de la arenisca Hollín Superior con los respectivos pozos que producen de la misma.....	171
ANEXO 2.1: Registro Eléctrico de Hormiguero Sur 1.....	173
ANEXO 2.2: Registro Eléctrico de Hormiguero Sur 5.....	175
ANEXO 2.3: Registro Eléctrico de Hormiguero Sur 9.....	177
ANEXO 2.4: Registro Litológico de Hormiguero Sur 1.....	179
ANEXO 2.5: Registro Litológico de Hormiguero Sur 5.....	177
ANEXO 2.6: Registro Litológico de Hormiguero Sur 9.....	179
ANEXO 2.7: Ejemplo del proceso seguido para establecer la Hidráulica del fluido de perforación.....	181
ANEXO 2.8: Análisis de distribución del tamaño de la arcillas.....	187
ANEXO 3.1: Esquema de la Completación Inicial de Hormiguero Sur 1.....	189
ANEXO 3.2: Esquema de la Completación Inicial adicional de Hormiguero Sur 1.....	190
ANEXO 3.3: Esquema de la Completación del W.O. 1 de Hormiguero Sur 1.....	191
ANEXO 3.4: Esquema de la Completación del W.O. 2 de Hormiguero Sur 1.....	192
ANEXO 3.5: Esquema de la Completación del W.O. 3 de Hormiguero Sur 1.....	193
ANEXO 3.6: Esquema de la Completación del W.O. 4 de Hormiguero Sur 1.	194
ANEXO 3.7: Esquema de la Completación Inicial de Hormiguero Sur 5.....	195
ANEXO 3.8: Esquema de la Completación del W.O. 1 de Hormiguero Sur 5.....	196
ANEXO 3.9: Esquema de la Completación del W.O. 2 de Hormiguero Sur 5.....	197
ANEXO 3.10: Esquema de la Completación del W.O.3 de Hormiguero Sur 5.....	198
ANEXO 3.11: Esquema de la Completación inicial de Hormiguero Sur 9	199
ANEXO 3.12: Esquema de la Completación del W.O. 1 de Hormiguero Sur 9.....	200
ANEXO 3.13: Carta que permite determinar la eficiencia de flujo.....	201
ANEXO 3.14: Pruebas de compatibilidad del fluido con aditivos para evitar la emulsión.....	202

RESUMEN

El presente estudio fue propuesto por la compañía PetroOriental S.A. con la finalidad de determinar los factores principales que afectan directamente la producción que intervienen en las distintas operaciones a las cuales esta sujeta el pozo.

El análisis se realizó para los pozos del Campo Hormiguero Sur que están produciendo actualmente de la arena Hollín Superior: Hormiguero Sur 1, Hormiguero Sur 5 y Hormiguero Sur 9, estos fueron considerados debido a que presentaron una disminución relevante de producción en relación a la inicial en periodos relativamente cortos de actividad.

Partiendo de la recolección de información histórica de producción y presiones, reportes de operaciones de perforación y reacondicionamiento, pruebas de laboratorio, etc. se pudo determinar que los fluidos que tuvieron contacto directo con la formación productora produjeron un efecto negativo determinante sobre el yacimiento, por ende en su productividad.

Es importante destacar que en este caso en particular tanto métodos o mecanismos, como equipos utilizados en las operaciones no jugaron un papel predominante en la caída de producción.

En el primer capítulo se presenta una descripción geológica del Campo Hormiguero Sur con sus respectivas características litológicas y estratigráficas, dando mayor énfasis al yacimiento Hollín Superior; además se da una descripción de las características generales de los pozos analizados.

El segundo capítulo muestra un análisis técnico minucioso de los factores asociados a la perforación de los pozos antes mencionados, poniendo mayor

énfasis en los fluidos de perforación y en la incidencia negativa que provocó el contacto directo con la arena Hollín Superior.

En el tercer capítulo se realiza un análisis técnico de los efectos producidos por cada trabajo de reacondicionamiento de los pozos completados en la arena Hollín Superior, resaltando las pérdidas de producción, el daño provocado, así como las propiedades y los estudios de compatibilidad del fluido de completación.

El cuarto capítulo describe las características actuales a las cuales se encuentran produciendo los pozos en estudio, recopilando información de las condiciones de producción actuales que sirven para simular comportamientos futuros de la producción bajo escenarios reales así como simulados con el fin de proponer un diseño de un pozo ideal.

El quinto capítulo se resalta que los cambios sugeridos se enfocan en mejoras operativas mas no a la compra de nuevas tecnologías, ni equipos que aumente la inversión, además muestra los beneficios económicos que se darían si se perfora un pozo bajo las condiciones simuladas.

Finalmente, el sexto capítulo presenta las conclusiones y recomendaciones que se han obtenido durante la realización del presente estudio.

PRESENTACIÓN

Considerando que los yacimientos son sistemas muy complejos cuyo equilibrio puede ser alterado con facilidad, se ha visto la necesidad de determinar cual son las condiciones más idóneas que se debe tener en cuenta cuando un pozo es intervenido, para evitar o minimizar el daño a la formación. Con ello se busca mejorar las condiciones de producción, y sobre todo alargar la vida útil del pozo.

El presente análisis busca ser el sustento técnico que determine los factores de peso que incidieron en la disminución inesperada de producción de los pozos Hormiguero Sur 1, Hormiguero Sur 5 y Hormiguero Sur 9 que producen de la arena Hollín Superior, del campo Hormiguero Sur operada por la Compañía PetroOriental S. A.

El objetivo primordial de este estudio es analizar las operaciones de perforación, operaciones de completación y el sistema de producción actual desde el fondo del pozo hasta la estación de procesamiento, con el fin de validar los procedimientos o proponer ideas de mejoras en función de un mejor desempeño de la producción.

Al término del estudio, basándose en los resultados obtenidos se propone un modelo de pozo, cuyas características sean en lo posible lo más cercanas a una condición óptima de producción, con el fin de proyectar los beneficios tanto para el reservorio como los hacia la economía del proyecto.

La investigación está enfocada como aporte a los estudios ya realizados por la compañía PetroOriental S. A.; todos los réditos que brinde esta investigación irán a favor de la empresa y a la economía del país.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO

1.1 ANTECEDENTES

El Campo Hormiguero Sur se localiza en el Bloque 17 de la Cuenca Oriente del Ecuador, fue descubierto en marzo del 2005, al obtener resultados exitosos en las pruebas iniciales de producción del yacimiento U Inferior del pozo Hormiguero Sur – 1.

El bloque 17 fue operado por la corporación EnCana a través de su empresa EnCanEcuador S.A. desde febrero del 2003; a partir del 28 de Febrero del 2006 es operada por PetroOriental S.A. que tiene como accionista y propietario a Andes Petroleum Company Ltd. que adquirió oficialmente los activos de EnCanaEcuador.

Actualmente, el Campo Hormiguero Sur esta produciendo de los yacimientos M1, U inferior y Hollín Superior, estos fueron determinados basándose en las pruebas iniciales de producción y registros eléctricos que se realizaron entre febrero y septiembre del 2005 en Hormiguero Sur 1.

1.2 UBICACIÓN

El Bloque 17 se encuentra en la parte central de la Cuenca Oriente, la misma que se localiza entre la Cordillera de los Andes al occidente y el Escudo de Guyana al este.

En la región occidental del Bloque 17 se encuentra el Campo Hormiguero Sur, limitado al norte con el Campo Hormiguero. La figura 1.1 muestra la ubicación geográfica del Campo Hormiguero Sur.

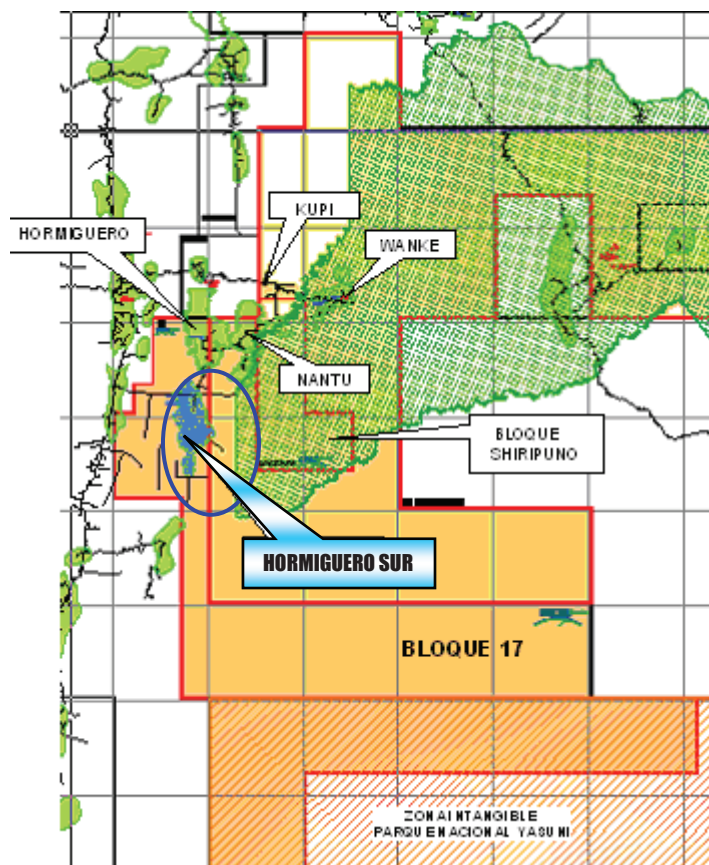


FIGURA 1.1 Ubicación Geográfica del Campo Hormiguero Sur
FUENTE: PetroOriental S.A., Plan de Desarrollo del Campo Hormiguero Sur

1.3 GEOLOGÍA GENERAL

Los depósitos de petróleo en Hormiguero Sur son una combinación de trampas estratigráficas y estructurales, donde se encuentran presentes las formaciones Hollín y Napo del Período Cretácico. El yacimiento Hollín Superior es una formación arcillosa que reposa sobre areniscas más limpias que componen la Formación Hollín, este yacimiento presenta como límite superior a una superficie de inundación que determina el fin de la Formación Hollín y el inicio de la Formación Napo.

Existe una serie de secuencias cíclicas en la Formación Napo, compuestas de areniscas continentales, marino-marginales, lodositas, carbones, calizas marinas y arcillas, es importante resaltar que dentro de estas secuencias, las areniscas interstratificadas se dividen de acuerdo a su antigüedad en : Arenisca T, Arenisca U,

Arenisca M2 y Arenisca M1. Las areniscas M1, U Superior, U Inferior y Hollín Superior son los yacimientos prospectivos del Campo Hormiguero Sur.

La figura 1.2 muestra la columna estratigráfica de la cuenca oriente.

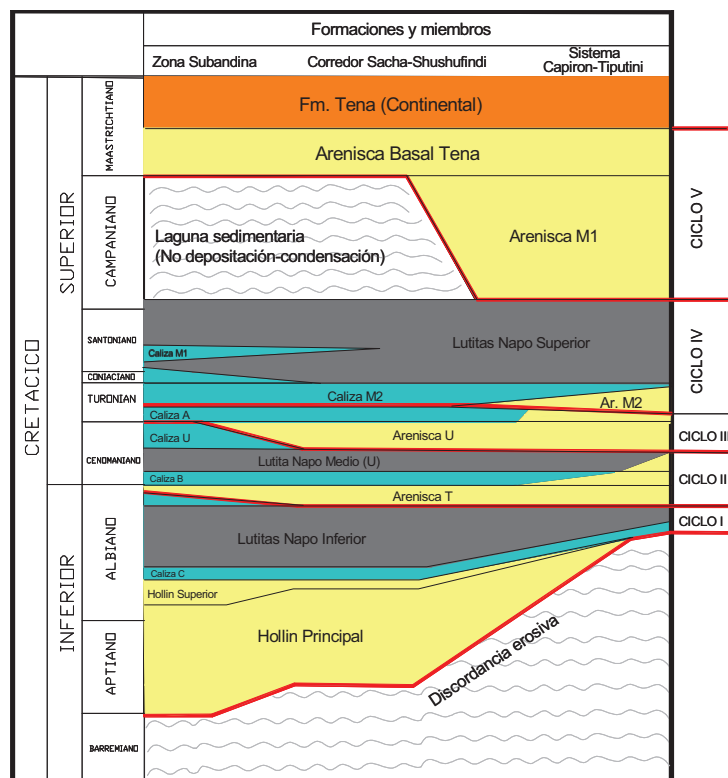


FIGURA 1.2 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente
FUENTE: PetroOriental S.A., Plan de Desarrollo del Campo Hormiguero Sur

1.3.1 ARENISCA M1

La arenisca M1 no tiene una buena clasificación de la arena y se caracteriza por la presencia de canales, esta fue depositada en un ambiente de planicies aluviales de inundación, además están relacionadas con cambios laterales de facies con sus respectivos tapones de abandono incidiendo discordantemente en las lodolitas de costa afuera subyacentes que corresponde a la lutita Napo Superior.

De acuerdo a lo observado el desarrollo de arenisca varía entre 0 y 10 pies en el pozo Hormiguero Sur – 1. En la arenisca M1 en el Bloque 17 el mecanismo de entrapamiento es una combinación de estructura y variaciones estratigráficas

sub-sísmicas. En la figura 1.3 se modela la interpretación actual de la arenisca M1 en el Campo Hormiguero Sur.

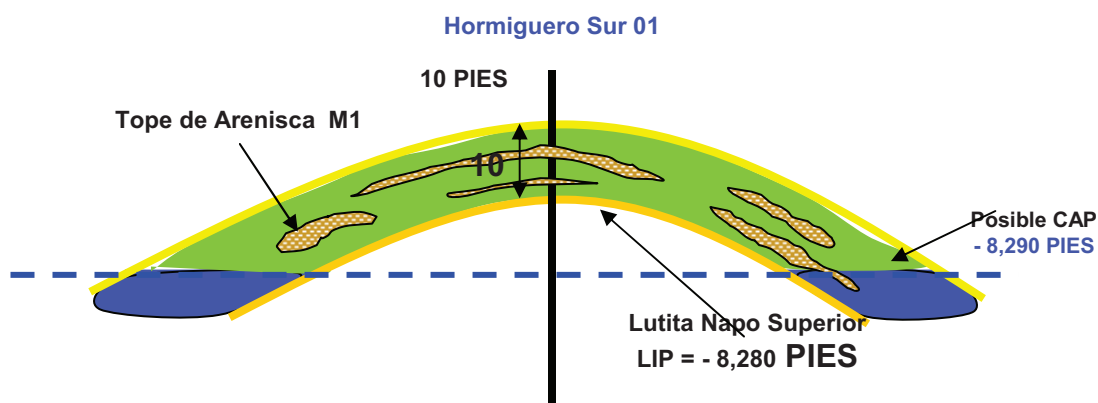


FIGURA 1.3: Diagrama esquemático – Arenisca M1 – Campo Hormiguero Sur
FUENTE: PetroOriental S.A., Plan de Desarrollo del Campo Hormiguero Sur

1.3.2 ARENISCA U SUPERIOR

La arenisca U Superior es definida como un depósito de arenisca de costa inferior ya que presenta fundamentalmente granos de glaucomita, subyace a la Caliza A la misma que presenta una trasgresión rápida. Bajo la arenisca U Superior se localizan más depósitos de costa pertenecientes a la arenisca U Media, además de depósitos fluviales y estuarinos correspondientes a la arenisca U Inferior.

En el yacimiento U Superior la arenisca neta presenta un espesor de 8.5 pies en el pozo Hormiguero Sur – 1.

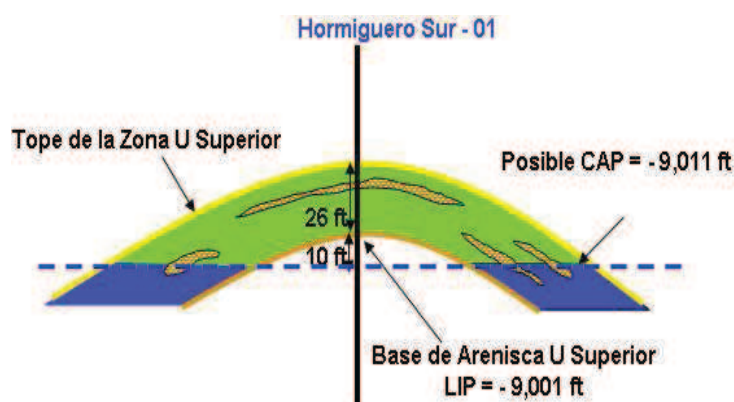


FIGURA 1.4: Diagrama esquemático – Arenisca U Superior – Campo Hormiguero Sur
FUENTE: PetroOriental S.A., Plan de Desarrollo del Campo Hormiguero Sur

En la arenisca U Superior del Bloque 17 el mecanismo de entrapamiento es una combinación de estructura y variaciones estratigráficas sub-sísmicas.

La figura 1.4 modela la interpretación actual de la arenisca U Superior en el Campo Hormiguero Sur.

1.3.3 ARENISCA U INFERIOR

Es un conjunto de areniscas apiladas de canales fluvio-estuarinos con sus correspondientes facies de abandono que se erosionan dentro de las lodolitas calcáreas de costa-afuera subyacentes, las mismas que corresponden a la zona de la caliza B. De acuerdo a lo observado el desarrollo de la arenisca es de 34 pies en el pozo Hormiguero Sur 2. En arenisca U Inferior en el Bloque 17 el mecanismo de entrapamiento es una combinación de estructura y variaciones estratigráficas sub-sísmicas. La figura 1.5 modela la interpretación actual de la arenisca U Inferior en el Campo Hormiguero Sur.

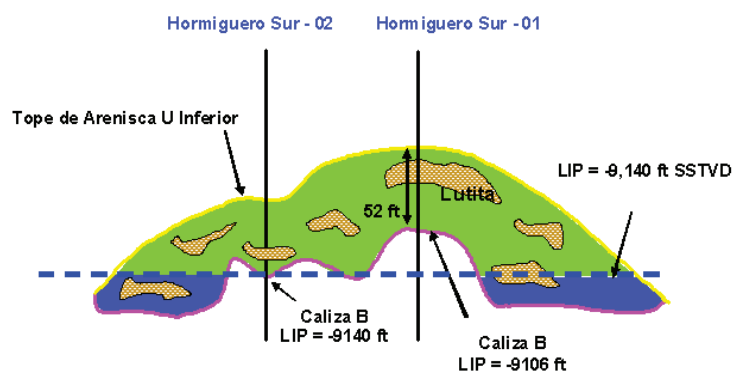


FIGURA 1.5: Diagrama esquemático – Arenisca U Inferior – Campo Hormiguero Sur
FUENTE: PetroOriental S.A., Plan de Desarrollo del Campo Hormiguero Sur

1.3.4 HOLLÍN SUPERIOR

Antes de que un evento de inundación marina defina el inicio de la depositación de la Formación Napo se encuentra la última depositación de la formación Hollín que constituye la arenisca Hollín Superior. La figura 1.6 muestra el Mapa estructural al tope de la porosidad de la arena Hollín Superior.

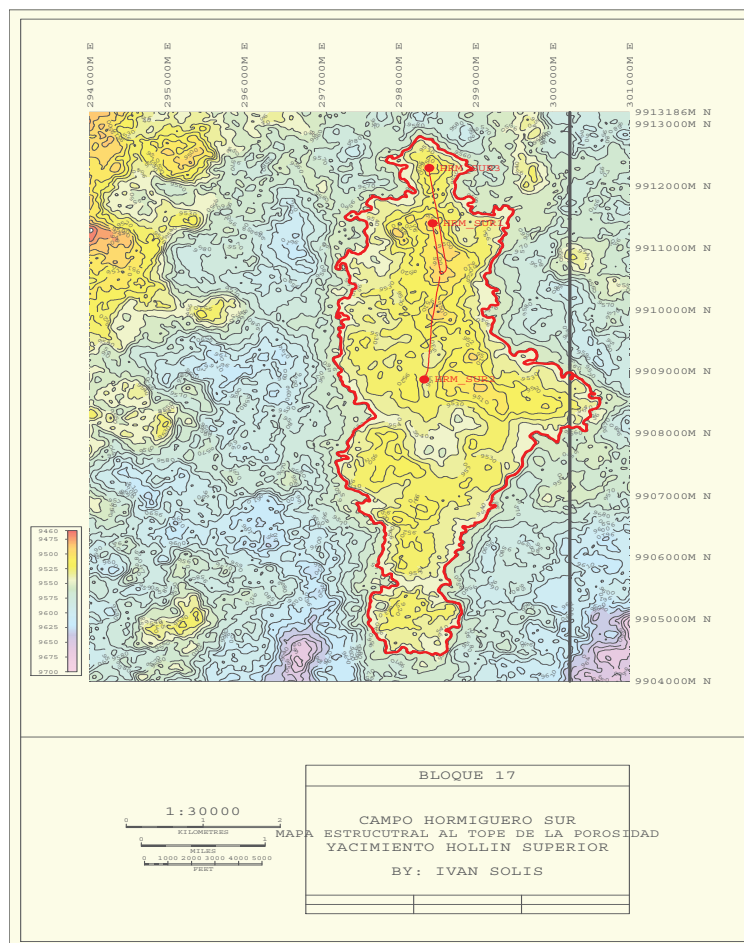


FIGURA 1.6: Mapa estructural al tope de la porosidad – Hollín Superior Campo Hormiguero Sur
FUENTE: PetroOriental S.A., Plan de Desarrollo del Campo Hormiguero Sur

En un sistema detrítico de energía leve se da la depositación de esta arenisca donde se evidencian los efectos de la transgresión marina, caracterizándose la misma por dos ambientes de depositación; la parte inferior que es de tipo clástico de playa deltaico-estuarino y la parte superior que es de facies de plataforma marina somera. Por tanto, la arenisca Hollín Superior es descifrada como una línea de costa transgresiva que se sobrepone a los canales de arena fluviales de la arenisca Hollín.

En el yacimiento Hollín Superior la arenisca neta presenta un espesor de 17 pies en el pozo Hormiguero Sur – 1. En la arenisca Hollín Superior del Bloque 17 el mecanismo de entrapamiento es una combinación de estructura y variaciones estratigráficas sub-sísmicas. La figura 1.7 modela la interpretación actual de la arenisca U Superior en el Campo Hormiguero Sur.

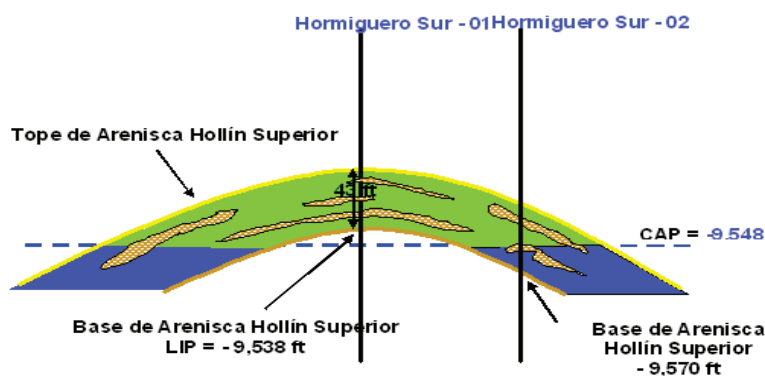


FIGURA 1.7: Diagrama esquemático – Arenisca Hollín Superior – Campo Hormiguero Sur
FUENTE: PetroOriental S.A., Plan de Desarrollo del Campo Hormiguero Sur

1.3.4.1 Petrofísica

Por medio de los registros de densidad (RHOB) y de los registros sónico y neutrón se asumió una densidad de la matriz de $2.64 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ y una densidad de fluido de $1.0 \text{ [g/cm}^3\text{]}$. Para definir los valores promedios de Porosidad, Saturación de Agua y Espesor Neto de Pago, se analizó la región localizada entre el tope y la base de cada uno de los yacimientos. Los rangos considerados para la perforación de zonas de pago son: $\phi_{\text{eff.}} > 10\%$, $S_w < 50\%$ y $V_{\text{Clay}} < 50\%$.

La Tabla 1.1 muestra los datos que se obtuvieron del pozo Homiguero Sur 1.

TABLA 1.1: Parámetros petrofísicos del yacimiento Hollín Superior, Campo Hormiguero Sur

Yacimiento	Espesor Bruto (PIES)	Pago Neto (PIES)	Relación N/G (v/v)	Φ (v/v)	S_w (v/v)
Hollín Superior	44.0	17.0	0.39	0.14	0.36

FUENTE: PetroOriental S.A., Plan de Desarrollo del Campo Hormiguero Sur

1.3.4.2 Temperatura

De los datos disponibles se obtuvo un gradiente geotermal de $2.19 \text{ }^\circ\text{F}/100'$ y una temperatura promedio de fondo (BHT) de $230 \text{ }^\circ\text{F}$ para el yacimiento.

1.3.4.3 Presión del yacimiento

En el pozo Hormiguero Sur 1 se procedió a una prueba de presión de gradiente estático una vez cañoneada la arenisca Hollín Superior, con la cual se determinó una presión inicial de yacimiento de $4,585 \text{ psia @ -9,509 \text{ pies SSTVD}}$. Posteriormente, con una prueba de restauración de presión correspondiente a la prueba inicial de producción se define una presión inicial de $4,380 \text{ psia @ -9,509 \text{ pies SS TVD}}$ para el mismo yacimiento.

La Tabla 1.2 muestra en conjunto las características iniciales del yacimiento.

TABLA 1.2: Características iniciales de la presión del yacimiento

Yacimiento Hollín Superior	Tipo de Prueba	Calidad	Pr@9,509' SS TVD	K(md)	S total	IP petróleo(bbl/d/psi)
12/05/05	PWS	Regular	4585	---	---	---
12/06/05	B`UP	Buena	4379	162	0.77	0.22

FUENTE: PetroOriental S.A., Plan de Desarrollo del Campo Hormiguero Sur

La estimación de presión correspondiente a la prueba de gradiente estático que muestra un valor de Pr (Presión de reservorio) mayor que la estimación de presión realizada a partir del análisis de la prueba de restauración de presión, por lo que se presume que existe la posibilidad de que la prueba realizada de gradiente estático muestre en realidad la presión de la columna hidrostática que existía durante el proceso de prueba antes que una verdadera estimación de la presión del yacimiento Hollín Superior. Por este motivo, se ha calificado al resultado de esta prueba como “regular”.

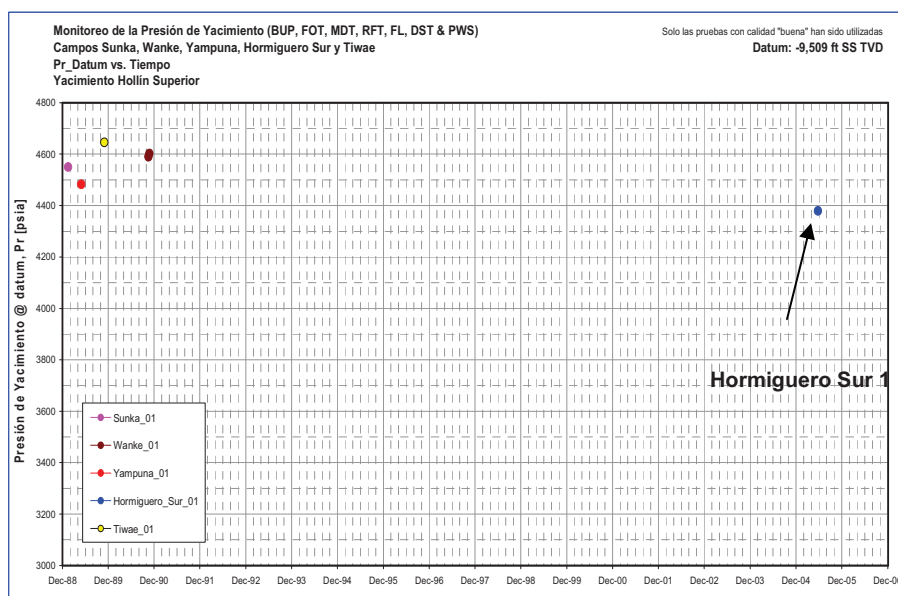


FIGURA 1.8: Presión del yacimiento Hollín Superior – Pr vs. Tiempo

FUENTE: PetroOriental S.A., Plan de Desarrollo del Campo Hormiguero Sur

La figura 1.8 muestra gráficamente la magnitud de la presión inicial del yacimiento Hollín Superior comparada con las estimaciones de presión correspondientes a este yacimiento realizado en campos cercanos al Campo Hormiguero Sur.

1.3.4.4 Petróleo original “IN-SITU”

El POES del yacimiento Hollín Superior del Campo Hormiguero Sur fue estimado

utilizando un factor NTG promedio de 27. El valor total de Petróleo en Sitio Probado + Probable + Posible para el yacimiento Hollín Superior de 11.2 MMbbl (aproximación). Ver Tabla 1.3

TABLA 1.3: POES estimado del yacimiento Hollín Superior- HS 1

Región	Zona	CAP (PIES)	Φ (promedio) %	Sw %	NTG fractura	h pago promedio PIES	Bo (Bbl/d)	Volumen Roca Bruto (GRV)	POES P+P+P
Hormiguero Sur Lóbulo Principal	HSUP	-9,548	0.139	0.36	0.268	17	1.112	67,046	11.182

*Análisis petrofísico correspondiente al pozo Hormiguero Sur - 1

**Bo corresponde al Punto de Burbuja - PVT pozo Hormiguero Sur - 1

Volumen bruto de roca obtenido de mapa de espesores neto

FUENTE: PetroOriental S.A., Plan de Desarrollo del Campo Hormiguero Sur

1.3.5 POZOS QUE PRODUCEN DE HOLLÍN SUPERIOR

Actualmente en el Campo Hormiguero Sur se tiene tres pozos que se encuentran produciendo de la Arena Hollín Superior que son Hormiguero Sur 1, Hormiguero Sur 5 y Hormiguero Sur 9; cuyas características principales de cada pozo se muestran en la Tabla 1.4, y 1.5. (Ver Anexo 1.1)

CARACTERÍSTICAS LITOLÓGÍA, PETROFÍSICAS Y GENERALES DE CADA POZO

TABLA 1.4: Características litológicas del yacimiento Hollín Superior

POZO	PROFUNDIDAD (PIES)	LUTITAS (%)	CALIZA (%)	ARENISCA (%)	CAOLIN (%)
HORMIGUERO SUR 1	10,970-11,060	80 - 20	10 - 50	10 - 50	
	11,060-11,140	81 - 50		10 - 20	10 - 30
	11,140-11,210	80 - 100			20 - TR
	11,210-11,240	80 - 100	20 - TR		
	11,240-11,290	90 - 40		10 - 60	
	11,290-11,443	60 - 20		10 - 40	10 - 70
HORMIGUERO SUR 5	10,530-10,545	80	20		
	10,545-10,618	30		40	30
	10,618-10,692	90	10		
	10,692-10,719	80	20		
	10,719-10,755	40		60	
	10,755-10,905	80		10	10
HORMIGUERO SUR 9	10,476-10,542	90	10		
	10,542-10,565	70	30		
	10,565-10,628	30	10	60	
	10,628-10,778	20		50	30

FUENTE: PetroOriental S.A.

TABLA 1.5: Características generales de cada pozo

(a) CARACTERÍSTICAS DE LA ARENA			
POZO	HS 1	HS 5	HS 9
TOPE Hollin Superior MD (PIES)	11,235	10,725	10,579
TOPE Hollin Principal MD (PIES)	11,282	10,761	10,621
ESPESOR BRUTO TVD (PIES)	48	34.7	42
ESPESOR NETO TVD (PIES)	17	19	20.5

(b) CARACTERÍSTICAS DEL POZO			
PROFUNDIDAD MD (PIES)	11,443	10,905	10,778
PROFUNDIDAD TVD (PIES)	10,704	10,689	10,724
INTERVALO PERFORADO MD (PIES)	11,240 - 11,256	10,728 - 10,747	10,583 - 10,605

(c) CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACION			
POROSIDAD	0.14	0.18	0.18
TEMPERATURA (°F)	238	238	238
COMPRESIBILIDAD TOTAL (1/PSI)	7.6 E-0.6	7.6 E-0.7	7.6 E-0.8
PERMEABILIDAD (mD)	162	183.5	146
DAÑO inicial, S	0.77	1	-1.1
ALMACENAMIENTO (bb/PSI)	6.4 E-5	0.002	0.118
MODELO DE FLUJO	PENETRACION PARCIAL+ FALLAS PARALELAS	RADIAL HOMOGENEO+ FALLAS PARALELAS	PENETRACION PARCIAL + LIMITE INFINITO COMPRESIBILIDAD CONSTANTE
DISTANCIA A FALLAS (PIES)	480 & 5968	450 & 290 (L1 NF, L3 NF)	

(d) CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO			
GRAVEDAD API (°)	24.9	23	20.7
FACTOR VOLUMETRICO DEL CRUDO, B_o	1.1	1.1	1.1
VISCOSIDAD DEL PETROLEO @ 150 °F, U_o (Cp)	17.8	10.5	10.5
CORTE DE AGUA WC (%)	6	30	14
SALINIDAD DE AGUA PRODUCIDA (PPM)	12,720	4,868	8,415
SATURACION DE AGUA, S_w (%)	0.36	0.26	0.26
VISCOSIDAD DEL AGUA, U_w (Cp)	0.3	0.3	0.3
FACTOR VOLUMETRICO DEL AGUA (bb/BF)	1.03	1.03	1.03
GOR (PCS/BBL)	104	87	89

FUENTE: PetroOriental S.A.

CAPÍTULO II

ANÁLISIS TÉCNICO DE LA PERFORACIÓN EN HOLLÍN SUPERIOR CAMPO HORMIGUERO SUR

2.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo principal del presente estudio es determinar los posibles factores que pudieron causar daño en la formación productora afectando directamente a su productividad, es así que se ha visto necesario analizar todos los procesos en cuestión.

El análisis que se realiza se basa en datos recolectados en todo el proceso de la perforación de los pozos Hormiguero Sur 1, Hormiguero Sur 5 y Hormiguero Sur 9; poniendo mayor énfasis a los fluidos que pudieron tener contacto directo con el yacimiento de interés.

2.2 ANTECEDENTES

Basándose en el plan de desarrollo del Campo Hormiguero y a la historia generada por el proceso de perforación que se registraron en varios pozos de este campo y cercanos, se realiza un estudio de geomecánica de las rocas, en el 2004, con el fin de diagnosticar el origen de estos problemas y construir un Modelo Mecánico del Suelo de esta área, el cual da una representación numérica de las características de esfuerzo (stress) y propiedades de las rocas para la secuencia específica de litología de dicho campo.

En el estudio de Geomecánica del Campo Hormiguero, se determina que la inestabilidad de los pozo horizontales que se estaban perforando se debía a la presencia de lilitas altamente quebradizas depositadas en forma laminar en varios segmentos de las formaciones y que su dirección no tiende a ser la misma,

ni paralela al mínimo esfuerzo horizontal de las rocas (20° o 200°), con esto y otros parámetros que se tomaron en consideración, este estudio sugirió para minimizar dichos problemas tener un ángulo de ataque máximo de 45° en la formación Napo, utilizar varios aditivos para inhibir tanto a las lutitas como a las arcillas (como glicol), mantener densidades elevadas cuando se está perforando en dirección del mayor esfuerzo horizontal (110° o 290°).

2.3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Índice de Productividad

El índice de productividad es una medida del potencial del pozo, es decir de su capacidad de producir, el mismo que es afectado por la acción de agentes externos que puedan cambiar las propiedades intrínsecas de la formación, tales como: la mojabilidad de la roca, permeabilidades y porosidad, dichos agentes externos pueden ser: invasión de sólidos, cañoneo, emulsiones, bloqueo por agua, pozos horizontales/verticales, depósitos de asfaltenos o escamas, entre otros.

La figura 2.1 describe la fórmula del Índice de productividad.

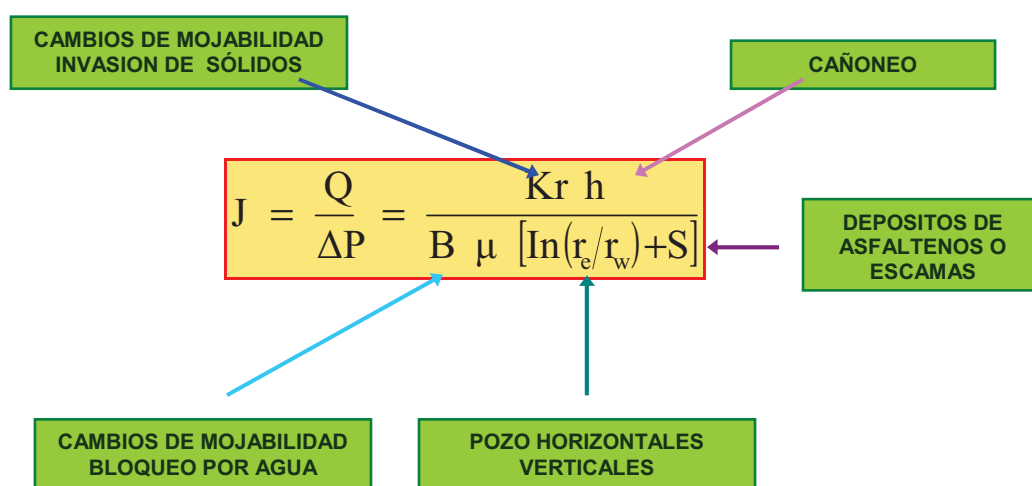


FIGURA 2.1: Índice de Productividad considerando factores que lo afectan

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

Se puede hacer una estimación de la producción de un pozo a perforar mediante ciertas evaluaciones y correlaciones de pozos vecinos que presentan

características similares que atraviesan la misma arena productora, sin embargo existen situaciones donde no se produce lo esperado, esto se debe a distintos factores tanto externos como propios del reservorio.

El yacimiento en su estado natural presenta un equilibrio tanto físico como químico, que puede ser alterado cuando se pone en contacto con sistemas artificiales compatibles o no con el medio original; de esta manera se perturba el ambiente inicial.

Si se causa artificialmente perjuicios a la roca yacimiento se dice que existe un daño de formación, este reduce la producción de las capas productoras, lo cual no es posible de evitar, por lo tanto debe ser minimizado; además, se caracteriza por un cambio en la permeabilidad y porosidad en zonas aledañas al pozo y es conocido generalmente como skin (factor de daño de formación), dicho daño se presenta desde pocos milímetros de espesor hasta varios centímetros, inclusive, dependiendo del tipo de yacimiento..

Los mecanismos de daño a la formación puede ser: físico, químico, biológico y térmico.

- *El daño físico se da por:* Invasión de sólidos, Migración de finos, Daño inducido por cañoneo.
- *El daño químico se presenta por:* Interacciones roca-fluido, Interacciones fluido-fluido.

Para la prevención de daño se debe tomar en cuenta el control de sobre balance y la formulación de fluidos de perforación, este último se refiere al diseño del tamaño de partículas que forman la costra de lodo y la interacción que se puede darse en el sistema fluido - fluido o roca - fluido.

En la perforación con sobre balance se puede afectar a la estabilidad del hoyo (ventana operacional de fluido); además a la formación de costra (presión para formar la costra por filtración).

Es importante resaltar que la densidad del fluido de perforación debe ser menor al gradiente de fractura y mayor a la presión de poro (ventana operacional); el sobre balance debe formar por filtración un sello instantáneo y casi impermeable, a fin de minimizar la invasión de los fluidos de perforación hacia la formación.

2.3.1 DAÑO FÍSICO

Se caracteriza por la reducción del potencial de producción por un proceso de origen físico, por ejemplo, diferenciales de presión (sobre balance) o flujo.

Puede ser causado por:

- Taponamiento de gargantas/poros por revoques internos, lo que incrementa la presión capilar al reducir el radio de los poros.
- Migración de finos
- Daño inducido por cañoneo

Y se pueden prevenir si se tiene:

- Formación de costra externa eficiente
- Flujo debe ser menor que la velocidad crítica
- Cañoneo bajo balance

2.3.1.1 Filtración durante la perforación

El fluido de perforación forma la costra mediante un proceso de filtración controlada en formaciones de arenas consolidadas o no consolidadas, para esto se necesita un diferencial de presión que se obtiene de:

Diferencial de presión filtración = (presión hidrostática – presión de la formación)

En caso de fracturas naturales no se forma la costra efectiva por filtración controlada.

Proceso de filtración

Este proceso presenta varias etapas como son:

1. Pérdida inicial de fluido y sólido
2. Formación de la costra.
3. Pérdida de filtrado

En las figuras 2.2 y 2.3 se pueden ver el desarrollo de este proceso:



FIGURA 2.2: Esquema Proceso de formación de la costra de lodo
FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

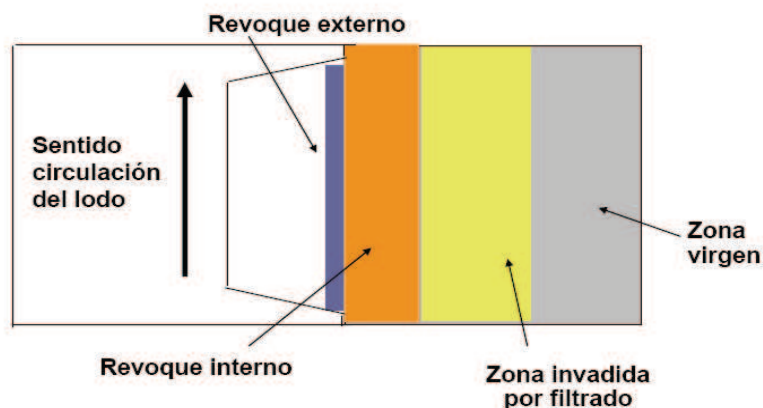


FIGURA 2.3: Esquema de la formación de la costra en la pared del hoyo
FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

La costra de lodo debe caracterizarse por:

- Formarse rápidamente para proteger la formación.
- Ser semi-impermeable para que el paso del filtrado sea bajo.
- Ser fácil de remover para obtener una buena producción.
- Tener resistencia para no fracturarse ni romperse.

2.3.1.2 Material Puenteante

El material de puente debe tener un tamaño igual o ligeramente mayor que un tercio del tamaño promedio de los poros de la formación, y su concentración en el total de sólidos que forman el lodo debe ser al menos el 5% de la mezcla final.

La figura 2.4 es un ejemplo de la disposición del agente puente en la cara de la formación.

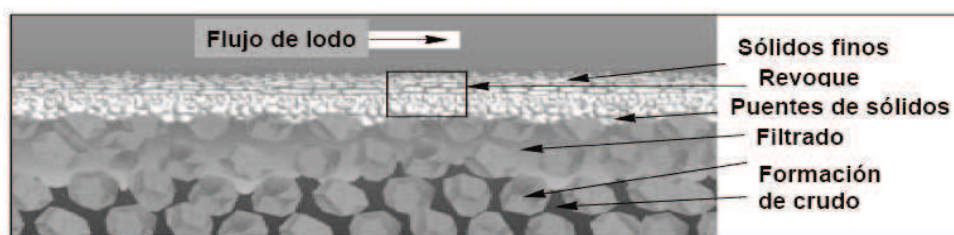


FIGURA 2.4: Agente puenteante

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

La eficiencia de la costra es influenciada por los factores del agente de puente como:

Cantidad del agente de puente:

- Densidad: de este parámetro depende el sobrebalance.
- Espesor de la costra.

Calidad del agente de puente:

- Tipo
- Naturaleza
- Resistencia a la abrasión

La Tabla 2.1 muestra la naturaleza y resistencia a la abrasión del agente puenteante.

TABLA 2.1: Resistencia y abrasión del agente puenteante

NATURALEZA	FORMULA	DUREZA DE MOHS
CARBONATO DE CALCIO:		
• Dolomita	$\text{CaMg}(\text{CO})_3$	3.5 - 4
• Calcita	CaCO_3	3
BARITA	BaSO_4	3
HEMATITA	Fe_2O_3	5 - 6

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

Tipos de agentes de puente

Material densificante: Es el sólido que aumenta la densidad en el fluido de perforación y que puede o no tener una distribución granulométrica controlada. Puede ser: carbonato de calcio, sal / cloruro de sodio, hematina, barita.

Material de puente: Es el sólido que posee una distribución granulométrica controlada; se puede obtener comercialmente en varios tamaños. Puede usarse como sólido total (densificante) en el fluido o como parte de ellos. Puede ser: carbonato de calcio, sal / cloruro de sodio.

Esquema de la distribución granulométrica del material puenteante

La figura 2.5 esquematiza el intervalo de tamaño de las partículas del agente de puente a las que se muele en forma controlada el mismo.

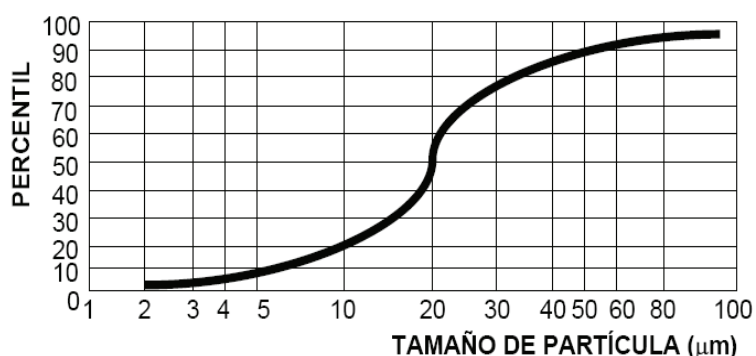


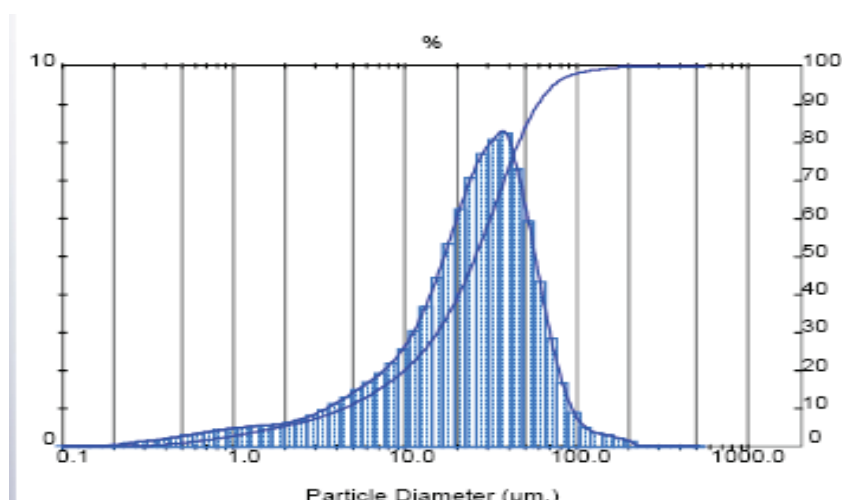
FIGURA 2.5: Percentil del Carbonato

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

El percentil es el valor del corte de un porcentaje de partículas con respecto a su tamaño.

Para el material de puente la molienda o pulverización debe ser controlada para permitir obtener una distribución granulométrica definida. El material densificante debe tener especificaciones para la molienda que predeterminen el tamaño por debajo del cual deben encontrarse la mayoría de las partículas.

En la figura 2.6 podemos observar un ejemplo de la distribución granulométrica del Carbonato de calcio.



Result: Histogram Table

ID: Carbonato de calcio		Run No: 1	Measured: 19/5/99 08:40PM				
File: INTEVEP		Rec. No: 4	Analysed: 20/5/99 10:33AM				
Path: C:\SIZERMP\DATA\			Source: Analysed				
Sampler: Internal		Measured Beam Obsouration: 18.8 %					
Presentation: 5OHE		Analysis: Polydisperse					
Modifications: None		Residual: 1.382 %					
Conc. = 0.0301 %Vol		Density = 2.700 g/cm ³		S.S.A. = 0.3237 m ² /g			
Distribution: Volume		D[4, 3] = 30.23 µm		D[3, 2] = 6.88 µm			
D(v, 0.1) = 4.21 µm		D(v, 0.5) = 25.56 µm		D(v, 0.9) = 58.95 µm			
Span = 2.141E+00		Uniformity = 8.971E-01					
Size (µm)	Volume Under %	Size (µm)	Volume Under %	Size (µm)	Volume Under %	Size (µm)	Volume Under %
0.055	0.00	0.554	1.45	5.79	12.99	59.41	90.23
0.060	0.00	0.619	1.67	6.36	14.02	65.21	92.73
0.066	0.00	0.679	1.90	6.97	15.14	71.57	94.66
0.073	0.00	0.746	2.16	7.66	16.34	78.66	96.10
0.080	0.00	0.818	2.43	8.40	17.65	86.23	97.13
0.087	0.00	0.898	2.72	9.22	19.07	94.66	97.84
0.096	0.01	0.986	3.02	10.12	20.63	103.9	98.34
0.105	0.01	1.08	3.34	11.11	22.37	114.0	98.69
0.116	0.02	1.19	3.66	12.19	24.30	125.2	98.97
0.127	0.02	1.30	4.00	13.36	26.47	137.4	99.20
0.139	0.04	1.43	4.35	14.69	28.90	150.8	99.42
0.153	0.05	1.57	4.70	16.12	31.63	165.5	99.61
0.168	0.07	1.72	5.06	17.70	34.69	181.7	99.77
0.184	0.10	1.89	5.43	19.42	38.09	199.4	99.89
0.202	0.14	2.08	5.82	21.32	41.83	218.9	99.99
0.222	0.19	2.28	6.23	23.40	45.89	240.3	100.00
0.244	0.26	2.50	6.67	25.69	50.24	263.7	100.00
0.267	0.33	2.75	7.15	28.19	54.84	289.5	100.00
0.294	0.42	3.01	7.67	30.95	59.62	317.9	100.00
0.322	0.53	3.31	8.24	33.97	64.62	348.8	100.00
0.354	0.64	3.63	8.87	37.29	69.67	382.9	100.00
0.388	0.77	3.99	9.56	40.93	74.89	420.2	100.00
0.426	0.92	4.38	10.31	44.92	79.27	461.2	100.00
0.468	1.08	4.80	11.13	49.31	83.47	506.3	100.00
0.513	1.26	5.27	12.02	54.12	87.14	555.7	100.00

FIGURA 2.6: CURVA Y DATOS DE GRANULOMETRIA - EQUIPO MALVERN

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

Método para cálculo de granulometría de agente de puente

La figura 2.7 muestra gráficamente un ejemplo esquemático de la morfología del poro y de la garganta poral.

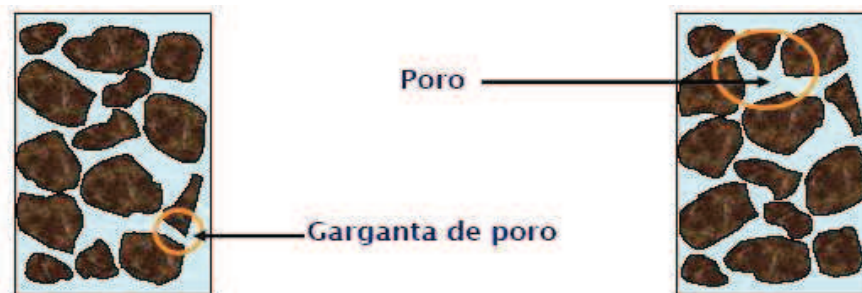


FIGURA 2.7: Morfología del poro y la garganta

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

1.- Se toma un valor promedio del tamaño del poro/garganta de los valores encontrados en laboratorio.

Sino se dispone de la curva de tamaño de poro/garganta por inyección de mercurio de la caracterización del yacimiento o de los valores por espectroscopia electrónica se puede obtener una aproximación considerando las siguientes reglas:

REGLA 1: Se calcula la raíz cuadrada de la permeabilidad en mili Darcys y usar este resultado como tamaño promedio garganta de poro; el tercio de este valor es una aproximación del valor promedio del agente de puente.

REGLA 2: se determina la raíz cuadrada de la permeabilidad en mili Darcys dividida por la porosidad y se usa este resultado como tamaño promedio de garganta de poro; el tercio de este valor es una aproximación del valor promedio del agente de puente.

Si no se cuenta con valores

2.- Se tabulan los valores promedio de garganta y de poro.

Se divide esos tamaños de garganta y de poro entre 3 y se tabula.

Se divide en tres porque existe una regla “geométrica” de filtración: “*Esferas de diámetro equivalente a un tercio del diámetro de un círculo, harán puente entre ellas sobre el círculo*”

3.- Se buscan las gráficas de distribución granulométrica del agente de puente.

Se determina para cada gráfica el tamaño que corresponde a los percentiles 10, 50 y 90. Se tabulan.

4.- Comparando los valores de tamaños de garganta y poro y los de percentiles de la granulometría:

- Se define cuál distribución tiene un D10 equivalente o similar al tercio de la garganta de poro.
- EL D90 debe ser similar al tamaño de poro

Prueba de laboratorio:

La tabla 2.2 muestra los parámetros que se considero de garganta y poro; y en la tabla 2.3 se da las características de las muestras de carbonato que se utilizaron para la prueba, estas fueron tomadas del percentil presentado en la figura 2.8.

TABLA 2.2:: Datos de Morfología de garganta y poro de la muestra

TAPÓN	DIAM. GARGANTA μm	DIAM. PORO μm	1/3 D. PORO μm
1X	8.6	48	2.9

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

TABLA 2.3: Parámetros medidos a muestras de Carbonato

MUESTRA	CARBONATO A	CARBONATO B
D10	2.05	3.05
D50	14.28	20.98
D90	76.63	56.6

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

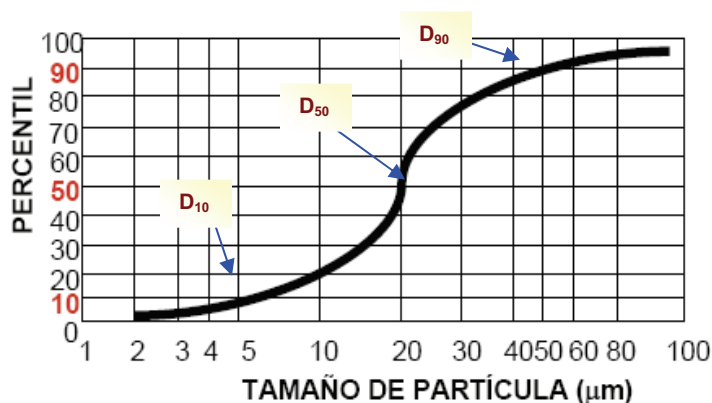


FIGURA 2.8: Percentil del carbonato

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

Finalmente la Tabla 2.4 muestra los datos de la curva de filtración obtenidos en la prueba en la que se pudo determinar que el carbonato A, ya que logra un mejor puenteo, y logra una menor pérdida de fluido.

TABLA 2.4: Datos de curvas de filtración del laboratorio

FLUIDO DE PERFORACION	PÉRDIDA FILT. INICIAL (cm ³)	FILTRADO ACUMULADO (cm ³ en 18 horas)
POLIMERO/CARBONATO A	5	17
POLIMERO/CARBONATO B	1	18.5

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

2.3.1.3 Migración de finos

Se define al movimiento de partículas sólidas en el sistema de poros debido a la fuerza de arrastre del fluido que las humecta y que las hace migrar.

El movimiento de finos debe prevenirse pues causan disminución de la permeabilidad efectiva al colocarse estas partículas haciendo puente en las gargantas de poros más pequeñas o disminuyendo el espacio de poro por su deposición. (Ver figura 2.9)

Finos.- Son partículas finas que se encuentran en la formación y que tienen un diámetro menor a 5µm.

Tienen diferentes naturalezas:

- Arcillas migratorias
- Fragmentos de roca (material silíceo)
- Pirita
- Pirobitumen

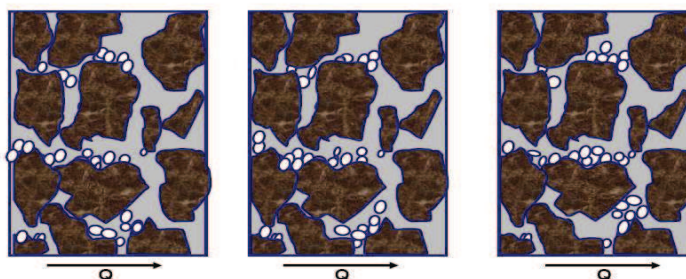


FIGURA 2.9: Movimientos de finos con el flujo del fluido en la formación

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

Los finos migran cuando el fluido al cual están humectados se mueve a velocidad igual o por encima de la velocidad crítica.

Velocidad crítica: es la velocidad a la cual la fuerza de arrastre hace que los finos comiencen a migrar en la formación.

Humectabilidad o mojabilidades.- Es la atracción preferencial de un fluido por recubrir la superficie de un sólido (roca y/o fino). Las rocas presentan diferentes mojabilidades.

Consideraciones sobre la migración de finos:

- Debe obtenerse información de las características mineralógicas, petrofísicas y de mojabilidad del yacimiento a fin de establecer la potencial migración de finos.
- Sobrebalance de operación de perforación, pudiera ocasionar un flujo de invasión de filtrado hacia la formación superior a la velocidad crítica.
- La composición química del fluido de perforación dado que puede ocasionar cambio de humectabilidad (fluido emulsión inversa ó 100% aceite) y disgregación de arcillas (pH bajos o cambios de salinidad).

Es importante tener una costra de lodo en el pozo cementado, ya que a menor sea la zona invadida por el revoque interno o filtrado, se tiene mayores probabilidades de superar esta zona mediante el cañoneo y obtener mejores niveles de productividad del pozo. La costra de lodo es compresible a medida que la estructura de esta se torna más compacta debido a presión de compresión, ya sea porque las partículas sólidas se aproximen entre si y/o se deformen. Durante este proceso la porosidad de la costra disminuye y la resistencia al flujo de fluidos a través de ella aumenta, es decir su permeabilidad disminuye.

Filtración dinámica.- La costra en condiciones dinámicas llega a una altura cuando la presión no puede detener una partícula en movimiento, en las operaciones de perforación la costra aumenta hasta que las fuerzas de arrastre que actúan sobre las partículas es igual al diferencial de presión. Ver figura 2.10.

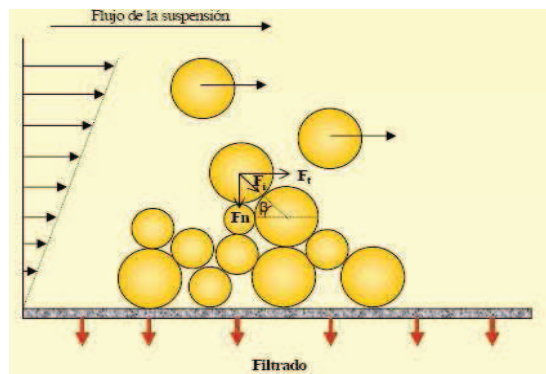


FIGURA 2.10: Migración dinámica

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

2.3.2 DAÑO QUÍMICO

Este daño se puede dar por una interacción entre el fluido y la roca que puede ocasionar la hidratación de las arcillas o un cambio en la humectabilidad, también puede haber una interacción entre el fluido de perforación y fluidos propios del yacimiento que podría provocar emulsiones, precipitaciones o bloqueo por agua.

2.3.2.1 Arcillas

Las arcillas las podemos definir como:

HINCHABLES.- Estas pueden aumentar su volumen por tener la capacidad de aceptar mayor cantidad de solución iónica dentro de su constitución química; como son esmectita (bentonita), illita, arcillas mixtas.

Esmectita

Están constituidas por una capa octaédrica en medio de dos tetraédricas con una capa de solución iónica entre ellas, químicamente es $[(OH)_4 (Al_4Fe_4Mg_4)Si_8O_{20}] \cdot n(H_2O)$, donde los oxígenos están en los bordes de las capas tetraédricas dándole carga negativa; el aluminio en el centro de la octaédrica y le da carga positiva, esta solución presenta entre las unidades iones de calcio, magnesio o sodio. AL entrar en contacto con solución de concentración iónica menor, la esmectita tomará parte de esa agua entre sus unidades (hinchamiento). Ver Figura 2.11.

MIGRATORIAS.- Al cambiar el pH o la concentración iónica del entorno las arcillas se dispersan y migran en el sistema poroso al exceder la velocidad crítica; como pueden ser la caolinita y la clorita. Ver la figura 2.11.

Caolinita

Su fórmula química es $[(OH)_8Al_4Si_4O_{10}]$ está formada por capas alternas tetraédricas y octaédricas sin agua entre ellas; un cambio en el pH o en la concentración iónica hace que las unidades se dispersen, además un flujo excesivo (bombeo alto caudal) puede contribuir a su migración

La caolinita se encuentra dentro de los poros, al migrar obstruye las gargantas y disminuye el flujo dentro de la formación.

Lutitas presurizadas

La formación soporta el esfuerzo de compactación, al aumentar la cantidad de agua por contacto con fluido de perforación, el volumen de la arcilla aumenta. En zonas de sobre compactación no permite el aumento de volumen, generando una fuerte desestabilización que lleva a derrumbes.

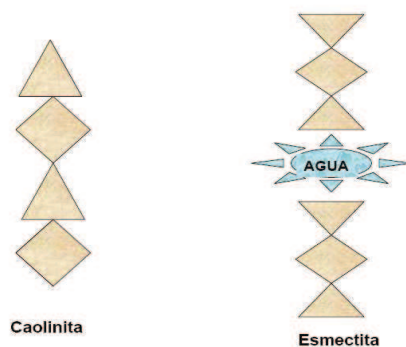


FIGURA 2.11: Estructura de las arcillas

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

2.3.2.2 Actividad del agua

El agua pura posee un arreglo y movilidad en el seno del fluido que se denomina actividad. Tiene valor de 1, los iones en solución se hidratan, reducen la movilidad del agua y por lo tanto la actividad; es decir a mayor carga del ión hace que tenga mayor esfera de hidratación y tamaño. La actividad de la solución no es igual a su concentración.

2.3.2.3 Presión osmótica

Si dos soluciones de distinta concentración iónica se ponen en contacto, el agua irá de la de menor concentración a la de mayor, hasta equilibrar, es decir, de la solución mayor actividad a la solución menor actividad. La presión que previene el paso de agua de la solución de mayor actividad a la de menor se llama *presión osmótica*.

En el proceso de hinchamiento de las arcillas la presión osmótica es equivalente a la presión que surge con el aumento de volumen entre las unidades en la arcilla. EL aumento del volumen de la capa de agua de la arcilla crea la presión osmótica de hinchamiento y se define como, ver figura 2.12:

$$P_p = \frac{RT}{v} \ln \frac{a_{ws}}{a_{wm}}$$

v = volumen molar parcial
 a_{ws} = actividad agua arcilla
 a_{wm} = actividad agua lodo

R = cte. de los gases
 T = temperatura en Kelvin

FIGURA 2.12: Formula de la presión osmótica

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

Equilibrio Osmótico

Cuando entra en contacto el fluido de perforación base agua o de emulsión con la formación, si la actividad del agua es menor en la arcilla, el agua entrará en la arcilla y cuando el fluido de perforación entra en contacto con la formación, si la actividad del agua de la arcilla es mayor, el agua saldrá de la arcilla.

Equilibrio Osmótico en la Perforación

- Al perforar con lodo inverso se tiene una concentración de iones calcio en la salmuera y su actividad debe ser similar a la de la arcilla para que no ocurra hinchamiento
- Recortes “secos” buen indicativo de inhibición
- Análisis de lodo:
- Concentración de calcio en la salmuera, actividad de la fase acuosa, buena estabilidad de la emulsión.

La actividad de la fase acuosa (a_w) es una medida del potencial químico del agua en el fluido o de la lutita, este deber ser balanceado para disminuir la adsorción de agua en la lutita.

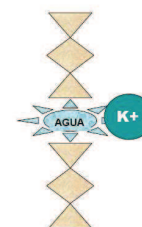
El cambio en el volumen en las arcillas se manifiesta en la perforación por la presencia de derrumbes o disminución del tamaño de hueco debido al aumento de volumen de la arcilla desplazándolo hacia el hoyo y el aumento del tamaño del hoyo por una caverna o derrumbe por la disminución del volumen de las arcillas de igual manera hacia el hoyo.

2.3.2.4 Métodos de prevención del daño

Se debe evitar su dispersión y migración para esto se debe mantener una concentración iónica adecuada en el fluido de perforación así como pH alto (>9), no exceder la velocidad crítica a fin de no desestabilizarlas y ocasionar su migración. En yacimientos de baja permeabilidad no se recomienda el uso de compuestos de aluminio, ya que se adhieren a las arcillas inmovilizándolas en los poros; esto cambia el volumen del poro. Para la evitar que las arcillas hichables se hidraten tenemos los siguientes mecanismos:

- Mecanismo por iones

Se debe colocar iones que interactúen con las cargas de la arcilla como potasio o calcio, con ello se disminuye la capacidad para tomar más agua y aumentar el volumen, el ión de potasio en forma hidratada es el tamaño similar al espacio entre unidades de arcilla.



- Mecanismo por Glicol

La esmectita es una de las pocas arcillas que permite la entrada de glicol entre sus unidades, este reduce la capacidad de hinchamiento porque se coloca entre las unidades manteniendo una distancia fija.



2.3.3 PERFORACIÓN

La perforación es el proceso en el cual se crea un canal de comunicación con la arena productora y la superficie, es decir, se construye un pozo útil que permita la explotación racional del yacimiento de una forma segura y al menor costo posible;

en esta fase se provoca daños en el formación, que primordialmente dependen de los parámetros que inciden directamente en el área de interés, como son el fluido o lodo de perforación, las presiones a las cuales se esta trabajando, el tipo de broca, la velocidad a la cual se esta atravesando los estratos, entre otros, los mismos que tiene un contacto directo con la cara de la formación.

2.3.3.1 Fluido de perforación

Son compuestos (soluciones de aditivos con sólidos o gases) o emulsiones diseñadas para obtener las propiedades fisicoquímicas y reológicas que se necesiten para preservar las condiciones naturales de las formaciones expuestas durante las operaciones y ayudar a las mismas.

La formulación de los lodos debe ir acuerdo a la información del yacimiento como es el tipo, caracterización mineralógica, presión de poro/fondo, temperatura, fluidos que lleva la formación, Geofísica/Geomecánica, permeabilidad, porosidad, etc.; para minimizar la incompatibilidad y el daño a la formación, basándose en conocimientos de las interacciones físicas y químicas que pudieran ocasionarlo.

El lodo de perforación tiene que cumplir funciones básicas como son:

- Retirar los recortes del pozo.
- Controlar las presiones de la formación.
- Suspender y descargar los recortes.
- Obturar las formaciones permeables.
- Mantener la estabilidad del agujero.
- Minimizar los daños al yacimiento.
- Enfriar, lubricar y apoyar la broca y el conjunto de perforación.
- Transmitir la energía hidráulica a las herramientas a la broca.
- Asegurar una evaluación adecuada de la formación.
- Controlar la corrosión.
- Facilitar la cementación y la perforación.
- Minimizar el impacto al ambiente.

Es importante destacar que el lodo tiene como una de sus funciones principales, al momento que pasa por la arena productora, de formar un puente que impida la migración de sólidos al interior del yacimiento, evitar cualquier intercambio iónico que pueda alterar la estructura y controlar las presiones de la formación.

Para cumplir estos objetivos al lodo de perforación debe tener ciertas propiedades reológicas y químicas.

2.3.3.2 Aditivos químicos utilizados en el fluido de perforación

Los fluidos de perforación para obtener sus propiedades características deben ser agregados diferentes compuestos químicos, algunos de ellos se enlistan a continuación según el nombre comercial utilizados por la compañía Q'max:

BARITA.- Es un mineral de la clase de los sulfatos, se utiliza en polvo, químicamente es el sulfato de bario $BaSO_4$, utilizado como un agente densificante, es decir que provee al lodo un mayor peso. La barita tiende a tener un efecto coloidal por ende es propensa a migrar a la formación productora y además es químicamente inerte, por lo que es imposible de remover una vez haya ingresado a la formación, causando así un daño permanente por la reducción del espacio poral.

KELZAN XCD.- Es un agente viscosificador, se lo utiliza en forma de polvo suave, químicamente es la Goma Xántica, biopolímero de alto peso molecular que es formado por una cadena de manosa, glucosa y ácido glucurónico. Es usado para suplementar el punto de deformación cuando los valores de viscosidad plástica y punto de cedencia se tornan inmanejables gracias a que exhibe la propiedad geológica de pseudoplasticidad y es soluble 100% en agua. (En pequeñas cantidades existen mayores puntos de cedencia y menor viscosidad plástica).

LIPCIDE G-2.- Es un biocida basado en Gluteraldehído 25%, se presenta de forma líquida, claro, de olor penetrante y soluble 100% en agua. Este producto es muy reactivo y se polimeriza en agua, es utilizado para matar microorganismos incluyendo bacterias sulfato – reductoras, bacterias formadas por el limo, etc.

TDL – 13.- Este producto es un inhibidor de corrosión líquido químicamente formado por isopropanol, alquilamidas y naPIESa de petróleo, que evita la corrosión tubular principalmente.

CARBONATO DE CALCIO.- Es utilizado en forma de gránulos y polvo, sirve como agente densificante y puenteante, se usa para evitar pérdidas de circulación, para dar peso y como material calcificado. No es soluble en agua, solo en ácido en especial en ácido hidroclicórico. Este es ideal para usar en zonas

presionadas, perforación de pozos protegiendo las arenas productoras y minimizando el daño.

SODA CAUSTICA.- Químicamente se trata del Hidroxilo alcalino NaOH, es un controlador de pH de lodos base agua, además ayuda a incrementar la solubilidad de los dispersantes tales como el Peltex o Lignito y al control de la corrosión; se presenta como un sólido granulado soluble en agua.

DESCO CF.- se trata del lignosulfato libre de cromo patentado con base astringente, es un defloculante que mantiene las propiedades reológicas es un polvo de alta dureza a cualquier nivel de pH, soluble en sistemas de alta salinidad y no se requiere de soda cáustica para activarlo.

DEFOAM X.- Es un surfactante de alcohol aniónico de alto peso molecular y baja toxicidad, es un agente antiespumante.

GLYDRILLMC – GLYMAX.- Son glicoles de polietileno solubles en agua se utilizan para la inhibición de las lutitas y a la estabilidad del pozo a altas temperaturas y presiones, además de ayudar al control de pérdidas de fluido y lubricación.

HITRATO DE POTASIO.- Sirve para inhibir las arcillas pero en grandes cantidades tiene efectos secundarios con el lodo sobrante.

LUBE.- Es un lubricante multipropósito no tiene base de petróleo ligeramente soluble en agua, es utilizado para evitar situaciones de torque, arrastre o pega diferencial cuando se esta perforando un pozo altamente desviado con alta presión diferencial, previniendo que los recortes se adhieran en la tubería reduciendo la tendencia a embolamientos.

Q'PAC LV - STAFLO EX LOW. - Es un polímero celulósico poli aniónico de alto peso molecular, polvo soluble en agua a 20° C, es para reducir las pérdidas de agua fresca y de agua salada; incrementa y estabiliza la viscosidad, además de controlar la reología y reducir el filtrado.

MAXDRILL.- Amina orgánica no volátil, catiónico, multivalente, químicamente estable, es usado como un inhibidor de arcilla, tiene un fácil intercambio iónico que le permite la sustitución en los sitios del intercambio del ión de sodio que permite la hidratación del agua.

STARDRILL.- Es un polisacariato modificado, se utiliza para el control de pérdidas de de fluido, la sinérgica con la bentonita y otros polimeros, reforzando

las propiedades de desleimiento de esquila de un fluido que proporciona una excelente costra de lodo para evitar que el lodo se pierda.

SUPER SWEEP.- Fibra sintética de homopolímero de polipropileno, es utilizada como un agente limpiador, cuando se mezcla se distribuye en varios fluidos, tiene la capacidad de fluir con el fluido sin incrementar su viscosidad, no afecta químicamente y es insoluble en agua.

SYNERFLOC.- Policrilamina parcialmente hidrolizada es decir una archilamida copolimérica de alto peso, es soluble en agua con un medio grado de carga aniónica, es un polvo dispersable utilizado para evitar la formación de ojos de pescado, es un agente defloculante.

WALNUT.- Es la cáscara de nuez, usada principalmente para tratamientos de pérdidas de circulación o control, también es utilizada para limpiar los embolamientos.

2.4 DATOS RECOLECTADOS

2.4.1 POZO HORMIGUERO SUR 1

2.4.1.1 Parámetros generales. (Ver Tabla 2.5.)

TABLA 2.5: Características Generales de Hormiguero Sur 1

POZO	HS 1
TOPE Hollín Superior (PIES)	11,235 MD
TOPE Hollín Principal (PIES)	11,282 MD
ESPEJOR NETO TVD (PIES)	17
ESPEJOR BRUTO (PIES)	48
PROFUNDIDAD MD (PIES)	11,443
PROFUNDIDAD TVD (PIES)	10,704
INTERVALO PERFORADO MD (PIES)	11,240 – 11,256
INTERVALO PERFORADO TVD (PIES)	10,501 – 10,517
POROSIDAD (%)	0.14
PERMEABILIDAD (mD)	162
PRESION INICIAL (PSIA)	4,640
PRESION DE BURBUJA (PSIA)	305
TEMPERATURA (°F)	238
COMPRESIBILIDAD TOTAL	7.6 E- 0.6
SALINIDAD DE AGUA PRODUCIDA (PPM)	12,750

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

2.4.1.2 Localización. (Ver Tabla 2.6)

TABLA 2.6: Ubicación de Horniguero Sur 1

COORDENADAS GEOGRAFICAS	298,548.88 mE	9910,581.724 mN
MAXIMA DESVIACION	36.49°	@ 4,233' MD (3699' TVD)

FUENTE: PetroOriental S.A.
REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

2.4.1.3 Parámetros litológicos y morfológicos. (Ver Tabla 2.7 y Anexo 2.4)

TABLA 2.7: Litología de Hollín Superior en Horniguero Sur 1

POZO	PROFUNDIDAD (PIES)	LUTITAS (%)	CALIZA (%)	ARENISCA (%)	CAOLIN (%)
HORMIGUERO SUR 1	10,970-11,060	80 - 20	10 - 50	10 - 50	
	11,060-11,140	81 - 50		10 - 20	10 - 30
	11,140-11,210	80 - 100			20 - TR
	11,210-11,240	80 - 100	20 - TR		
	11,240-11,290	90 - 40		10 - 60	
	11,290-11,443	60 - 20		10 - 40	10 - 70

FUENTE: PetroOriental S.A.
REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

Diámetro aproximado del poro y garganta calculado por medio de fórmulas. (Ver Tabla 2.8 y Anexo 2.4)

TABLA 2.8: Dimensiones aproximadas de poro, garganta y material puenteante de Horniguero Sur 1.

TAMAÑO DE GARGANTA (μm)	\sqrt{K}	12.73
TAMAÑO DE PORO (μm)	\sqrt{k}/ϕ	90.91
TAMAÑOS DEL MATERIAL DE PUENTE (μm)	$\sqrt{k}/3$	4.24
	\sqrt{k}/ϕ	90.91

FUENTE: PetroOriental S.A.
REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

Parámetros recolectados de las operaciones de perforación de la arena

Hollín Superior:

2.4.1.4 Broca. (Ver Tabla 2.9)

TABLA 2.9: Características generales de la broca de Horniguero Sur 1

BROCA #	7
TAMAÑO	9-7/8"
MARCA	Hycalog
TIPO	DSX104
CODIGO IADC	M323
SERIE	111117
Nozzles (1/32")	5 x 14
TFA (in2)	0.7517
PROFUNDIDAD DE INGRESO (PIES)	10,406
PROFUNDIDAD DE SALIDA (PIES)	11,443
PROMEDIO DE ROP (fph)	32.5
PESO SOBRE LA BROCA - WOB (Klbs)	15-32
REVOLUCIONES POR MINUTO – RPM	110-171
PRESION DE LA BOMBA (psi)	2,900
CAUDAL DE BOMBEO (gpm)	660

FUENTE: PetroOriental S.A.
REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

2.4.1.5 Fluido de perforación

TABLA 2.10: Características reológicas del lodo de perforación, al pasar por Hollín Superior en HS-1

TIPO	DENSIDAD DEL LODO	V	VP	YP	GEL	PH	GPM	θ 600	θ 300	θ 200	θ 100	θ 6	θ 3
KCL/POLYMER	11	59	27	31	6/9/9	9	660	72	49	39	26	6	5

FUENTE: PetroOriental S.A.
REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

Atravesando algunas profundidades:

TABLA 2.11: Características del lodo de perforación a diferentes profundidades en HS-1

PROFUNDIDAD	DENSIDAD DEL LODO	VISCOSIDAD DE EMBUDO	pH	VISCOSIDAD PLASTICA	YIELD POINT lb/100 PIES ²	FILTRADO	SOLIDOS	GEL
PIES	LPG	sec/qt		cP		mL/30 min	%	
9,721	11	48	9	21	25	6.2	11.1	6/9/9
10,537	11	52	9	23	26	5.8	13.3	6/9/9
10,704	11	59	9	27	31	5.4	13	7/10/10
10,704	11	61	9	27	32	5.4	13	8/12/12

FUENTE: PetroOriental S.A.
REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

QUIMICOS UTILIZADOS SECUENCIALMENTE: (Según su nombre comercial dado por la compañía Q'max. Ver Tabla 2.7)

TABLA 2.12: Químicos agregados al lodo de perforación al pasar por Hollín Superior en HS-1

PRODUCTO	UNIDAD	USADO	05/02/2005	06/02/2005	07/02/2005	08/02/2005	09/02/2005	10/02/2005
D BARITE	45 kg	8568	378	126	336		168	42
D BICARBONATE OF SODA	25 kg	50						
D BORRETHIN	25 kg	30						
D CALCIUM NITRATE 25	25 kg	2548						
D CAUSTIC SODA	25 kg	15						
D CORROSION RINGS	each	1						
D DEFOAM X	5 gal	128		10	13		11	4
D DRILLING DETERGENT L	55 gal	5						
D GLYDRILL MC	55 gal	92		12				
D KELZAN XCD	25 kg	18			11		-2	
D LIPCIDE G-2	5 gal	62	2		8			
D NATURAL GEL	45 kg	315						
D PIPELAX	55 gal	4						
D POTASSIUM NITRATE 50	50 kg	840			48			
D Q'LUBE	55 gal	44		8	8			
D QPAC LV - STAFLO EX-LOW	23 kg	48		28				
D Q'STOP FINE	11 kg	164			5			
D SODA ASH	25 kg	13						
D SODIUM SULFITE	23 kg	217						
D SYNERFLOC A25-D	25 kg	90						
D TDL-13	5 gal	54	3	3	4			
D WALNUT	23 kg	100						

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

- Se atraviesa Hollín superior el 6 de febrero del 2005

2.4.1.6 Cemento. (Ver Tabla 2.13)

TABLA 2.13: Características del cemento utilizado en Horniguero Sur 1

FLUIDOS BOMBEADOS	BBLS	DENSIDAD (LPG)
DISPERSED MUD PILL	100	11
FRESH WATER	40	8.34
CHEMICAL WASH	40	8.34
MCS- W SPACER	40	11.5
CEMENTO DE INICIO	199	12.5
CEMENTO DE COLA	145	15.8
DESPLAZANTE: AGUA	412	

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

2.4.1.7 Tuberías de Revestimiento. (Ver Tabla 2.14)

TABLA 2.14: Características de la tubería utilizada en Horniguero Sur 1.

ESPECIFICACIONES	SARTA 1	SARTA 2	SARTA 3
Casing	SUPERFICIAL	CONDUCTOR	PRODUCCION
OD (pulg)	20	10 3/4	7
Intervalo (pies)	0 - 75'	0 - 7100'	7100' - 11442'
Grado	K - 55	K - 55	N - 80
Peso nominal (lb/pies)	94	40.5	29
Espesor (pulg)	0.438	0.35	0.408
ID (pulg)	19.124	10.05	6.184

FUENTE: PetroOriental S.A.
REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

2.4.1.8 Sarta de perforación. (Ver Tabla 2.15)

TABLA 2.15: Configuración de la sarta de perforación utilizada en Horniguero Sur 1.

COMPONENTE N°	DESCRIPCION	OD. (in)	ID. (in)	LONGITUD (PIES)	LONGITUD ACUM. (PIES)
1	9 7/8" PDC Broca	9.875	3	0.9	0.9
2	8" PDM (w/ 9-5/8" Sleeve Stab & 0.0 ABH)	8	5	28.99	29.89
3	9-3/4" Stabilizer	7.875	2.875	5.85	35.74
4	NM DC (w/ Totco Ring)	8	3.25	30.98	66.72
5	9-1/2" Stabilizer	7.875	2.875	5.43	72.15
6	Crossover	6.75	2.875	3.68	75.83
7	3 x 6 1/2" DC	6.563	2.854	91.2	167.03
8	3 x 5" HWDP	5	3	90.16	257.19
9	Jars	6.5	2.75	32.4	289.59
10	17 x 5" HWDP	5	3	510.82	800.41

FUENTE: PetroOriental S.A.
REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

2.4.2 POZO HORMIGUERO SUR 5

2.4.2.1 Parámetros generales. (Ver Tabla 2.16)

TABLA 2.16: Características Generales de Hormiguero Sur 5

POZO	HS 1
TOPE Hollin Superior (PIES)	10,725 MD
TOPE Hollin Principal (PIES)	10,761 MD
ESPEJOR NETO TVD (PIES)	19
ESPEJOR BRUTO (PIES)	34.7
PROFUNDIDAD MD (PIES)	10,847.12
PROFUNDIDAD TVD (PIES)	10,631.46
INTERVALO PERFORADO MD (PIES)	10,728 – 10,747 MD
INTERVALO PERFORADO TVD (PIES)	10,512.34 – 10,631.46
POROSIDAD (%)	0.18
PERMEABILIDAD (mD)	183.5
PRESION INICIAL (PSIA)	5021
PRESION DE BURBUJA (PSIA)	305
TEMPERATURA (°F)	238
COMPRESIBILIDAD TOTAL	7.6 E- 0.7
SALINIDAD DE AGUA PRODUCIDA (PPM)	1,650

FUENTE: PetroOriental S.A.
REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

2.4.2.2 Localización. (Ver Tabla 2.17)

TABLA 2.17: Ubicación de Hormiguero Sur 5

COORDENADAS GEOGRAFICAS	298,547.45 mE	9,910,574.564 mN
MAXIMA DESVIACION	22°	@ 3,315.58' MD (3215.59' TVD)

FUENTE: PetroOriental S.A.
REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

2.4.2.3 Parámetros litológicos y morfológicos. (Ver Tabla 2.18 y Anexo 2.5)

TABLA 2.18: Litología de Hollin Superior en Hormiguero Sur 5

POZO	PROFUNDIDAD (PIES)	LUTITAS (%)	CALIZA (%)	ARENISCA (%)	CAOLIN (%)
HORMIGUERO SUR 5	10530-10545	80	20		
	10545-10618	30		40	30
	10618-10692	90	10		
	10692-10719	80	20		
	10719-10755	40		60	
	10755-10905	80		10	10

FUENTE: PetroOriental S.A.
REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

Diámetro aproximado del poro y garganta calculado por medio de fórmulas. (Ver Tabla 2.19)

TABLA 2.19: Dimensiones aproximadas de poro, garganta y material puenteante de Hormiguero Sur 5

TAMAÑO DE GARGANTA (μm)	\sqrt{K}	13.55
TAMAÑO DE PORO (μm)	\sqrt{k}/ϕ	75.26
TAMAÑOS DEL MATERIAL DE PUENTE (μm)	$\sqrt{k}/3$	4.52
	\sqrt{k}/ϕ	75.26

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

Parámetros recolectados de las operaciones de perforación cuando se esta atravesando la arena Hollín Superior:

2.4.2.4 Broca. (Ver Tabla 2.20)

TABLA 2.20: Características generales de la broca utilizadas en Hormiguero Sur 5

Bit #	6
TAMAÑO	9 5/8
MARCA	Hycalog
TIPO	DSX 1044G
CODIGO IADC	M323
SERIE	107560
Nozzles (1/32")	1x13-4x14
TFA (in2)	0.73
PROFUNDIDAD DE INGRESO (PIES)	10,719
PROFUNDIDAD DE SALIDA (PIES)	10,905
HORAS DE USO	41.5
PROMEDIO DE ROP (fph)	53.7
PESO SOBRE LA BROCA - WOB (Klbs)	18
REVOLUCIONES POR MINUTO - RPM	253
PRESION DE LA BOMBA (psi)	2,950-3,250
CAUDAL DE BOMBEO (gpm)	540

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

2.4.2.5 Fluido de perforación. (Ver Tabla 2.21)

TABLA 2.21: Características reológicas del lodo de perforación cuando pasa por Hollín Superior en HS 5

TIPO	DENSIDAD DEL LODO	V	VP	YP	GEL	PH	GPM	θ_{600}	θ_{300}	θ_{200}	θ_{100}	θ_6	θ_3
MAXDRILL	10.8	43	19	25	5/9/10	9	550	63	44	36	25	7	6

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

Atravesando algunas profundidades. (Ver Tabla 2.22)

TABLA 2.22: Características del lodo de perforación a diferentes profundidades en HS 5

PROF.	DENSID. DEL LODO	VISC. DE EMBUDO	pH	VP	YIELD POINT	FITRADO	ARENA	GLYCOL	SOL.	MBT	CAL.
PIES	Ppg	sec/qt		cP	lb/100 PIES ²	mL/30 min	%	%	%	ppb	ppm
8676	10.4	43	9.5	14	19	7.8	0.5	1.6	9	13	160
8862	10.4	38	9.0	11	21	8.5	0.5	1.2	8	10	240
9585	10.6	41	9.5	13	20	6.4	0.4	1.4	9	13	220
10454	10.6	43	9.0	17	25	7.2	0.5	1.6	10	15	160
10905	10.8	43	9.0	19	25	6.4	0.5	1.6	12	18	160
10905	10.9	43	9.0	19	26	6.0	0.8	1.6	13	15	160
10905	10.9	44	9.0	19	27	6.6	0.5	1.6	12	15	160

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

QUMICOS UTILIZADOS SECUENCIALMENTE: (Según su nombre comercial dado por la compañía Q`max. (Ver Tabla 2.23)

TABLA 2.23: Químicos agregados al lodo de perforación cuando se paso por Hollín Superior en HS 5

PRODUCTO	UNIDAD	USADO	30/05/2007	31/05/2007	01/06/2007	02/06/2007	03/06/2007	04/06/2007	05/06/2007
D BARITE	100 lbs	4681	817				588	42	
D CAL CARB 325-50	110 lbs	1087	131						
D CAUSTIC SODA	55 lbs	23	3						
D CORROSION RING	Each	1							
D DEFOAM X	5 gal	31							
D DESCO CF	25 lbs	30						30	5
D DRILLING DETER.	55 gal	6							
D GLYMAX LMW	55 gal	29	8						
D KELZAN XCD	55 lbs	64	1				7	5	3
D LIPCIDE G-2	5 gal	34	2		1	2	1		3
D MAXDRILL	55 gal	17	1						
D NATURAL GEL	100 lbs	85							
D PAC 27 LV	55 lbs	40							
D Q`STOP FINE	25 lbs	16							
D SAPP	50 lbs	18							
D SODA ASH	55 lbs	17							
D STARDRIL	50 lbs	174	20				6		
D SUPER SWEEP	15 lbs	16	1	1					1
D SYNERFLOC A25-D	55 lbs	60					15		
D TDL-13	5 gal	28	2				1		
D WALNUT	50 lbs	288	24						

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

- Se atraviesa Hollín superior el 31 de Mayo del 2007

2.4.2.6 Cemento. (Ver Tabla 2.24)

TABLA 2.24: Características del cemento utilizado en Horniguero Sur 5

FLUIDOS BOMBEADOS	BBLs	DENSIDAD (LPG)
DISPERSED MUD PILL	80	10.9
FLUSH MUD	30	8.4
MCA	15	8.5
TUNED SPACER	50	12
CEMENTO DE INICIO	222	13.5
CEMENTO DE COLA	114	17
DESPLAZANTE: AGUA	396	8.4

FUENTE: PetroOriental S.A.
REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

2.4.2.7 Tuberías de Revestimiento. (Ver Tabla 2.25)

TABLA 2.25: Características de la tubería utilizada en Horniguero Sur 5

ESPECIFICACIONES	SARTA 1	SARTA 2	SARTA 3
Casing	SUPERFICIAL	CONDUCTOR	PRODUCCION
OD (pulg)	20	10 3/4	7
Intervalo (pies)	0 – 115'	0 – 6,720'	0 -10,905'
Grado	K – 55	N-80	N-80
Peso nominal (lb/pies)	94	51	29
Espesor (pulg)	0.438	0.45	0.408
ID (pulg)	19.124	9.85	6.184

FUENTE: PetroOriental S.A.
REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

2.4.2.8 Sarta de perforación. (Ver Tabla 2.26)

TABLA 2.26: Configuración de la sarta de perforación utilizada en Hormiguero Sur 5

COMPONENTE N°	DESCRIPCION	OD. (PULG)	ID. (PULG)	LONGITUD (PIES)	LONGITUD ACUM. (PIES)
1	9 5/8" PDC Bit	9,630	N/A	0,91	0,91
2	6-3/4" PDM (w/ 9-1/8" Sleeve Stab, 1.15° ABH)	9,38	5,50	25,49	26,40
3	Float sub	6,50	2,75	2,88	29,28
4	9-1/2" Stabilizer	6,50	2,81	5,00	34,28
5	6-3/4" Pony Monel	6,88	2,81	7,94	42,22
6	Power Pulse MWD	6,75	5,11	27,45	69,67
7	6-3/4" Pony Monel	6,75	2,81	28,15	97,82
8	3 x 6-1/2" Spiral DC	6,50	3,00	88,83	186,65
9	3 x 5" HWDP	5,00	3,00	91,84	278,49
10	Jars	6,375	3,00	32,39	310,88
11	17 x 5" HWDP (17 joints)	5,00	3,00	520,15	831,03

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

2.3.3 POZO HORMIGUERO SUR 9

2.3.3.1 Parámetros generales. (Ver Tabla 2.27)

TABLA 2.27: Ubicación de Hormiguero Sur 9

POZO	HS 1
TOPE Hollin Superior (PIES)	10,579 MD
TOPE Hollin Principal (PIES)	10,621 MD
ESPEJOR NETO TVD (PIES)	20,5
ESPEJOR BRUTO (PIES)	42
PROFUNDIDAD MD (PIES)	10,778
PROFUNDIDAD TVD (PIES)	10,724
INTERVALO PERFORADO MD (PIES)	10,583 – 10,605 MD
INTERVALO PERFORADO TVD (PIES)	10,528,84 – 10,550,84
POROSIDAD (%)	0,18
PERMEABILIDAD (mD)	146
PRESION INICIAL (PSIA)	4206
PRESION DE BURBUJA (PSIA)	305
TEMPERATURA (°F)	238
COMPRESIBILIDAD TOTAL	7.6 E- 0.8
SALINIDAD DE AGUA PRODUCIDA (PPM)	1,320

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

2.3.3.2 Localización. (Ver Tabla 2.28)

TABLA 2.28: Ubicación de Hormiguero Sur 9

COORDENADAS GEOGRAFICAS	298538,876 mE	9910531,513 mN
MAXIMA DESVIACION	17.4°	@ 2,085' MD (2063' TVD)

FUENTE: PetroOriental S.A.
REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

2.3.3.3 Parámetros litológicos y morfológicos. (Ver Tabla 2.29 y Anexo 2.6)

TABLA 2.29: Litología de Hollín Superior en Hormiguero Sur 9

POZO	PROFUNDIDAD (PIES)	LUTITAS (%)	CALIZA (%)	ARENISCA (%)	CAOLIN (%)
HORMIGUERO SUR 9	10476-10542	90	10		
	10542-10565	70	30		
	10565-10628	30	10	60	
	10628-10778	20		50	30

FUENTE: PetroOriental S.A.
REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

Diámetro aproximado del poro y garganta calculado por medio de fórmula. (Ver Tabla 2.30)

TABLA 2.30 Dimensiones aproximadas de poro, garganta y material puenteante de Hormiguero Sur 9

TAMAÑO DE GARGANTA (μm)	\sqrt{K}	12.08
TAMAÑO DE PORO (μm)	\sqrt{k}/ϕ	67.13
TAMAÑOS DEL MATERIAL DE PUENTE (μm)	$\sqrt{k}/3$	4.03
	\sqrt{k}/ϕ	67.13

FUENTE: PetroOriental S.A.
REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

Parámetros recolectados de las operaciones de perforación cuando se esta atravesando la arena Hollín Superior:

2.3.3.4 Broca. (Ver Tabla 2.31)

TABLA 2.31: Características generales de la broca utilizada en Hormiguero Sur 9

Bit #	6
TAMAÑO	9 7/8
MARCA	Security DBS
TIPO	FM3665Z
CODIGO IADC	M424
SERIE	10726499
Nozzles (1/32")	3X12-3X13
TFA (in2)	0.72
PROFUNDIDAD DE INGRESO (PIES)	9422
PROFUNDIDAD DE SALIDA (PIES)	10778
HORAS DE USO	35.4
PROMEDIO DE ROP (fph)	38.31
PESO SOBRE LA BROCA - WOB (Klbs)	5- 15
REVOLUCIONES POR MINUTO - RPM	80
PRESION DE LA BOMBA (psi)	2L900
CAUDAL DE BOMBEO (gpm)	545

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

2.3.3.5 Fluido de perforación. (Ver Tabla 2.32)

TABLA 2.32: Características reológicas del lodo de perforación cuando pasa por Hollín Superior en HS9

TIPO	DENSIDAD DEL LODO	V	VP	YP	GEL	PH	GPM	θ_{600}	θ_{300}	θ_{200}	θ_{100}	θ_6	θ_3
MAXDRILL	10.7	52	26	28	6/9/11	9.5	560	80	54	44	32	7	6

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

Atravesando algunas profundidades. (Ver Tabla 2.33)

TABLA 2.33: Características del lodo de perforación a diferentes profundidades en HS 9

PROF.	DENSID. DEL LODO	VISC. DE EMBUDO	pH	VP	YIELD POINT	FITRADO	ARENA	GLYCOL	SOL.	MBT	CAL.
PIES	Ppg	sec/qt		cP	lb/100 PIES ²	mL/30 min	%	%	%	ppb	ppm
8664	10.4	41	9.0	16	19	6.2	0.3	2.8	6	5	200
9422	10.3	41	9.0	18	24	6.8	0.4	2.4	7	5	180
9422	10.5	41	9.0	19	25	7.4	0.4	2.4	7	5	200
10092	10.6	48	8.5	23	24	5.6	0.3	2.0	9	8	120
10778	10.7	52	9.5	26	28	5.4	0.6	1.8	9	10	160
10778	10.7	54	8.8	24	31	5.2	0.4	1.8	9	10	160
10778	10.7	53	8.5	25	30	6.2	0.3	1.8	9	10	120
10778	10.7	57	9.3	25	29	5.8	0.3	1.6	9	13	120
10778	10.7	44	8.5	18	17	6.4	0.2	1.6	9	10	120

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

QUIMICOS UTILIZADOS SECUENCIALMENTE: (Según su nombre comercial dado por la compañía Q'max. (Ver Tabla 2.34)

TABLA 2.34: Químicos agregados al lodo de perforación cuando se paso por Hollín Superior en HS 9

PRODUCTO	UNIDAD	USADO	25/8/2007	26/8/2007	27/8/2007	28/8/2007	29/8/2007
D BARITE	100 lbs	7562	86	168	84	126	
D CAL CARB 325-50	110 lbs	690	310				
D CAUSTIC SODA	55 lbs	30	4			1	
D CORROSION RINGS	each	2					
D DEFOAM X	5 gal	13					
D DESCO CF	25 lbs	63					25
D DRILLING DETERGENT	55 gal	3					
D FLOWZAN	25 kg	12					
D GLYMAX LMW	55 gal	47					
D KELZAN XCD	55 lbs	88		4		5	
D LIPCIDE G-2	5 gal	111	16	3	4		4
D MAXDRILL	55 gal	25					
D NATURAL GEL	100 lbs	115					
D PAC 27 LV	55 lbs	56					
D Q'STOP FINE	25 lbs	30					
D SAPP	50 lbs	68					
D SODA ASH	55 lbs	22					
D STARDRIL	50 lbs	159					
D SUPER SWEEP	15 lbs	23				0	
D SYNERFLOC A25-D	55 lbs	155		5			
D TDL-13	5 gal	24	2				
D WALNUT	50 lbs	315					

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

- Se atraviesa Hollín Superior el 26 de Agosto del 2007

2.3.3.6 Cemento. (Ver Tabla 2.35)

TABLA 2.35: Características del cemento utilizado en Horniguero Sur 9.

FLUIDOS BOMBEADOS	BBLS	DENSIDAD (PPG)
DISPERSED MUD PILL CON DESCO A 7.5 ppb	70	10.7
FLUSH MUD	30	8.4
MCA	15	8.5
TUNED SPACER	50	12
CEMENTO DE INICIO	200	13.5
CEMENTO DE COLA	115	17
DESPLAZANTE: AGUA	382	

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

2.3.3.7 Tubería de revestimiento. (Ver Tabla 2.36)

TABLA 2.36: Características de la tubería utilizada en Horniguero Sur 9.

ESPECIFICACIONES	SARTA 1	SARTA 2	SARTA 3
Casing	SUPERFICIAL	CONDUCTOR	PRODUCCION
OD (pulg)	20	10 3/4	7
Intervalo (pies)	0 - 110'	0 - 6630'	0 -10778'
Grado	K – 55	K - 55	N-80 & C-95
Peso nominal (lb/pies)	94	40.5	29 & 26
Espesor (pulg)	0.438	0.35	0.408 & 0.362
ID (pulg)	19.124	10.05	6.184 & 6.276

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

2.3.3.8 Sarta de perforación. (Ver Tabla 2.37)

TABLA 2.37: Configuración de la sarta de perforación utilizada en Horniguero Sur 9.

DESCRIPCION	ZONA	OD. (in)	ID. (in)	LONGITUD (PIES)	LONGITUD ACUM. (PIES)
9 7/8" Bit		9.875	3.250	1.20	1.20
A700M7866GT (1.15 deg)		6.750	5.500	29.47	30.67
Float Sub		6.750	2.630	2.88	33.55
9 3/4" Stabilizer		6.500	2.880	5.44	38.99
6 3/4" Pony Monel		6.750	2.880	10.00	48.99
PowerPulse		6.750	5.110	28.05	77.04
6 3/4" Monel		6.750	2.750	30.79	107.83
3 x 6 1/2" Spiral Collar (3 joints)		6.750	2.430	88.67	196.50
3 x 5" HWDP (3 joints)		5.000	3.000	92.49	288.99
Hydraulic Jar		6.375	3.000	32.35	321.34
17 x 5" HWDP (17 joints)		5.000	3.000	523.17	844.51

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

2.4 ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS

2.4.1 DIRECCIÓN

La dirección en los tres pozos es paralela o tiende a ser la misma del mínimo esfuerzo (stress) horizontal.

Sus ángulos de inclinación son menores a los 45° cuando se encuentran atravesando la formación Napo.

No es necesario utilizar pesos de lodo muy elevados para mantener la estabilidad del pozo.

PRESIÓN

La tabla 2.38 muestra las presiones que intervinieron en la perforación cuando se estaba atravesando Hollín Superior. El método utilizado para estos cálculos se muestra en el Anexo 2.7.

TABLA 2.38: Presiones ejercidas en el proceso de perforación.

POZO	HS 1	HS 5	HS 9
PÉRDIDAS DE PRESION EN LA BROCA	781	543	564
PÉRDIDAS DE PRESION EN SARTA	1,303	854	973
PÉRDIDAS DE PRESION ANULAR	215	543	214
PRESIÓN DE COLUMNA DE LODO	6,123	6,003	5,967
PRESIÓN BOMBAS	2,900	3,000	2,900
PRESIÓN EJERCIDA EN LA FORMACIÓN	6,939	7,606	7,330
PRESIÓN INICIAL	4,640	5,021	4,206
DIFERENCIAL DE PRESION DE SOBRE BALANCE	2,299	2,585	3,124
SOBRE BALANCE	SI	SI	SI

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

Esta formación fue perforada con sobre balance en los tres pozos con presiones diferenciales mayores a 2,000 psi, este factor contribuyó a la migración de finos.

2.4.3 VELOCIDAD

El régimen que existe dentro del espacio anular es muy importante ya que si se tiene flujo turbulento trae como consecuencias la erosión del hueco y pérdidas de circulación, por ende influye negativamente en la formación de la costra, se debe resaltar que la velocidad del anular siempre tiene que ser menor a la velocidad crítica. La Tabla 2.39 muestra las velocidades en el espacio anular.

HORMIGUERO SUR 1

TABLA 2.39: Velocidades en el espacio anular en diferentes zonas de la sarta de perforación de HS-1.

ZONA	Va	RÉGIMEN	Vc	Qc
1	3.54	LAMINAR	5.54	1,031
2	3.71	LAMINAR	5.61	996
3	3.71	LAMINAR	5.61	996
4	4.73	LAMINAR	6.25	871
5	3.71	LAMINAR	5.61	996
6	4.87	LAMINAR	6.33	856
7	5.18	LAMINAR	6.49	826
8	5.18	LAMINAR	6.49	826
9	5.37	LAMINAR	6.58	809
10	4.87	LAMINAR	6.32	856
11	4.87	LAMINAR	6.33	856

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

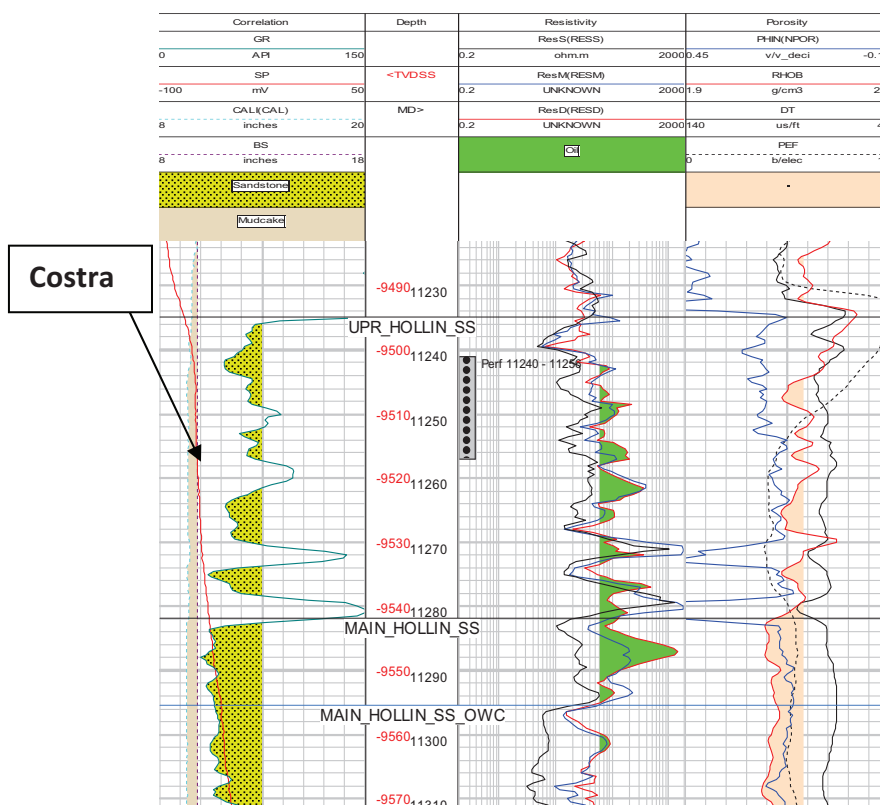


FIGURA 2.13: Registro de la Arena Hollín Superior de Hormiguero Sur 1

FUENTE: PetroOriental S.A.

Conjuntamente con el registro (Figura 2.13) y los regimenes de flujo (Tabla 2.39, método de calculo ANEXO 2.1) a los cuales estuvo expuesta la formación productora podemos decir que la costra formada es uniforme y que no se presentan problemas relevantes de cavernas en la arena Hollín Superior del pozo.

HORMIGUERO SUR 5.

TABLA 2.40: Velocidades en el espacio anular en diferentes zonas de la sarta de perforación de HS-5

ZONA	Va	RÉGIMEN	Vc	Qc
1	2.95	LAMINAR	5.63	1050
2	3.31	LAMINAR	5.77	958
3	3.31	LAMINAR	5.77	958
4	4.3	LAMINAR	6.36	812
5	3.31	LAMINAR	5.77	958
6	4.44	LAMINAR	6.43	795
7	4.75	LAMINAR	6.58	761
8	4.75	LAMINAR	6.58	761
9	4.94	LAMINAR	6.66	741
10	4.44	LAMINAR	6.43	795
11	4.44	LAMINAR	6.43	795
12	47.21	TURBULENTO	12.92	150

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

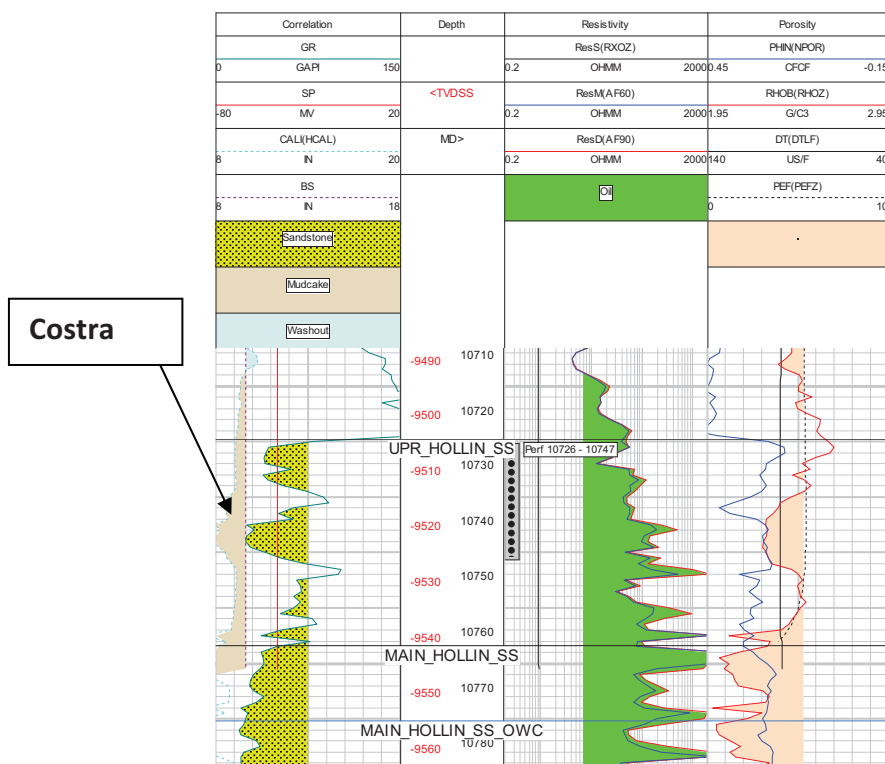


FIGURA 2.14: Registro de la Arena Hollín Superior de Hormiguero Sur 5
FUENTE: PetroOriental S.A.

La figura 2.14 muestra el registro de este pozo con algunas aglomeraciones en la costra de lodo indicio que se tiene algunos problemas de cavernas en la arena productora, el régimen turbulento contribuye en gran parte para ocasionar estos inconvenientes, es importante resaltar que este pozo fue perforado con una broca más pequeña (Ver Tabla 2.40, metodología de calculo de esta tabla se encuentra en el ANEXO 2.7).

La velocidad en el anular es mayor a la velocidad crítica en la zona de la sarta de perforación que esta sobre la broca y aproximadamente tiene 25 PIES.

HORMIGUERO SUR 9

TABLA 2.41: Velocidades en el espacio anular en diferentes zonas de la sarta de perforación de HS-9

ZONA	V_a	REGIMEN	V_c	Q_c
1	3.00	LAMINAR	6.15	1,146
2	3.15	LAMINAR	6.22	1,105
3	3.15	LAMINAR	6.22	1,105
4	4.01	LAMINAR	6.90	962
5	3.15	LAMINAR	6.22	1,105
6	4.39	LAMINAR	7.15	910
7	4.39	LAMINAR	7.15	910
8	4.39	LAMINAR	7.15	910
9	4.39	LAMINAR	7.15	910
10	4.13	LAMINAR	6.98	945
11	4.39	LAMINAR	7.15	910
12	4.39	LAMINAR	7.15	910

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

A pesar que el régimen de flujo al perforar Hollín Superior fue laminar (Ver tabla 2.41, metodología utilizada se muestra en el ANEXO 2.7) y no contribuyó en la formación de cavernas el registro de este pozo (Figura 2.15) muestra una costra no muy uniforme.

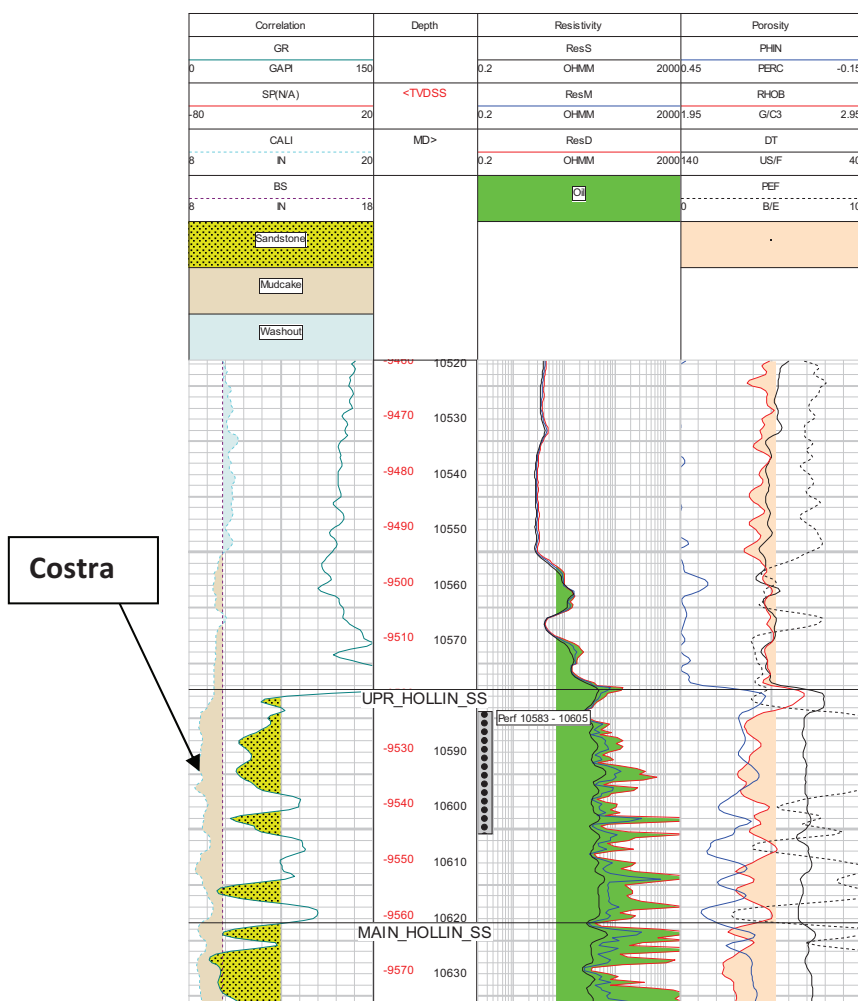


FIGURA 2.15: Registro de la Arena Hollín Superior de Horniguero Sur 9
FUENTE: PetroOriental S.A.

Las aglomeraciones de la costra de lodo indican además una mayor cantidad de fluido de invasión.

Es necesario resaltar que no se tiene una prueba de compatibilidad de fluidos de perforación con los fluidos propios del yacimiento, por ende no se puede determinar si es que hubo problemas de emulsión.

2.4.4 COMPOSICIÓN DEL LODO

Los químicos que se utilizaron en la composición del lodo al pasar por la formación productora y se muestra en la tabla 2.42.

TABLA 2.42: Químicos utilizados para perforar la arena Hollín Superior en Hormiguero Sur 1, Hormiguero Sur 5 y Hormiguero Sur 9

POZO	PRDUCTO	COMPOSICION QUIMICA	APLICACION
HORMIGUERO SUR 1	D BARITE	BaSO ₄ – Químicamente inerte	Agente densificante
HORMIGUERO SUR 5	D KELZAN XCD	Goma Xantica	Viscosificador-gelificante
HORMIGUERO SUR 9	D LIPCIDE G-2	Gluteraldehido al 25%	Biocida
	D TDL-13	Alkimas, isopropanol de petróleo.	Inhibidor de corrosión
HORMIGUERO SUR 5	D CAL CARB 325-50	Carbonato de calcio CaCO ₃	Perdidas de circulación -puenteo
HORMIGUERO SUR 9	D CAUSTIC SODA	Hidróxido alcalino (hidroxido de Sodio) NaOH	Incrementa solubilidad de dispersantes
	D MAXDRILL	Aminas organico non-volatil	Inhibidor de arcilla
	D DESCO CF	Lignosulfonato libre de cromo	Defloculante
HORMIGUERO SUR 1	D DEFOAM X	Surfactante de alcohol anionico	Agente antiespumante
	D GLYDRILL MC	Glicol	Inhibidor de luitas
	D POTASSIUM NITRATE 50	Nitrato de potasio, KNO ₃	Inhibidor de arcilla
	D Q'LUBE	Lubricante	Previene la adherencia de recortes
	D Q'PAC LV - STAFLO EX-LOW	Polímero celulosico polianiónico	Reductor de filtrado-controla su reologia
HORMIGUERO SUR 5	D GLYMAX LMW	Glicol de polietileno/polimero mejorado de alta densidad	Inhibición de luitas-estabiliza la pared
	D STARDRIL	Polisacarido modificado	Control de pérdidas de fluido
	D SUPER SWEEP	Homopolimero de propilen - fibra sintetica	Agente limpiador del hueco
	D SYNERFLOC A25-D	Policrilamida Parcialmente Hidrolizada(PHPA)	Reduce la formación de ojos de pescado
	D WALNUT	Cascara de nuez	Prevención-control pérdidas de circulación

FUENTE: PetroOriental S.A.

REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

- Hormiguero Sur 1 fue un pozo exploratorio, por ende su composición litológica fue desconocida hasta el momento de la perforación; en este pozo se encontró presencia de caolinita en la arena Hollín Superior, químicamente el lodo no estuvo en condiciones adecuadas para trabajar con este mineral ni evitar que se desintegre y migre a la formación; posteriormente, se perforan Hormiguero Sur 5 y Hormiguero Sur 9 pero a pesar de conocerse que en esta arena existe caolinita, no se tomaron las debidas medidas precautelarias.
- En los tres pozos se utilizó Barita, este producto tiene un efecto coloidal que le permite migrar a la formación con facilidad, además, es considerado como un fino de largo alcance y que químicamente no puede ser removido.
- En Hormiguero Sur 1, no se utilizó ningún material que permita aislar a la formación, es decir no existió puenteo, por lo que todos los fluidos tuvieron contacto directo con la formación.

- La inhibición de lutitas es muy importante ya que en el estudio geomecánico se determina la presencia de lutitas muy quebradizas en las formaciones del sector, se utilizó glicol, el cual evita derrumbamientos. Este químico actúa envolviendo a la roca y no permite que se desmorone, dependiendo del mecanismo ejercido por este aditivo puede causar un daño adicional a la cara de la formación. Cabe destacar que en el Campo Hormiguero Sur no se registraron mayores problemas de esta índole.
- En el proceso de perforación de Hormiguero Sur 1, se observó que el retorno de cortes tenía un aspecto seco, clara evidencia de la hidratación de las arcillas, para contrarrestar este efecto se utilizó nitrato de potasio, que actúa como un inhibidor químico (intercambio iónico), esta sustancia es ideal para los proceso de perforación pero tiene efectos secundarios con aguas subterráneas, pudiendo dar cabida a la formación de cianuro y en las plantas el exceso de este provoca una sobre población y puede convertirse en un veneno.
- En Hormiguero Sur 5, se utilizó cáscara de nuez para remover los recortes que estaban atascando a los equipos de fondo, este producto presenta partículas muy finas que de igual manera pueden ingresar a la formación y dañarla.
- El problema en común encontrado durante la perforación de estos pozos es la presencia de finos que se originaron tanto por la presencia de caolinita como por la utilización de barita, los mismos que migraron a la formación ayudados por las altas presiones que se utilizaron durante la perforación.

2.4.5 MORFOLOGÍA DE PORO Y GARGANTA

Al tener una aproximación del tamaño de garganta y poro de la matriz se puede determinar las características más idóneas que debe tener el material puenteante. Estas medidas son obtenidas con exactitud del análisis de cores, por desventaja para estos pozos no se tiene dichas muestras, pero teóricamente se ha establecido estos parámetros para cada pozo analizado, adicionalmente a esto se

realizó una estudio de distribución del tamaño de las arcillas de la arena Hollín Superior con el equipo HORIBA, propiedad de Mi Swaco, como un medio de comparación. Ver Anexo 2.9.

La muestra de arcillas fue tomada de la arena Hollín Superior mientras se perforaba el pozo Hormiguero 16. La figura 2.16 nos muestra el percentil de esta.

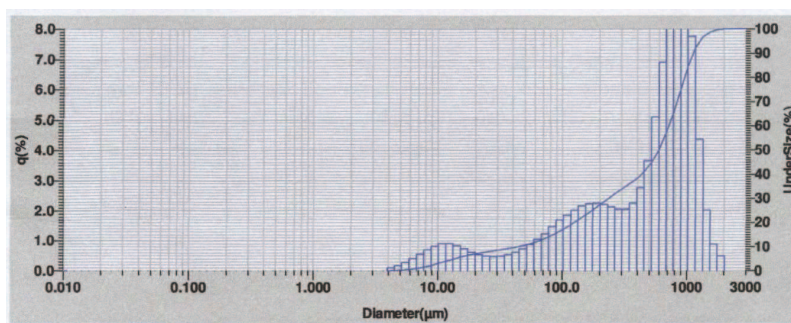


FIGURA 2.16: Percentil de las arcillas de Hollín Superior
FUENTE: Mi Swaco.

En la tabla 2.43 nos muestra los diámetros ponderados a un 10%, 50% y 90%.

TABLA 2.43: Resultados de la distribución de diámetro de la arena Hollín Superior medida por el equipo HORIBA

DESCRIPCION	D10	D50	D90
HOLLIN SUPERIOR (%µ)	43.85	594.65	1121.71

FUENTE: Mi Swaco.
REALIZADO POR: Carolina Guerra M.

La aproximación matemática propuesta para determinar el tamaño de poro con estos valores se describe a continuación:

$$TAMAÑO DE PORO = 0.154 * D50 = 0.154 * 594.65 = 91.58 \mu m$$

El valor determinado es similar al obtenido matemáticamente para Hormiguero Sur 1 (90.91 µm). Es importante destacar que la exactitud de estas medidas deben ser comprobadas con un análisis de core. No existe información con exactitud del tamaño de la partícula que tubo la barita utilizada como material puenteante pero en general esta presenta un tamaño promedio de $45 \pm 0.1 \mu m$.

Al relacionar este valor de la barita con el aproximado de poro se puede asumir que la cara de la formación no tubo un proceso rápido de formación de costra y tanto finos como fluidos pudieron migrar con facilidad al yacimiento durante este proceso.

CAPÍTULO III

ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS POZOS COMPLETADOS EN HOLLÍN SUPERIOR – CAMPO HORMIGUERO SUR

3.1 INTRODUCCIÓN

El presente capítulo se enfoca básicamente al análisis de los efectos que los trabajos de reacondicionamiento han tenido, tanto en la cara del pozo, para tratar de identificar las causas de las caídas de producción registradas.

3.2 HISTORIALES DE REACONDICIONAMIENTO

3.2.1 HORMIGUERO SUR 1

3.2.1.1 Completación Inicial

Fue perforado como exploratorio del área Sur del Campo Hormiguero, de allí se deriva su nombre, luego de la perforación, los registros a hueco abierto mostraron zonas de pago en varias arenas, por lo que se procedió a probar tres zonas: U superior, U inferior y Hollín Superior.

Antes de completar definitivamente para la arena Hollín Superior, se realizó una cementación forzada a la arena U superior con el fin de aislar la producción de dicha zona. En este proceso se realizaron trabajos de limpieza, utilizando un ensamblaje con raspador y broca, además de acondicionar el fluido de completación con Kelzan (sosa caustica) para circular, dicho fluido fue desplazado por agua de producción tratada @ 500 ppm (surfactante y biocida) con una densidad de 8.4 lpg.

Se tomaron registros de CBL-VDL-GR-CCL desde 11,438 a 9,500 pies, antes de perforar el intervalo 11,240 – 11,256 pies, de la arena Hollín Superior, con equipo de Wireline de Schlumberger utilizando el Sistema Pure con cargas POWERJET OMEGA @ 72° y 4.5 dpp.

Primero se bajó la bomba con la cual se probó arena U Inferior (GC 2200 – 170 etapas) pero falló, se cambió y ensambló una FC925 con 428 etapas, asentándola a 11,038 pies MD, para comenzar las pruebas iniciales de producción de Hollín Superior. (Ver la completación en ANEXO 3.1)

3.2.1.2 Reacondicionamiento # 1

Para comenzar las operaciones se controló el pozo con agua de producción a 8.4 LPG (300ppm Biocida), sacaron la completación de fondo, el objetivo de esta operaciones fue probar la Arena U Superior, para esto primero se aisló la Arena Hollín Superior, por medio de un Bridge Plug asentado a 11,230 pies MD, mientras se recirculaba y se cambiaba el fluido con agua de producción a 8.4 lpg (300ppm Biocida y 50ppm surfactante). Se disparó de 10,727 a 10,738 pies MD, con equipo de Wireline de Schlumberger utilizando el Sistema Pure con cargas POWERJET OMEGA @ 72° y 4.5 dpp. Bajaron la misma bomba a FC925 con 428 etapas que se encontró en buenas condiciones asentándola a 10,351 pies MD, para comenzar las pruebas iniciales de producción. (Ver la completación en ANEXO 3.2)

3.2.1.3 Reacondicionamiento # 2

El pozo pasó cerrado por más de un año antes de comenzar las operaciones de reacondicionamiento, esperando la aprobación del plan de desarrollo del Bloque Sur. Se controló el pozo con agua fresca filtrada @ 500 ppm (Biocida y surfactante) con una densidad de 8.3 lpg, se realizó una cementación forzada en la Arena U Superior con BJ Services, se molió el Bridge Plug, se acondicionó el fluido de perforación con Kelzan, se realizaron trabajos de limpieza, desplazando a este por fluido de matado. Por último se bajó la bomba P11 Centrilift con 237 etapas que se asentó a 10,926 pies MD, para comenzar la producción de Hollín Superior. (Ver la completación en ANEXO 3.3)

3.2.1.4 Reacondicionamiento # 3

Se comienza tratando de controlar el pozo con agua fresca filtrada (10 micrones) y tratada @ 500 ppm (Biocida y Surfactante) con una densidad de 8.38 lpg, pero el pozo siguió fluyendo por lo que se incrementó la densidad a 8.7 lpg agregando dos galones de Klay Stop con esto se logró matar el pozo. Sacaron la

completación de fondo circulando, realizaron trabajos de limpieza y una nueva cementación forzada en la arena U Superior (HALLIBURTON - utilizan THERMATEK), se utiliza una salmuera de 8.6 lpg para desplazar al cemento y para los trabajos de limpieza cuando se perfora el cemento y CIBP que fue utilizado para aislar a la Arena Hollín Superior, se circula y se cambia este fluido por una salmuera de 8.6 lpg con biocida y emulsificante. Se bajó una bomba P11 Centrilift con 237 etapas que se asentó a 10,914 pies MD, al probar la misma, su funcionamiento fue insatisfactorio.

Se volvió a matar el pozo con una salmuera de 8.6 lpg @ 500 ppm (Biocida), se saca los equipos de fondo, se encontró la bomba inferior bloqueada y el cable plano eléctricamente malo; circularon y cambiaron de fluido por una salmuera de 8.6 lpg con biocida y emulsificante. Por último se bajó una bomba P8 Centrilift con 366 etapas asentándola a 10,379 pies MD, para comenzar a producir de Hollín Superior. (Ver la completación en ANEXO 3.4)

3.2.1.5 Reacondicionamiento # 4

Se controló el pozo con agua fresca tratada y filtrada con una densidad de 8.7 lpg se utilizó para densificar cloruro de potasio KCl. No se pudo sacar la completación de fondo por lo que se corta la tubería y se realizan trabajos de pesca, SLB WL volvió a disparar el intervalo 11,240-11,256 pies, utilizando el Sistema Pure con cargas POWERJET OMEGA 4.5 dpp, HMX @ 5 dpp & GR-CCL. Se circuló fluidos y trabajos de fractura (se utiliza CLEAN POWER), finalmente se bajó una bomba P8 Centrilift con 366 etapas que se asentó a 10,364 pies MD, para comenzar la producción de Hollín superior. (Ver la completación en ANEXO 3.5)

3.2.2 HORMIGUERO SUR 5

3.2.2.1 Completación Inicial

Se comenzó a realizar los trabajos de limpieza, circulando agua fresca filtrada, corrieron los registros CBL, VDL, GR, CCL reversando la circulación con agua fresca filtrada @ 300 ppm de biocida, armaron la completación de fondo (bomba P11 Centrilift con 272 etapas, asentada a 10,450 pies MD) con BHA de MAXR PURE, correlacionando con los registros, MAXR que se asentó 10,666 pies MD,

los cañones PURE 4-1/2" de 10,696 a 10,717' (21') con cargas 4505 HMX, se esperó los disparos para comenzar las pruebas iniciales de producción de Hollín Superior. (Ver la completación en ANEXO 3.6)

3.2.2.2 Reacondicionamiento # 1

Controlaron el pozo con agua fresca filtrada (10 micrones) con biocida @ 500 ppm a una densidad de 8.38 lpg (se mezclaron solamente 15 sacos de sal), se sacó equipos de fondo, realizaron trabajos de limpieza, utilizando un ensamblaje con raspador.

Recircularon y cambiaron de fluido por un fluido tratado y filtrado de 8.38 lpg, rompieron la circulación se reversó hacia fuera y se encuentra escoria y óxido mantenido en la tubería de perforación.

Continuaron con los trabajos de limpieza, circulando. Por último se bajó una bomba P12 Centrilift con 386 etapas asentándola a 10,404 pies MD, para comenzar a producir de Hollín Superior. (Ver la completación en ANEXO 3.7)

3.2.2.3 Reacondicionamiento # 2

Para el control del pozo se utilizó agua fresca tratada y filtrada con una densidad de 8.5 lpg usando para densificar cloruro de potasio KCl, y con 500 ppm (dos galones de biocida y 1 de surfactante por cada 100 bbls de fluido).

Se sacó equipos de fondo, realizaron trabajos de limpieza, utilizando un ensamblaje con raspador, circularon y cambiaron de fluido por uno de 8.5 lpg filtrado y tratado.

Realizan operación para fracturar la formación, circulan el pozo y finalmente bajaron una bomba P8 Centrilift con 366 etapas asentándola a 10,427 pies MD, para comenzar a producir de Hollín Superior. (Ver la completación en ANEXO 3.8)

3.2.2.4 Reacondicionamiento # 3

Para controlar el pozo se utilizó agua fresca @ 500 ppm como se tenía programado pero se incrementa la densidad de 8.3 a 8.7 lpg.

Sacaron la completación de fondo, en la que se encontraron en varios de sus componentes la presencia de carbolita, principalmente en la descarga y las bombas.

Reversaron la circulación y recuperaron 10 bbls de crudo bajan la densidad del fluido de 8.7 a 8.4 lpg tratado y filtrado.

Bajan BHA con Vacs Tool realizaron trabajos de limpieza recuperando 1.54 bbls de arena. Se reversa la circulación cambiando de fluido a uno con 8.4 lpg tratado y filtrado, mientras se bajaba un ensamblaje con raspador para continuar los trabajos de limpieza, por último bajaron una bomba P12 Centrilift con 265 etapas asentándola a 10,003 pies MD, para comenzar a producir de Hollín Superior. (Ver la completación en ANEXO 3.9)

3.2.3 HORMIGUERO SUR 9

3.2.3.1 Completación Inicial

Circularon agua fresca filtrada para limpiar, corren los registros CBL, VDL, GR, CCL reversan la circulación con agua fresca filtrada con biocida, arman completación de fondo (bomba P11 Centrilift con 272 etapas que se asentó a 10,348 pies MD) con BHA de MAXR PURE, correlacionando con los registros, los cañones PURE 4-1/2" de 10,583 a 10,605 (22') pies MD con cargas 4505 HMX, se esperó los disparos para comenzar las pruebas iniciales de producción, pero la bomba falla.

Se reversa la circulación para recuperar el crudo, continúan circulando con agua filtrada con 500 ppm de K-100, después con agua fresca con biocida a 550ppm y nuevamente con agua filtrada con 500 ppm de K-100. Sacan la completación de fondo encontrado gran cantidad de sólidos en su interior.

Continúan circulando con agua filtrada (10 micrones) @ 500 ppm de biocida JDQ-89, se observó que el agua regresa contaminada con petróleo, se reversa la circulación con píldora viscosa, mientras ingresa un ensamblaje de fondo con raspador para realizar trabajos de limpieza se cambia el fluido por el agua filtrada con biocida y simultáneamente se bombea lechadas con píldoras viscosa hasta cuando ya no se observó sólidos.

Por ultimo se baja una bomba P11 Centrilift con 372 etapas asentándola a 10,348 pies MD, para comenzar las pruebas iniciales de producción de Hollín Superior. (Ver la completación en ANEXO 3.10)

3.2.3.2 Reacondicionamiento # 1

Controlan el pozo con una salmuera tratada y filtrada de 8.6 lpg (biocida & KCL). Sacan la completación de fondo y encuentran las bombas bloqueadas y el cable plano eléctricamente en mal estado. Realizan trabajos de limpieza con raspador en su ensamblaje.

Realizan operación para fracturar la formación Hollín Superior, circulan con fluido matado y finalmente bajan una bomba P8 Centrilift con 366 etapas asentándola a 10,302 pies MD, para comenzar a producir de esta misma arena. (Ver la completación en ANEXO 3.11)

3.3 HISTORIALES DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN

En las gráficas 3.1, 3.3, y 3,5 se puede observar los historiales de producción de la arena Hollín Superior desde las pruebas iniciales hasta las condiciones actuales; de los pozos estudiados.

Estas figuras nos muestran la tendencia a la baja que ha tenido la producción luego de un trabajo de reacondicionamiento, a excepción de las intervenciones en las cuales se realiza fracturamiento.

En las gráficas 3.2, 3.4, y 3,6 se exhiben los historiales de presión de reservorio, fondo fluyente y cabeza, con los cuales se ha producido de la yacimiento Hollín Superior desde las pruebas iniciales hasta las condiciones actuales. En estas figuras se observa la diferencia que existe entre la presión de reservorio y la de fondo fluyente, claro indicio de la presencia de daño en el formación.

3.3.1 HORMIGUERO SUR 1

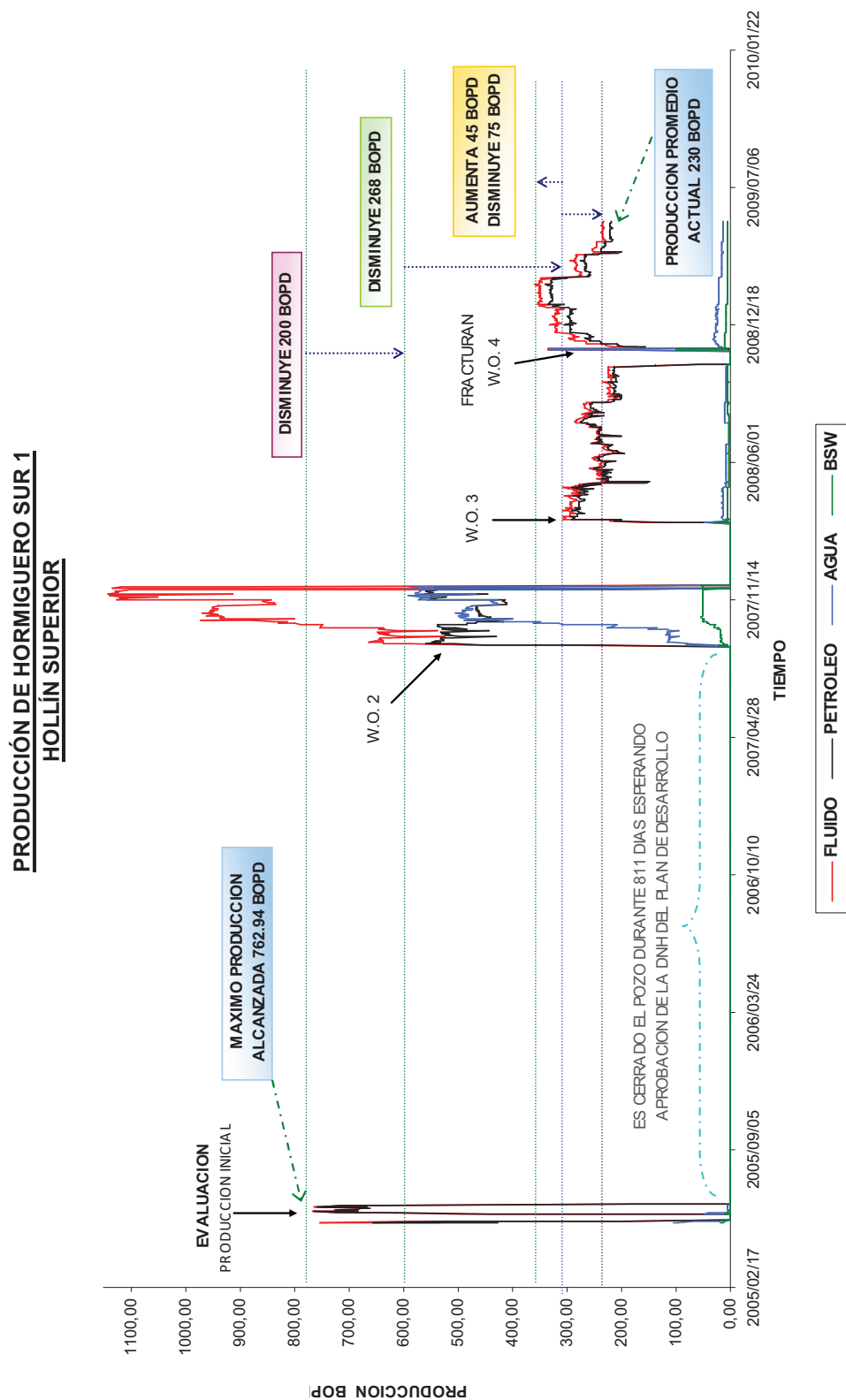
PRODUCCIÓN

FIGURA 3.1: HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE HORMIGUERO SUR 1
FUENTE: PetroOriental S. A.

PRESIÓN

PRESIONES - HORMIGUERO SUR 1

HOLLIN SUPERIOR

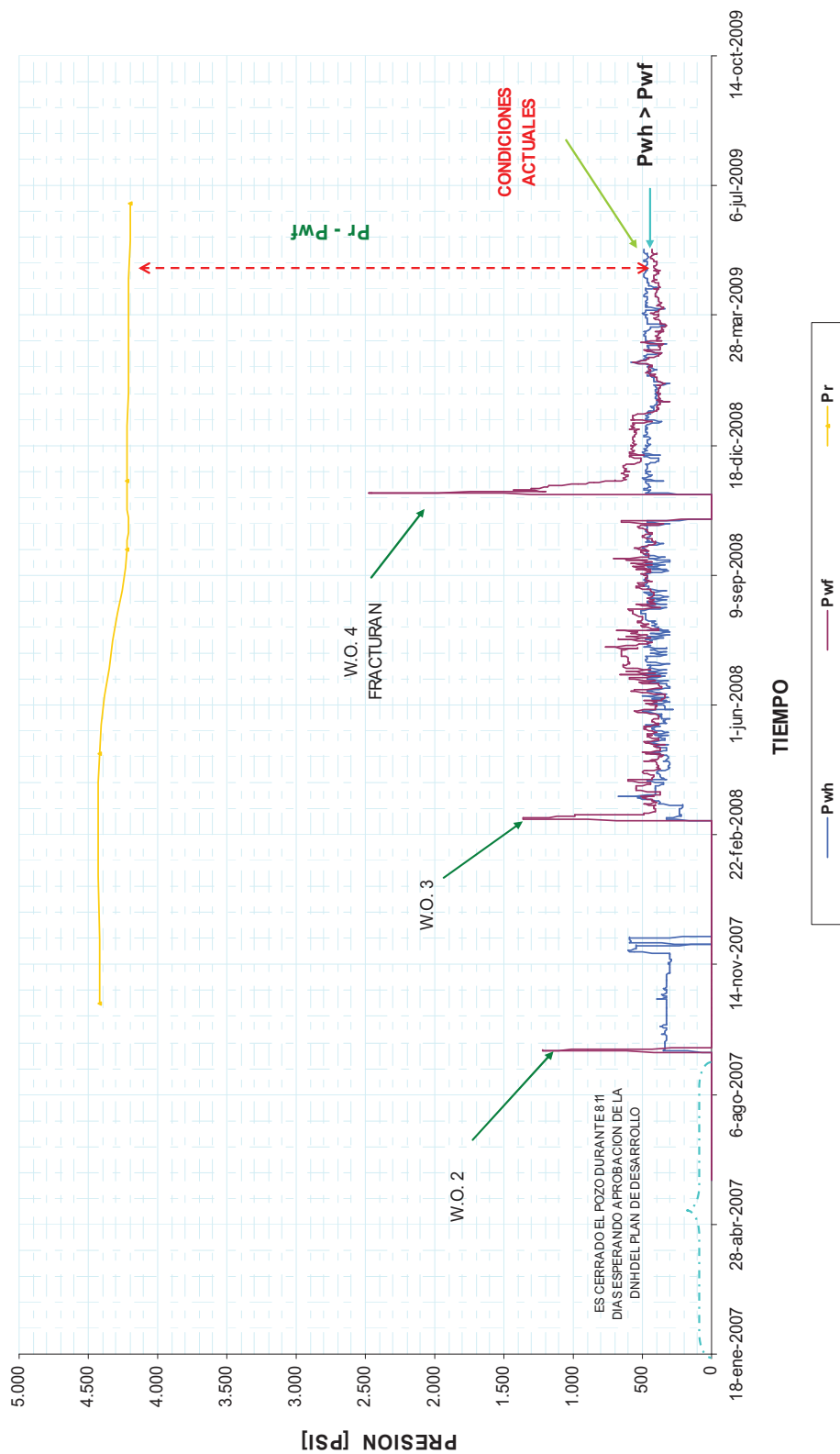


FIGURA 3.2: HISTORIAL DE PRESION DE HORMIGUERO SUR 1
FUENTE: PetroOriental S. A.

3.3.2 HORMIGUERO SUR 5

PRODUCCIÓN

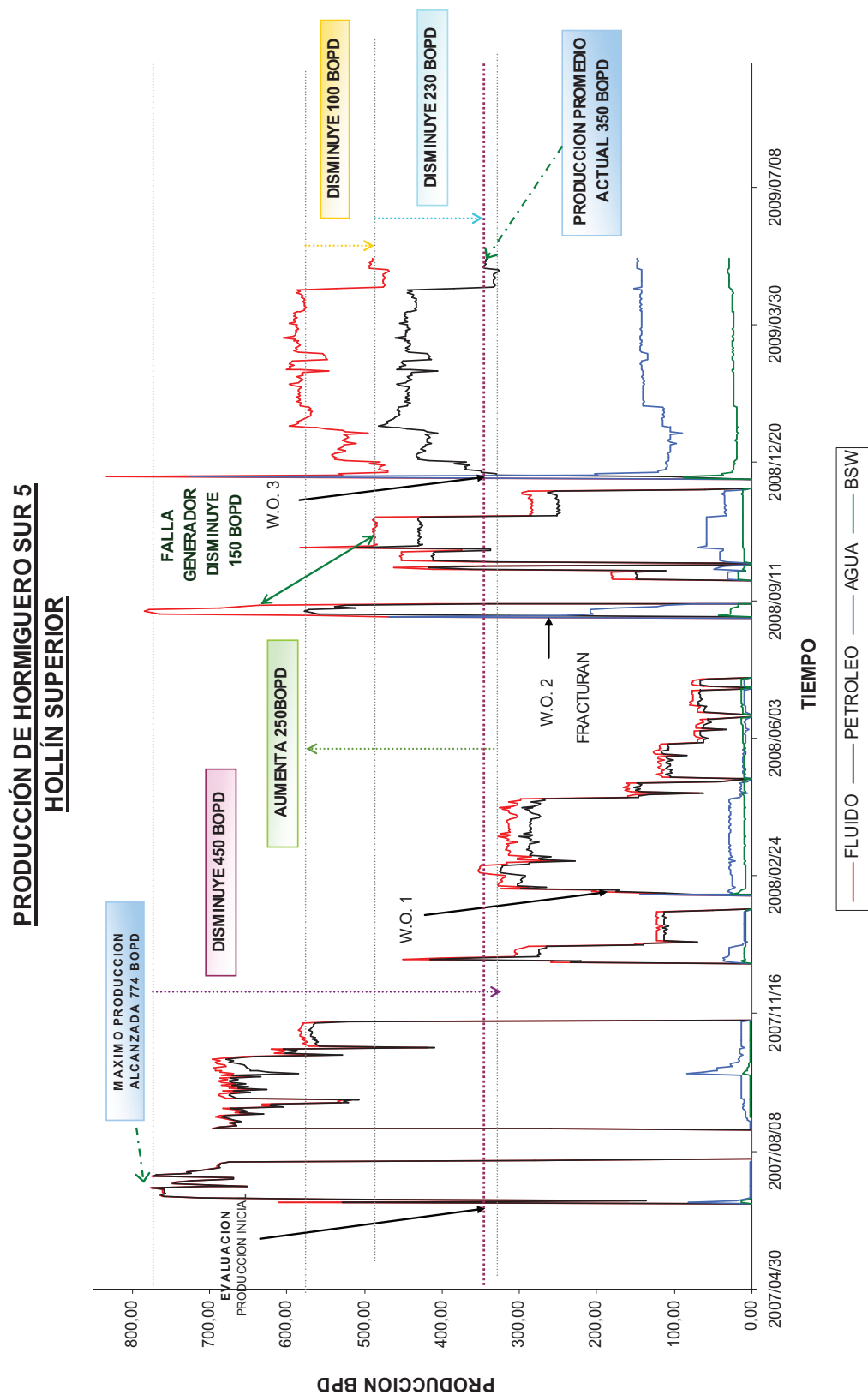


FIGURA 3.3 : HISTORIAL DE PRODUCCION DE HORMIGUERO SUR 5
FUENTE: PetroOriental S. A.

PRESIÓN

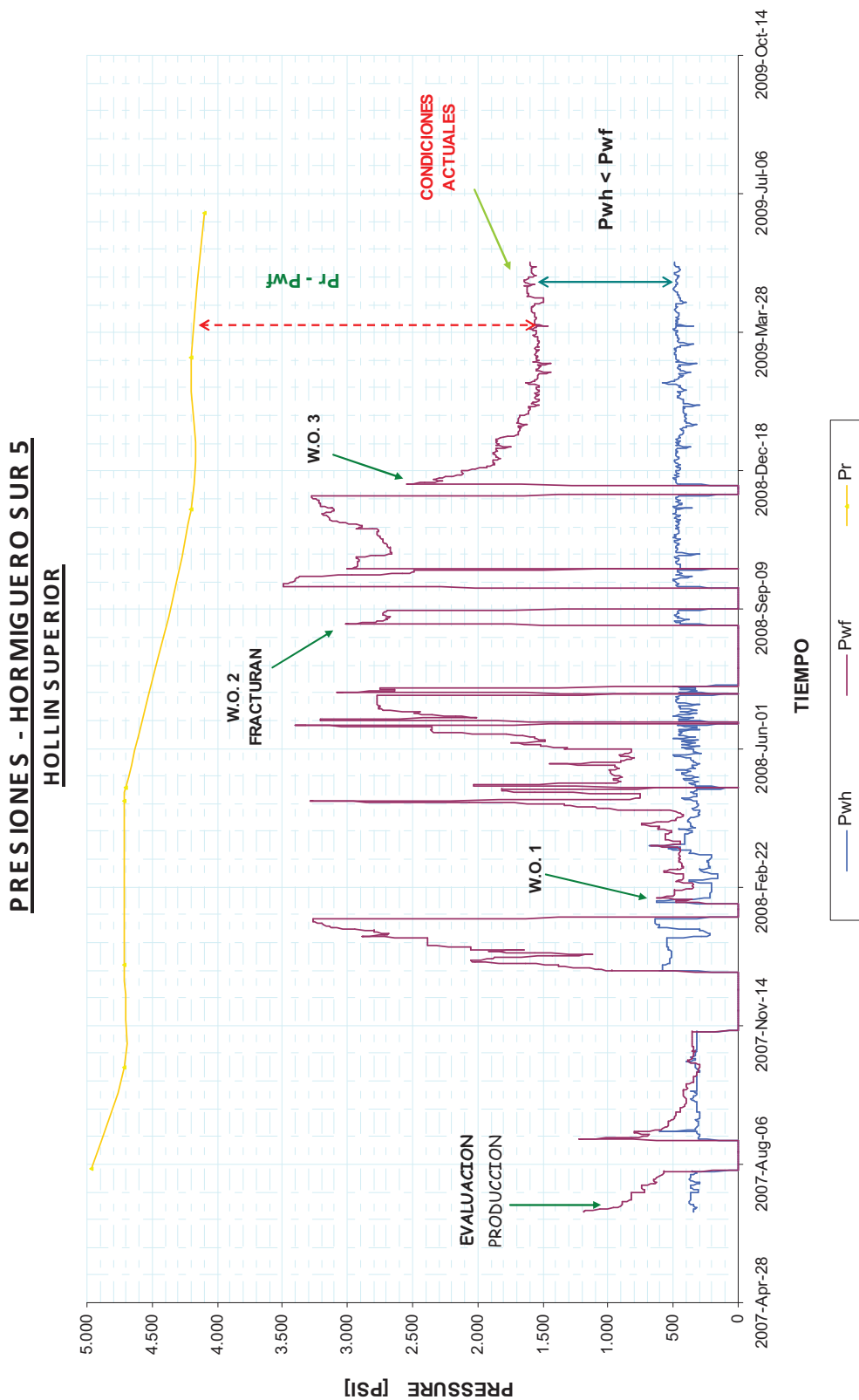


FIGURA 3.4 : HISTORIAL DE PRESIÓN DE HORMIGUERO SUR 5
 FUENTE: PetroOriental S. A.

3.3.3 HORMIGUERO SUR 9

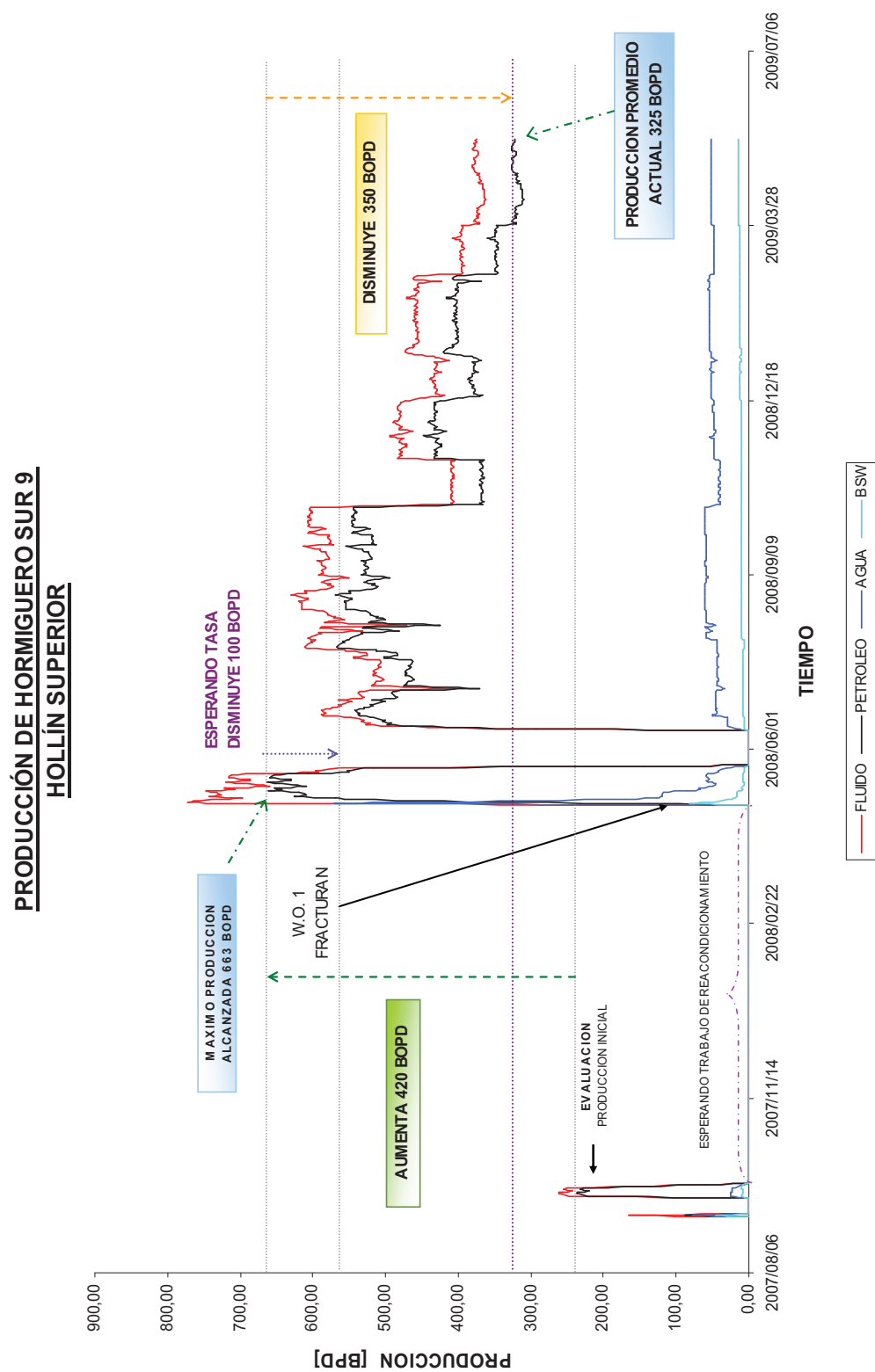
PRODUCCIÓN

FIGURA 3.5 : HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE HORMIGUERO SUR 9
FUENTE: PetroOriental S. A.

PRESIÓN

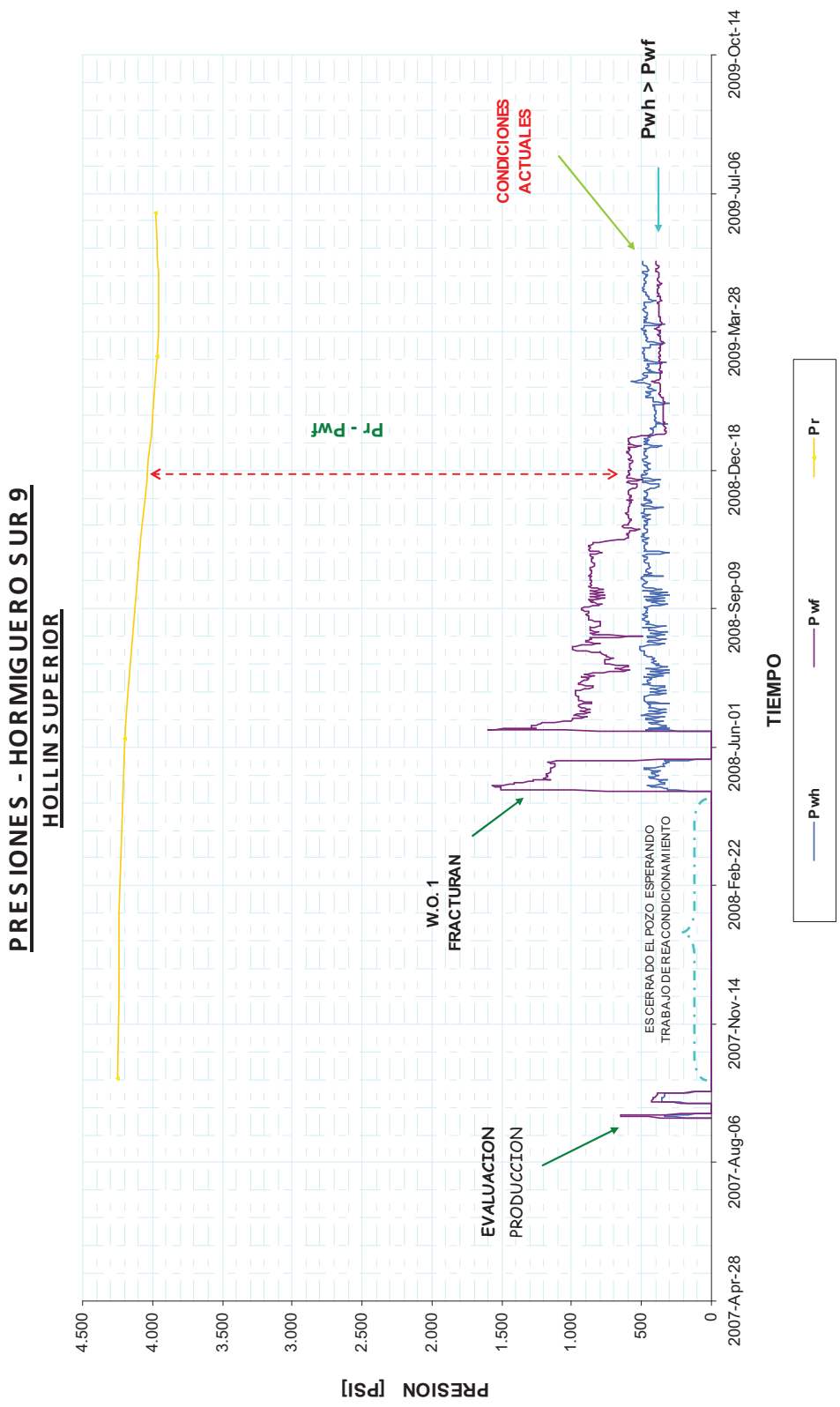


FIGURA 3.6 : HISTORIAL DE PRESIÓN DE HORMIGUERO SUR 9
FUENTE: PetroOriental S. A.

3.4 ESTIMACIÓN DEL DAÑO

La compañía PetroOriental no cuenta con pruebas de restauración de presión con las cuales se puede definir el daño de formación para después de cada trabajo de reacondicionamiento, solamente existen para el periodo de producción inicial del pozo; por lo que ha sido necesario estimar matemáticamente este valor, que nos permitirá asumir una aproximación o tendencia del daño después de cada intervención.

El daño o factor skin (s') fue estimado teóricamente utilizando algunas aproximaciones matemáticas y varios valores de viscosidad, ya que no existe pruebas de presión que definan con mayor certeza este valor.

Se utilizaron los siguientes datos para el cálculo. (Ver Tabla 3.1 y 3.2):

TABLA 3.1: Características del fluido consideradas para el cálculo del daño

POZO	FECHA	Pwf @ datum (psi)	Pr @ datum (psi)	Q (BPD)	BSW (%)	Qo (BPD)	Qw (BPD)
HS 1	21-Jun-05	1057	4688	718	0.7	713	5
HS 1	14-Oct-07	1338	4418	836	50.4	415	422
HS 1	23-Apr-08	526	4418	266	6.2	250	17
HS 1	28-Sep-08	630	4218	219	4.2	209	9
HS 1	19-Nov-08	1290	4218	229	10.0	206	23
HS1	22-Jun-09	432	4218	210	8.0	193	17
HS 5	2-Aug-07	655	4968	686	0.2	685	1
HS 5	14-Oct-07	409	4720	696	2.5	679	17
HS 5	27-Dec-07	1491	4720	305	9.9	275	30
HS 5	23-Apr-08	2174	4720	150	11.1	133	17
HS 5	3-May-08	1923	4705	46	11.2	41	5
HS 5	19-Nov-08	3207	4205	282	12.0	248	34
HS 5	9-Mar-09	1662	4205	554	24.2	420	134
HS 5	22-Jun-09	1676	4100	498	34.0	329	169
HS 9	5-Oct-07	513	4254	251	9.5	228	24
HS 9	6-Jun-08	1203	4200	596	7.1	553	42
HS 9	9-Mar-09	466	3969	398	12.0	350	48
HS 9	22-Jun-09	444	3974	432	14.0	372	60

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Es importante resaltar que las presiones de reservorio consideradas para el cálculo del daño fueron tomadas del master del presiones de PetroOriental S.A.

las misma que fueron determinadas en pruebas de de restauración de presión y pruebas de producción, tomando como referencia al datum de 9509 pies.

TABLA 3.2: Características de los pozos

POZO	k (md)	Bo (bbl/BF)	h (pies)	Diam. Hueco (pies)	rw (pies)	re (pies)	T super. (°F)	T fondo (°F)
HS 1	162.0	1.1	17.0	9.88	0.41	1640.4	190	234
HS 5	183.50	1.10	19.00	9.63	0.40	1640.4	190	237
HS 9	146.0	1.1	20.5	9.88	0.41	1640.4	190	238

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Los datos de viscosidades fueron considerados tanto valores medidos en laboratorio como los valores aproximados matemáticamente, para estos se utilizó el siguiente método de viscosidad promedio:

Ejemplo de cálculo (Hormiguero Sur 1):

Viscosidad del petróleo (μ_o):

$$T = \ln\left(\frac{T_s + T_f}{2} + 460\right)$$

$$T = \ln\left(\frac{190 + 234}{2} + 460\right)$$

$$T = 6.51$$

$$C = 3.55 * (6.38 - T) + 11.63 * \gamma_o - 9.254$$

$$C = 3.55 * (6.38 - 6.51) + 11.63 * 0.9 - 9.254$$

$$C = 0.81$$

$$E = e^C$$

$$E = e^{0.81}$$

$$E = 2.24$$

$$\mu_o = (e^E - 0.6) \gamma_o$$

$$\mu_o = (e^{2.24} - 0.6) * 0.9$$

$$\mu_o = 7.94 \text{ cp}$$

Viscosidad del agua (μ_w): "Método de Van Wingen"

$$\bar{T} = \frac{T_f + T_s}{2}$$

$$\bar{T} = \frac{234 + 190}{2}$$

$$\bar{T} = 212$$

$$Ta = 1.003 - 0.01479 * \bar{T} + 0.00001928 * \bar{T}^2 \quad Ta = 1.003 - 0.01479 * 212 + 0.00001928 * 212^2$$

$$Ta = -1.27$$

$$\mu_w = e^{Ta}$$

$$\mu_w = e^{-1.27}$$

$$\mu_w = 0.28 \text{ cp}$$

Viscosidad de la mezcla (μ_m):

$$\mu_m = \mu_o \left[1 - \frac{BSW}{100} \right] + \mu_w \left[\frac{BSW}{100} \right]$$

$$\mu_m = 7.94 \left[1 - \frac{8}{100} \right] + 0.28 \left[\frac{8}{100} \right]$$

$$\mu_m = 7.33 \text{ cp}$$

La tabla 3.3 muestra los datos de viscosidad considerados:

TABLA 3.3: Viscosidades

POZO	FECHA	VISCOSIDAD (cp)			
		MEDIDA (LABORATORIO) @ 150 °F	REPORTE PVT @ 200 °F	Promedia Calculada	
				FLUIDO	PETROLEO
HS 1	21-Jun-05	72.4		12.23	12.31
HS 1	14-Oct-07	18.1		3.80	7.74
HS 1	23-Apr-08	18.8		8.22	8.75
HS 1	28-Sep-08	18.8		7.29	7.74
HS 1	19-Nov-08	17.8		7.29	7.74
HS1	22-Jun-09	17.8		7.33	7.94
HS 5	2-Aug-07	41.5	13.0	11.80	11.83
HS 5	14-Oct-07	41.5		11.80	11.83
HS 5	27-Dec-07	41.5		11.80	11.83
HS 5	23-Apr-08	29.4		11.10	12.44
HS 5	3-May-08	29.4		11.10	12.44
HS 5	19-Nov-08	29.4		10.74	12.17
HS 5	9-Mar-09	39.4		9.29	12.17
HS 5	22-Jun-09	39.4		8.19	12.26
HS 9	5-Oct-07	75.4	24.7	14.53	16.02
HS 9	6-Jun-08	80.4		14.48	16.41
HS 9	9-Mar-09	80.4		14.48	16.41
HS 9	22-Jun-09	80.4		14.04	16.28

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

- Primera aproximación matemática:

$$S' = \frac{\Delta P_{skin}}{141.2 \frac{q \mu_o B_o}{k h}}$$

Donde:

ΔP_{skin} = Pérdidas de presión debido al daño

q = Caudal de fluido; BPD

μ_o = Viscosidad del petróleo, cp

B_o = Factor volumétrico del petróleo

K = permeabilidad, md

h = Espesor neto de la arena productora, pies

Se obtuvo ΔP_{skin} considerando le eficiencia de flujo de la forma que se describe a continuación:

Ejemplo de cálculo (Hormiguero Sur 1):

Se determina índice de productividad (IP) considerando un $S'=0$ para obtener el caudal máximo y poder determinar la eficiencia de flujo (EF) de una carta (Ver ANEXO 3.12).

$$IP = \frac{Q}{P_R - P_{wf}} = \frac{210}{4218 - 432} = 0.06$$

$$Q_{max} = IP(P_R - P_{wf}) = 0.06 * (4218 - 0) = 234 \text{ BFPD}$$

$$\frac{P_{wf}}{P_R} = 0.09 \quad \wedge \quad \frac{Q_o}{Q_{max}} = 0.89 \Rightarrow \text{Carta Anexo 3.3} \rightarrow FE = 0.79$$

$$FE = \frac{P_R - P_{wf} - \Delta P_{skin}}{P_R - P_{wf}} \Rightarrow \Delta P_{skin} = P_R - P_{wf} - FE(P_R - P_{wf})$$

$$\Delta P_{skin} = 4218 - 432 - 0.79(4218 - 432)$$

$$\Delta P_{skin} = 795.11 \text{ PSI}$$

La tabla 3.4 muestra los datos calculados que posteriormente serviran para calcular las alternativas de daño mostrado en la Tabla 3.5.

TABLA 3.4: Datos calculados para el calculo del daño

POZO	FECHA	IP	Qmax	Pwf/Pr	QL/Qmax	FE	Ps _{skin}
HS 1	21-Jun-05	0,20	927	0,23	0,77	0.75	907.75
HS 1	14-Oct-07	0,27	1200	0,30	0,70	0.71	893.20
HS 1	23-Apr-08	0,07	302	0,12	0,88	0.81	739.48
HS 1	28-Sep-08	0,06	257	0,15	0,85	0.78	789.36
HS 1	19-Nov-08	0,08	329	0,31	0,69	0.73	790.56
HS1	22-Jun-09	0,06	234	0,102	0,898	0.79	795.11
HS 5	2-Aug-07	0,16	791	0,13	0,87	0.80	862.60
HS 5	14-Oct-07	0,16	762	0,09	0,91	0.84	689.76
HS 5	27-Dec-07	0,09	446	0,32	0,68	0.71	936.41
HS 5	23-Apr-08	0,06	278	0,46	0,54	0.66	865.64
HS 5	3-May-08	0,02	77	0,41	0,59	0.68	890.24
HS 5	19-Nov-08	0,28	1189	0,76	0,24	0.60	399.20
HS 5	9-Mar-09	0,22	917	0,40	0,60	0.68	813.76
HS 5	22-Jun-09	0,21	842	0,41	0,59	0.68	775.68
HS 9	5-Oct-07	0,07	286	0,12	0,88	0.81	710.79
HS 9	6-Jun-08	0,20	835	0,29	0,71	0.72	839.16
HS 9	9-Mar-09	0,11	451	0,12	0,88	0.81	665.57
HS 9	22-Jun-09	0,11	422	0,11	0,89	0.80	706.00

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

TABLA 3.5: Daño estimado con diferentes métodos

POZO	FECHA	S' (1)	S' (2)	S' (3)	S' (4)	S' (5)	S' (6)
		@ Q μ medido @ 150F	@ Q _o μ medido @ 150F	@ Q μ mezcla promedio	@ Q _o μ _o promedio	@ Q μ pvt @ 200F	@ Q _o μ pvt @ 200F
HS 1	21-Jun-05	0.31	0.31	1.83	1.83		
HS 1	14-Oct-07	1.05	2.11	4.98	4.94		
HS 1	23-Apr-08	2.62	2.79	5.99	6		
HS 1	28-Sep-08	3.41	3.55	8.78	8.63		
HS 1	19-Nov-08	3.45	3.83	8.41	8.81		
HS1	22-Jun-09	3.77	4.1	9.21	9.43		
HS 5	02-Aug-07	0.68	0.68	2.38	2.4	2.17	2.17
HS 5	14-Oct-07	0.54	0.55	1.88	1.93	1.71	1.75
HS 5	27-Dec-07	1.66	1.84	5.82	6.48	5.3	5.88
HS 5	23-Apr-08	4.41	4.96	10.43	13.15	9.98	11.22
HS 5	03-May-08	14.86	16.74	35.13	44.33	33.61	37.85
HS 5	19-Nov-08	1.08	1.23	2.61	3.36	2.44	2.78
HS 5	09-Mar-09	0.84	1.1	2.71	4.68	2.53	3.35
HS 5	22-Jun-09	0.89	1.34	2.87	5.7	2.7	4.1
HS 9	05-Oct-07	0.72	0.8	3.4	4.14	2.21	2.44
HS 9	06-Jun-08	0.34	0.36	1.65	2.02	1.1	1.18
HS 9	09-Mar-09	0.4	0.46	1.96	2.53	1.31	1.48
HS 9	22-Jun-09	0.39	0.46	1.92	2.53	1.3	1.5

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

○ **Segunda aproximación matemática:**

$$FE = \frac{\ln(0.472 * re / rw)}{\ln(0.472 * re / rw) + S'} \Rightarrow S' = \frac{\ln(0.472 * re / rw)}{FE} - \ln(0.472 * re / rw)$$

Donde:

FE = Eficiencia de flujo

re = Radio de drenaje; pies

rw = Radio del pozo; pies.

La tabla 3.6 presenta los daños estimados de la segunda aproximación matemática.

TABLA 3.6: Daño estimado

POZO	FECHA	S' (7)
HS 1	21-Jun-05	2.51
HS 1	14-Oct-07	3.08
HS 1	23-Apr-08	1.77
HS 1	28-Sep-08	2.13
HS 1	19-Nov-08	2.79
HS1	22-Jun-09	2.01
HS 5	2-Aug-07	1.89
HS 5	14-Oct-07	1.44
HS 5	27-Dec-07	3.09
HS 5	23-Apr-08	3.90
HS 5	3-May-08	3.56
HS 5	19-Nov-08	5.04
HS 5	9-Mar-09	3.56
HS 5	22-Jun-09	3.56
HS 9	5-Oct-07	1.77
HS 9	6-Jun-08	2.93
HS 9	9-Mar-09	1.77
HS 9	22-Jun-09	1.89

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

○ **Tercera aproximación matemática:**

$$S' = \frac{0.00708}{Q_o} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{h}{Bo} (Pr - P_{wf}) - \ln(0.472 re / rw)$$

Donde:

r_e = Radio de drenaje; pies

r_w = Radio del pozo; pies

Q_o = Caudal de petróleo; BOPD

μ_o = Viscosidad del petróleo, cp

B_o = Factor volumétrico del petróleo, bbl/BF

K = permeabilidad, md

h = Espesor neto de la arena productora, pies

P_r = Presión de reservorio, psi

P_{wf} = Presión de fondo fluente, psi

La tabla 3.7 presenta los daños estimados de la segunda aproximación matemática.

TABLA 3.7: Daño estimado con diferentes métodos

POZO	FECHA	S' (8)	S' (9)	S' (10)	S' promedio
		@ Q_o μ o medida @ 150°F	@ Q_o μ pvt @ 200°F	@ Q_o μ o promedia calculada	
HS 1	21-Jun-05	-6.29		-0.21	0.04
HS 1	14-Oct-07	-0.26		9.47	3.62
HS 1	23-Apr-08	7.14		24.01	7.19
HS 1	28-Sep-08	8.61		31.69	9.54
HS 1	19-Nov-08	6.64		25.08	8.43
HS1	22-Jun-09	11.98		37.34	11.12
HS 5	2-Aug-07	-4.16	3.30	4.41	1.03
HS 5	14-Oct-07	-4.13	3.40	4.51	0.71
HS 5	27-Dec-07	-1.22	12.70	14.76	3.61
HS 5	23-Apr-08	7.03	25.44	31.09	8.14
HS 5	3-May-08	44.73	110.69	130.93	28.85
HS 5	19-Nov-08	-4.50	-0.63	0.84	1.76
HS 5	9-Mar-09	-4.12	2.89	7.06	1.83
HS 5	22-Jun-09	-3.37	5.16	10.25	2.22
HS 9	5-Oct-07	-3.34	5.28	14.25	3.17
HS 9	6-Jun-08	-6.24	-3.32	-0.34	-0.03
HS 9	9-Mar-09	-5.14	0.26	5.77	1.08
HS 9	22-Jun-09	-5.26	-0.13	5.10	0.96

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

A continuación podemos observar estos resultados gráficamente en la figuras 3.7, 3.8, 3.9, 3.10, 3.11 y 3.12.

3.4.1 HORMIGUERO SUR 1

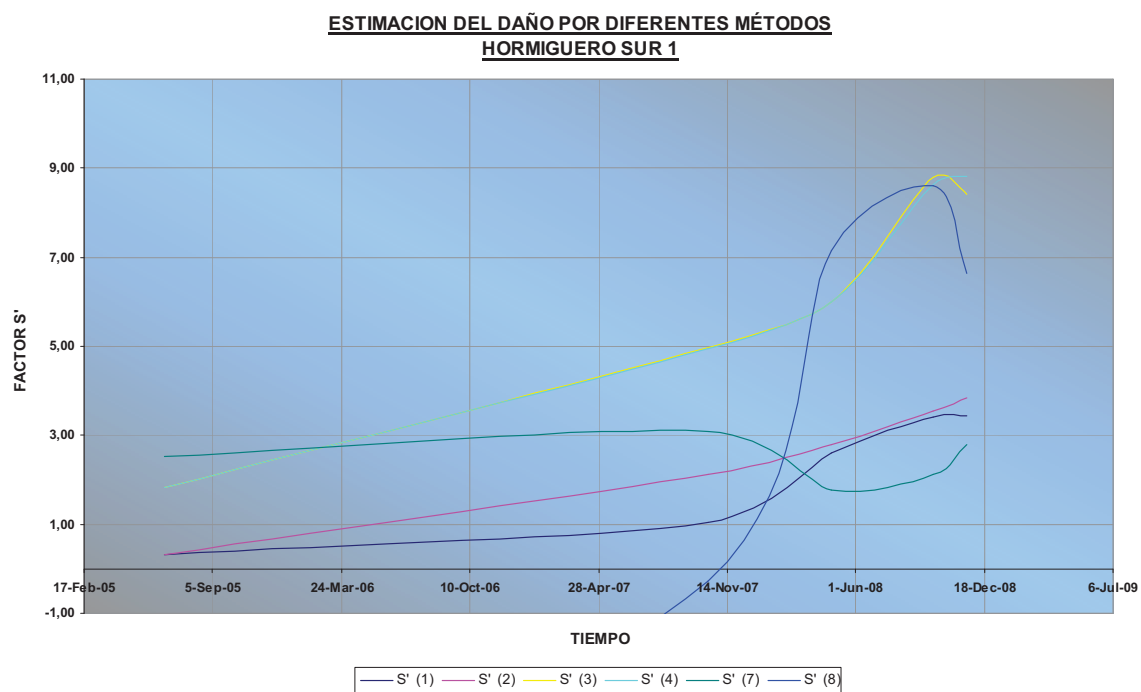


FIGURA 3.7: Estimación del daño por diferentes métodos de Hormiguero Sur 1

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

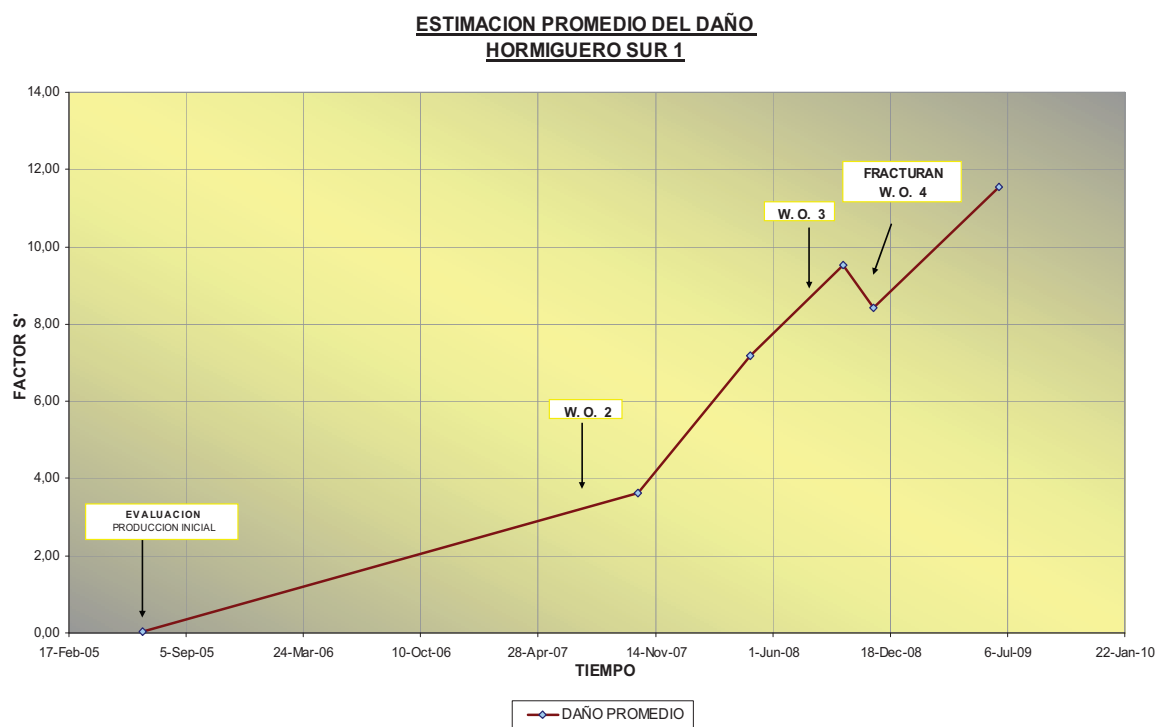


FIGURA 3.8: Estimación del daño de Hormiguero Sur 1

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

3.4.2 HORMIGUERO SUR 5

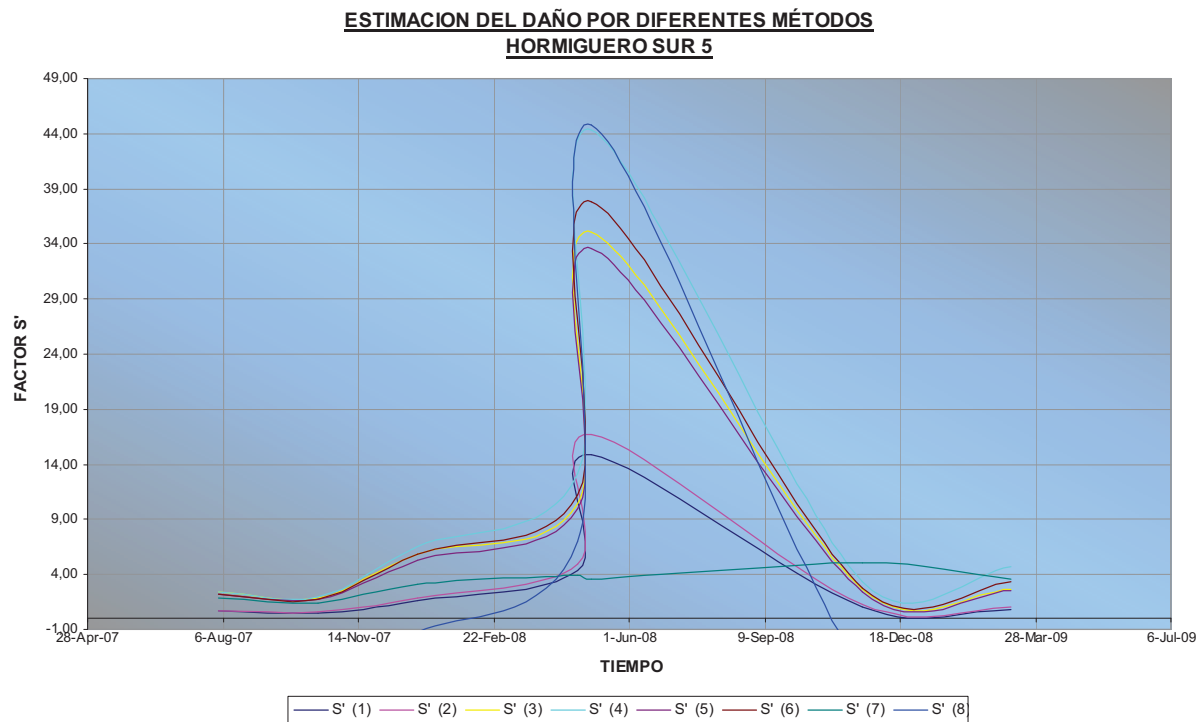


FIGURA 3.9: Estimación del daño de Hormiguero Sur 5

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

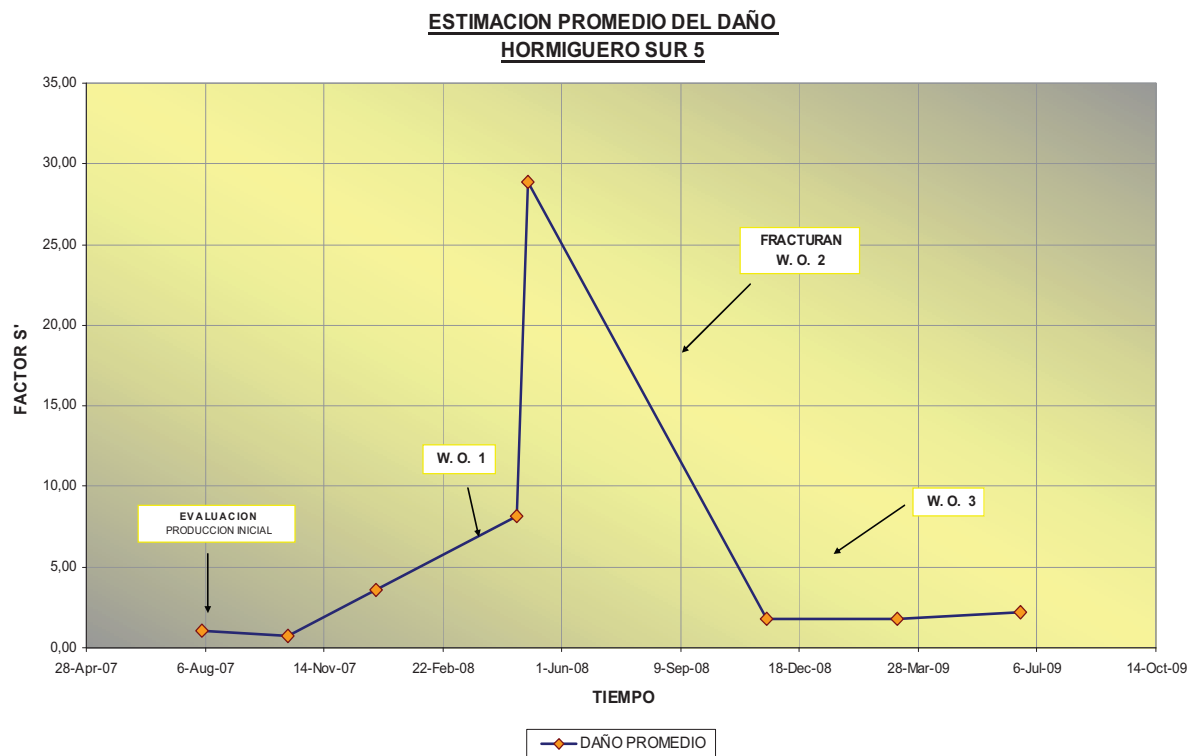


FIGURA 3.10: Estimación del daño promedio de Hormiguero Sur 5

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

3.4.3 HORMIGUERO SUR 9

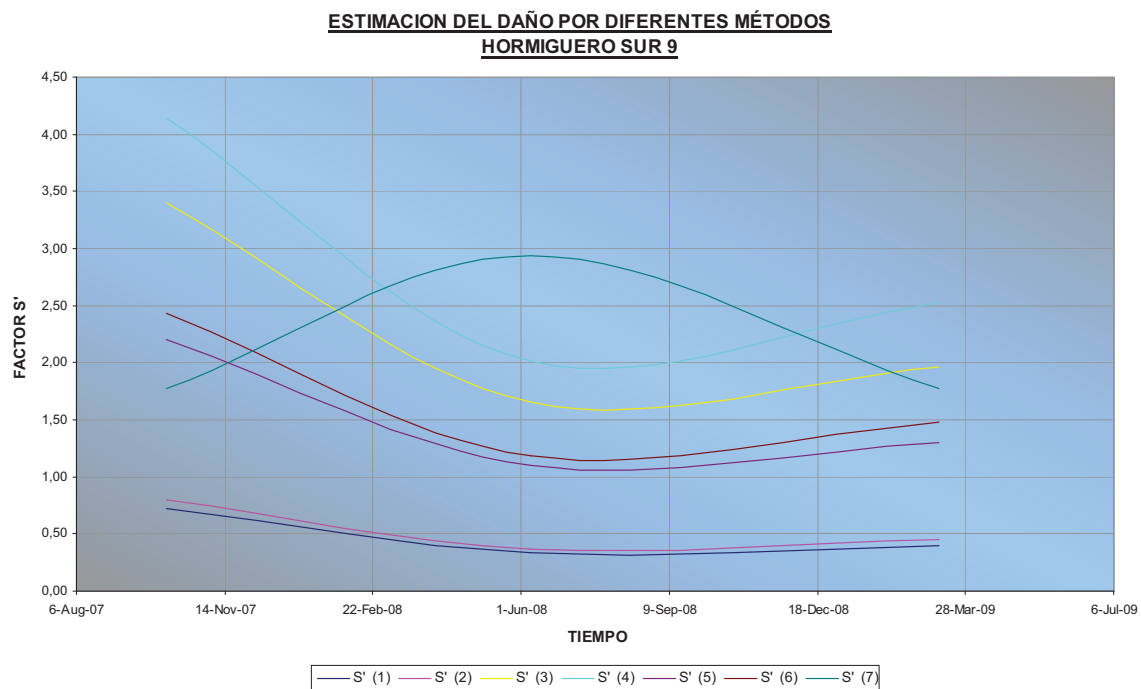


FIGURA 3.11: Estimación del daño promedio de Hormiguero Sur 9

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

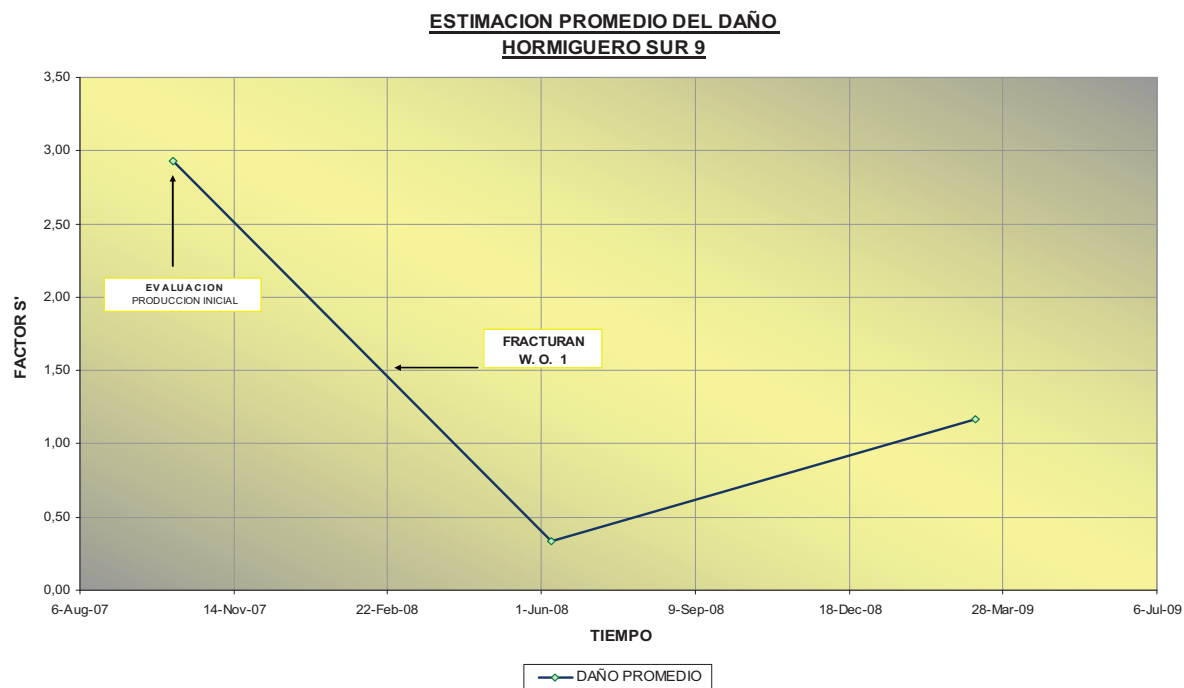


FIGURA 3.12: Estimación del daño promedio de Hormiguero Sur9

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

La figura 3.7, 3.9 y 3.11 nos muestra gráficamente los resultados obtenidos al estimar el daño con diferentes métodos, la tendencia de estos valores obtenidos tiende a ser la misma en todos los casos.

Para tener una mejor visión se promedio los datos conseguidos mostrándolos en la figura 3.8, 3.10 y 3.12 lo que nos indica claramente la variación del daño después de cada intervención en el pozo. En todos los casos se verifica que el daño aumento luego de un trabajo de reacondicionamiento con la excepción de los trabajos donde se realiza fracturas.

La tabla 3.8 muestra un resumen de la producción y daño después de cada trabajo de reacondicionamiento.

TABLA 3.8: Resumen del daño promedio y producción luego de un trabajo de reacondicionamiento

HORMIGUERO SUR 1					
Reacondicionamiento	INICIAL	2	3	4	ACTUAL
Producción Alcanzada de Fluido	768	1141	309	360	210
Disminución de la Producción Fluido (Respecto a la producción inicial)		-49%	60%	53%	73%
Producción Alcanzada de Petróleo	768	562	294	339	193
Disminución de la Producción de Petróleo (Respecto a la producción inicial)		27%	62%	56%	75%
Daño (S')	0.77	3.6	9.5	8.4	11.5
HORMIGUERO SUR 5					
Reacondicionamiento	INICIAL	1	2	3	ACTUAL
Producción Alcanzada de Fluido	776	353	583	832	498
Disminución de la Producción Fluido (Respecto a la producción inicial)		55%	25%	-7%	36%
Producción Alcanzada de Petróleo	774	325	513	481	330
Disminución de la Producción de Petróleo (Respecto a la producción inicial)		58%	34%	38%	57%
Daño (S')	1	28.8	1.75	1.83	2.2
HORMIGUERO SUR 9					
Reacondicionamiento	INICIAL	1	ACTUAL		
Producción Alcanzada de Fluido	261	772	375		
Disminución de la Producción Fluido (Respecto a la producción inicial)		0%	51%		
Producción Alcanzada de Petróleo	237	663	325		
Disminución de la Producción de Petróleo (Respecto a la producción inicial)		0%	51%		
Daño (S')	-1.1	1.17	1.66		

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

La tabla 3.8 sola considera la producción de la formación Hollín Superior para los pozos analizados.

Analizando los datos recolectados se tiene que:

- Hormiguero Sur 1 actualmente ha disminuido su producción un 73% tanto de fluido como de petróleo acorde a esto ha aumentado el daño, en este pozo después del trabajo de reacondicionamiento 2 su producción de fluido aumento un 49% del valor inicial, esto se debió a que no se tubo un buen aislamiento de la arena U Superior filtrando los fluidos de la misma, esto aumentando la producción de agua, luego de volver a cementar se bajo el corte de agua inicial.
- Hormiguero Sur 5 bajó su producción de petróleo un 45%, el corte de agua aumentó después de que se realizó el trabajo de fractura en la formación en el trabajo de reacondicionamiento 3.
- En el caso de Hormiguero Sur 9 no se puede considero los valores de producción inicial como validos ya que por problemas en la bomba se suspendió las pruebas iniciales y se tiene una producción real en la pruebas de producción luego del trabajo de reacondicionamiento 1, al comparar con la actual tenemos una disminución de 51%.
- El daño inicial fue obtenido de las pruebas de restauración de presión, los daños considerados después de cada trabajo de reacondicionamiento es el valor promedio derivado de las aproximaciones de los distintos métodos aplicados.
- Considerando que los pozos comenzaron a producir a partir del 2007, la disminución de producción se dio en menos de dos años, además es importante destacar que la presión de reservorio no influenció en este descenso, ya que la formación Hollín Superior presenta empuje hidráulico.

3.5 FLUIDO DE MATADO

3.5.1 ASPECTOS TEÓRICOS

3.5.1.1 Definición

El agua de matado o de completación es el fluido que se utiliza para controlar la presión de yacimiento del pozo durante las operaciones de reacondicionamiento, además este fluido se lo utiliza para realizar trabajos de limpieza en el pozo.

El fluido de matado se lo puede definir como una salmuera con algunos aditivos químicos que reemplazan al fluido de producción del pozo mientras se lo interviene ya sea para realizar un cambio de levantamiento, cambio de bomba, trabajos de estimulación matricial, disparos de la arena productora, entre otros trabajos en el fondo del pozo, eventualmente el fluido de matado llegará a tener contacto directo con la formación.

Como se mencionó en el párrafo anterior, el fluido de matado puede tener contacto directo con la cara del yacimiento, e incluso puede invadir la zona, en el caso de sobre balance de presión, por ende es de vital importancia considerar los productos que acompañan al fluido de matado que pueden alterar las condiciones propias del yacimiento uno de ellos son los surfactantes.

3.5.1.2 Surfactantes

Los surfactantes son sustancias que tienen la capacidad de modificar el comportamiento interfacial de dos ó más fases inmiscibles en contacto. La figura 3.13 muestra esquemáticamente un surfactante.

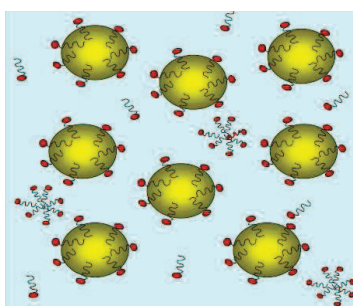


FIGURA 3.13: Representación gráfica de los Surfactantes

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

Se pueden considerar dos grupos:

- POLAR: Grupo funcional que tiende al agua y que contiene heteroátomos como O₂, S, N₂ o P (carboxilato, sulfonato, sulfato, amonio y fosfato).
- APOLAR: Grupo funcional que tiende al aceite y que corresponde a la cadena hidrocarbonada de tipo alquilo ó alquil – arilo básicamente con 12 a 20 átomos de carbonos.

La figura 3.14 muestra los tipos de surfactantes.

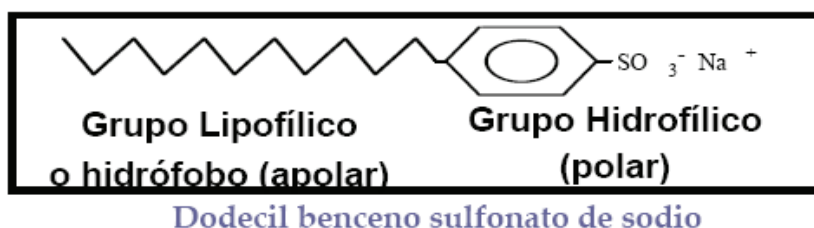


FIGURA 3.14: Tipos de surfactantes
FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

Los surfactantes se clasifican en:

Aniónicos, que son los que se disocian en un anión anfífilo y un catión, generalmente un metal alcalino o un amonio.

Catiónicos, que se caracterizan por disociarse en un catión anfífilo y un anión, por lo general halogenuro.

No iónicos son aquellas que no se disocian en agua, ya que presentan grupos hidrofílicos del tipo alcohol, fenol, éter, amida o cadenas de condensación de polióxido de etileno.

Existen variedad de surfactantes adicionales a los mencionados como los anfóteros, poliméricos, siliconados, fluorados, etc.

3.5.1.2.1 Efectos de los Surfactantes

- En la formulación de los fluidos de perforación aparecen uno o dos surfactantes o tensoactivos, los mismos que tienen la función de formar suspensiones de agente - puente/ densificante, para romper la emulsión de agua en aceite w/o y en fluidos de baja densidad. Los surfactantes tienen el papel de emulsionar aceite en agua.

- **La presión capilar** esta relacionada con la tensión interfacial y la preferencia de mojabilidad, es la fuerza que ocasiona el flujo dentro del medio poroso. Considerando que la **tensión interfacial** es el resultado de las fuerzas moleculares en la superficie de un líquido que lo lleva a tener el menor volumen posible en la superficie de contacto con otro fluido inmiscible, es decir que la tensión interfacial entre los fluidos provoca la formación de un menisco que no permite que los fluidos se mezclen, tal como lo muestra la figura 3.15.



FIGURA 3.15: Menisco en la presión capilar

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

El surfactante modifica esta fuerza interfacial pero no la anula. La concentración de tensoactivo se incrementa en la interfase hasta que por repulsión entre las partes apolares que constituye la gota de agua y entre las partes polares formada por el aceite se forma UNA EMULSION, como se muestra en la figura 3.16.

SE FORMA UNA EMULSIÓN

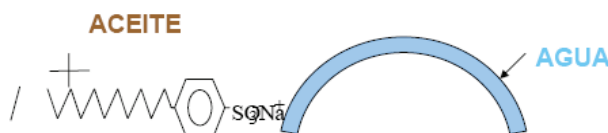


FIGURA 3.16: Emulsión

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

- Cuando se perfora una zona que tiene un acuífero con un lodo de emulsión inversa, el agua del acuífero se incorpora a la emulsión. Aquí se debe hacer un seguimiento del contenido de agua, sales disueltas en ella y la estabilidad de la emulsión.

- Si la cantidad de agua aumenta, la emulsión es menos estable pudiendo romperse.
- Cuando se incorpora crudo a la emulsión cambia su peso, se diluyen los aditivos del aceite provocando una emulsión menos viscosa.
- **La mojabilidad** es la preferencia que tiene un líquido por recubrir una superficie sólida, esta se determina por el ángulo de contacto. Ver figura 3.17. Los surfactantes en la interfase modifican este ángulo de contacto.



FIGURA 3.17: Ángulo de contacto

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

3.5.1.3 Entrampamiento de agua.

En el sistema poroso están presentes por lo menos dos fluidos inmiscibles, crudo y agua, la mojabilidad hace que uno de estos se adhiera a las paredes del poro. (Ejemplo: agua). La tensión interfacial junto a la presión capilar hace que uno de los fluidos se desplace con respecto al otro. La figura 3.18 muestra como el petróleo se desplaza por el centro del poro en producción).

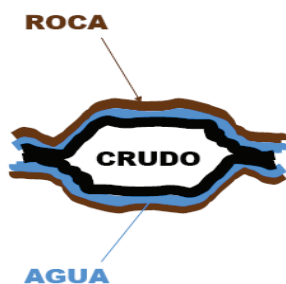


FIGURA 3.18: Fluidos en el sistema poroso

FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

El agua de matado o salmueras no tienen un control de filtrado, por lo que cierta cantidad de agua entra a la formación durante la terminación incrementando el grosor de la capa acuosa que rodea la roca; lo que provoca que el crudo no fluya ya que la fuerza interfacial y la presión capilar de este no sean suficientes bajo estas condiciones; produciendo así el bloqueo por agua o entrapamiento, como lo muestra la figura 3.19.



FIGURA 3.19: Entrapamiento por agua
FUENTE: COPYR C. A.; Fluidos de perforación: FORMULACIÓN Y PREVENCIÓN DE DAÑO JULIO 2004

El uso de tensoactivos en el fluido de matado puede prevenir o disminuir este tipo de daño ya que modifica las fuerzas interfaciales entre el petróleo y el agua, permitiendo que las fuerzas capilares restablezcan el flujo de crudo.

Es necesario escoger un surfactante adecuado, con un prueba de compatibilidad de fluidos (petróleo – agua de matado), de manera que no cause una emulsión estable.

3.5.1.4 Emulsión

Constituye una suspensión de miscelas (gotas de fluido rodeadas de un surfactante) en un fluido no miscible que constituye las miscelas.

La emulsión se puede dar con base agua donde el fluido que rodea a las miscelas de aceite es el agua, fase continua agua y fase dispersa aceite (W/A) y con base aceite donde el fluido que rodea a las miscelas de aceite es el agua, fase continua el agua y fase dispersa el aceite (A/W).

Para que se produzca una emulsión se requiere de energía, de un tensoactivo o un surfactante y dos fluidos inmiscibles.

En el pozo se tienen todos estos elementos; la energía se produce por la presión de sobre balance y el caudal; los fluidos inmiscibles constituyen los fluidos propios del yacimiento (petróleo y agua de formación) y los fluidos tanto de perforación como de matado o terminación; por último, los tensoactivos o surfactantes son los

diversos aditivos de los fluidos operacionales y también los podemos encontrar como parte de los fluidos del yacimiento.

Por lo tanto, el bloqueo por emulsión se da en la vecindad del pozo por la incompatibilidad de los fluidos y la suficiente energía.

Si en las pruebas de laboratorio se determina una emulsión estable y la viscosidad inicial es mayor que la de los fluidos que la constituyen, nos provoca un bloqueo disminuyendo la producción.

3.5.1.5 Precipitados

Los precipitados pueden ser tanto inorgánicos que tienden a formar la escala como orgánicos que se consideran a los asfaltenos.

Escala.- Constituyen los precipitados de sales inorgánicas, básicamente el carbonato o sulfato de calcio, que se generan en el yacimiento y en el pozo por incompatibilidad del agua de formación con los fluidos de operación base agua.

Es importante destacar que las sales de calcio, en especial carbonatos y sulfatos, tienen menor solubilidad a mayor temperatura; y además que la presencia de gases como CO₂ en el pozo o iones como sulfato en agua de la formación, pueden alterar la solubilidad de las sales de calcio generando precipitación.

3.5.1.6 Asfaltenos

Los asfaltenos constituyen moléculas heteroatómicas que se encuentran estabilizadas dentro del crudo por una capa de tensoactivos naturales (maltenos y resinas), cuando estos se mezclan con otros crudos o aceites de fluidos pueden desestabilizar la capa de tensoactivos alrededor de los asfaltenos y hacerlo precipitar.

3.5.1.7 Precipitación de Sales

La incompatibilidad entre las soluciones nace debido al tipo de sal disuelta o la cantidad de sal presente. El efecto del ión común debido al tipo de sal disuelta conlleva a que cantidades de sales disueltas con los mismos iones se puedan mezclar en cantidades relativas, de manera de no sobrepasar su solubilidad, la cantidad de sales disueltas tienen un límite de solubilidad, producto de solubilidad, por sobre el cual a una temperatura y presión dadas las sales se precipitaran.

3.5.2 PRUEBAS DE LABORATORIO DE SÓLIDOS Y FLUIDOS

3.5.2.1 Análisis de sólidos encontrados en el equipo de fondo

En las operaciones de reacondicionamiento, cuando se recupera la bomba se toman muestras de sólidos externas a la bomba electrosumergible, mientras que las muestras de sólidos interna se recuperan de las etapas de la bomba, ya en el taller de la empresa proveedora de este servicio, en el desarme del equipo.

Dichas muestras se envían para analizar su composición y luego tratar de determinar su origen, lo cual servirá después para aplicar procedimientos de prevención. A continuación, se muestran resultados de los análisis mencionados:

3.5.2.1.1 Análisis de sólidos de Hormiguero Sur 1

a) Reacondicionamiento No.: 3

Fecha: 18 DE FEBRERO DEL 2008

Muestra 1: Sello.

En la figura 3.20 se observa la imagen del sello de la bomba y la tabla 3.9 muestra porcentualmente la composición de la muestra del sello.

TABLA 3.9: Composición de la muestra de sólido tomada del sello HS-1 en W.O. 3

% COMPONENTE	COMPOSICIÓN
16	HIDROCARBURO
84	CARBONATOS, CaCO ₃ (ESCALA)

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra



FIGURA 3.20: Muestra del sólido tomada del sello HS-1
FUENTE: PetroOriental S.A.

3.5.2.1.2 Análisis de sólidos de Hormiguero Sur 5

a) Reacondicionamiento No.: 1

Fecha: 5 DE FEBRERO DEL 2008

Muestra 1: Cámara de conexión entre la bomba y la descarga

En la figura 3.21 se observa la imagen de la cámara de conexión y la tabla 3.10 muestra porcentualmente la composición de la muestra 1.

TABLA 3.10: Composición de la muestra de sólido de HS-5 en W.O. 1

% COMPONENTE	COMPOSICION
5.2	HIDROCARBURO
23.5	CARBONATO (ESCALA)
5.0	SULFURO
5.0	ARCILLA DEL LODO
61.3	MATERIAL INSOLUBLE
0.0	HIERRO METALICO

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra



FIGURA 3.21: Muestra del sólido de HS-5 en W.O. 1
FUENTE: PetroOriental S.A.

Muestra 2: Conexión exterior entre el motor y el protector.

La tabla 3.9 muestra porcentualmente la composición de la muestra 2.

TABLA 3.11: Composición de la muestra de sólido de HS-5 en W.O. 1

% COMPONENTE	COMPOSICIÓN
15.2	HIDROCARBURO
18.0	CARBONATO (ESCALA)
8.0	SULFURO
32.6	ARCILLA DEL LODO
25.4	MATERIAL INSOLUBLE
0.8	HIERRO METALICO

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

- **Estudio adicional: Reporte de análisis de fallas**

Fecha: 18 DE FEBRERO DEL 2008

Intake completamente taponado de sólidos (escala), se lo puede observar en la figura 3.22.



FIGURA 3.22: Muestra de sólido de HS-5 en W.O. 1 tomada del Intake
FUENTE: PetroOriental S.A.

Tanto la base como el tope de la bomba se encuentran bloqueados por sólidos que reaccionan con HCl (escala). Ver figura 3.23.



FIGURA 3.23: Muestra del sólido de HS-5 en W.O. 1 tomada del tope y base de la bomba
FUENTE: PetroOriental S.A.

En los sellos se encontró exteriormente la presencia de sólidos que reaccionan con HCl (escala) e interiormente estaban contaminados

Sólidos depositados en las Guías. Todas las Cámaras están Contaminadas (Reaccionan con HCL). Las figuras 3.24 y 3.25 muestran imágenes de las cámaras.

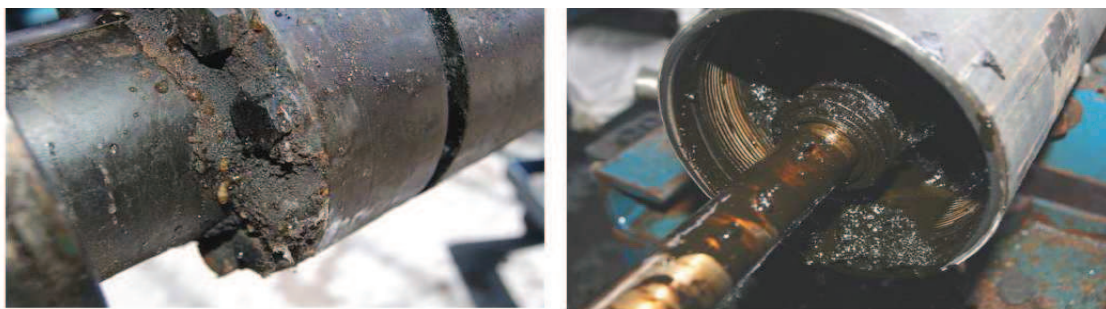


FIGURA 3.24: Muestra del sólido de HS-5 en W.O. 1 tomada de las guindas y cámara
FUENTE: PetroOriental S.A.



FIGURA 3.25: Muestra del sólido de HS-5 en W.O. 1
FUENTE: PetroOriental S.A.

b) Reacondicionamiento No.:2

Fecha: 18 DE AGOSTO DEL 2008

Muestra 1: Bomba superior

La tabla 3.12 muestran los resultados del análisis:

TABLA 3.12: Composición de la muestra de sólido de HS-5 en W.O. 2

% COMPONENTE	COMPOSICION
19.4	HIDROCARBURO
3.8	CARBONATO (ESCALA)
6.9	SULFURO
15.9	ARCILLA DEL LODO
5.4	MATERIAL INSOLUBLE
48.6	HIERRO METALICO

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

c) Reacondicionamiento No.:3

Fecha: 18 DE DICIEMBRE DEL 2008

Muestra 1: Externa en la conexión entre la bomba y los sellos

En la figura 3.26 se observa la imagen de la conexión y la tabla 3.13 muestra porcentualmente la composición de la muestra 1.

TABLA 3.13: Composición de la muestra de sólido de HS-5 en W.O. 3

% COMPONENTE	COMPOSICION
9.9	HIDROCARBURO
0.3	CARBONATO DE CALCIO
33.7	CARBONATO (ESCALA)
0	SULFURO
0.1	HIERRO METALICO
15.2	ARCILLA – LODO
40.8	MATERIAL INSOLUBLE

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra



FIGURA 3.26: Muestra del sólido de HS-5 en W.O.3
FUENTE: PetroOriental S.A.

Sólidos encontrados en la bomba. Ver figura 3.27.



FIGURA 3.27: Muestra del sólido de HS-5 en W.O. 3
FUENTE: PetroOriental S.A.

Los sólidos mostrados en la figura 3.27 son residuos parte del trabajo de fracturamiento que se realizó en el pozo.

3.5.2.1.3 Análisis de sólidos de Hormiguero Sur 9

a) Reacondicionamiento No.:1

Fecha: 18 DE AGOSTO DEL 2008

Muestra 1: muestra externa tomada entre el motor y los sellos

En la figura 3.28 se observa la imagen del motor y sellos y la tabla 3.14 muestra porcentualmente la composición de la muestra 1.

TABLA 3.14: Composición de la muestra de sólido de HS-9 en W.O. 1

% COMPONENTE	COMPOSICION
5	HIDROCARBURO
90	CARBONATO (ESCALA)
0	SULFURO
5	ARCILLA DEL LODO
0	MATERIAL INSOLUBLE
0	HIERRO METALICO

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra



FIGURA 3.28: Muestra del sólido de HS-9 en W.O. 1
FUENTE: PetroOriental S.A.

- **Estudio adicional:** Reporte de análisis de fallas

Etapas con deposición moderada de escala. Ver figura 3.29 y 3.30



Etapas con deposición moderada de scale



FIGURA 3.29: Muestra del sólido de HS-9 en W.O. 1 tomadas de la etapas
FUENTE: PetroOriental S.A.

Carrier recuperados de la cabeza con scale en los canales de lubricación



FIGURA 3.30: Muestra del sólido de HS-9 en W.O. 1 tomada del carrier
FUENTE: PetroOriental S.A.

De acuerdo a los análisis realizados se encontró en todos los casos la presencia de escala; motivo primordial que disminuye la vida útil de la bomba, esto se puede contribuir a las altas temperaturas y presiones, conjuntamente con la incompatibilidad de fluidos y sedimentos.

También se pudo observar que en algunos casos hay un porcentaje considerable de material insoluble en las muestras de sólidos que indica que el proceso de filtrado del agua permitió que ciertos residuos ingresen al pozo. Del mismo modo

se pudo determinar que existe la presencia de restantes del material densificante del fluido de perforación en este caso barita. Además se encontró residuos metálicos que pueden ser producto del rozamiento de las tuberías al maniobrar con los equipos de fondo. Todo esto limita el trabajo de las bombas electrosumergibles ya que taponan sus etapas y provocaron el desgaste o corrosión del equipo.

3.5.2.2 Análisis de compatibilidad de fluidos

Los fluidos de completación utilizados para estabilizar los pozos durante los trabajos de reacondicionamiento deben ser compatibles con los fluidos propios del yacimiento para evitar inestabilizar al yacimiento provocando daños que modifiquen la producción. El agua utilizada para preparar la salmuera para los pozos analizados puede ser tomada tanto del Río como agua fresca o de la Estación de procesos, en este caso de Nantu Battery, básicamente el agua de matado utilizado para cada pozo esta acondicionada con los mismos aditivos que incluyen bactericida, KCl y en algunos casos un surfactante no iónico que ayuda a la limpieza de la tubería, para verificar la compatibilidad de los mismos se realizaron las siguientes pruebas:

- a) **Fluidos utilizados:** Agua utilizada en los trabajos de reacondicionamiento de Nantu 8 + Crudo Hormiguero Sur 5.

La figura 3.31 muestra la imagen de la muestra del fluido y la Tabla 3.15 muestra los resultados de los análisis de la prueba de laboratorio.

TABLA 3.15: Resultados de la prueba de compatibilidad del crudo de HS-5 con el agua de Nantu 8

OBSERVACIÓN	1 min.	30 min.	60 min.
FASE DE SEPARACIÓN %	1	25	50
ESPESOR DE LA INTERFASE EMULSIFICADA COMO % DEL VOLUMEN TOTAL	99	75	50
FASE DE SEPARACION ADICIONAL (p. e. SÓLIDOS)	NO	NO	NO
COALESCENCIA DEL CRUDO EN LA FASE DE SALMUERA	NO	NO	NO
PRECIPITADO	NO	NO	NO

FUENTE: Mi Swaco



@ 1 min

FIGURA 3.31: Prueba de compatibilidad entre agua de reacondicionamiento + crudo de Hormiguero Sur 5
FUENTE: Mi Swaco

b) **Fluidos utilizados:** Agua tomada del río acondicionada + crudo Hormiguero Sur 5

La figura 3.32 muestra la imagen de la muestra del fluido y la Tabla 3.16 muestra los resultados de los análisis de la prueba de laboratorio.

TABLA 3.16: Resultados de la prueba de compatibilidad del crudo de HS-5 con agua fresca

OBSERVACIÓN	1 min.	30 min.	60 min.
FASE DE SEPARACIÓN %	0	20	40
ESPESOR DE LA INTERFASE EMULSIFICADA COMO % DEL VOLUMEN TOTAL	100	80	60
FASE DE SEPARACION ADICIONAL (p. e. SÓLIDOS)	NO	NO	NO
COALESCENCIA DEL CRUDO EN LA FASE DE SALMUERA	SI	SI	SI
PRECIPITADO	NO	NO	NO

FUENTE: Mi Swaco



FIGURA 3.32: Prueba de compatibilidad entre agua fresca+ crudo de Hormiguero Sur 5
FUENTE: Mi Swaco

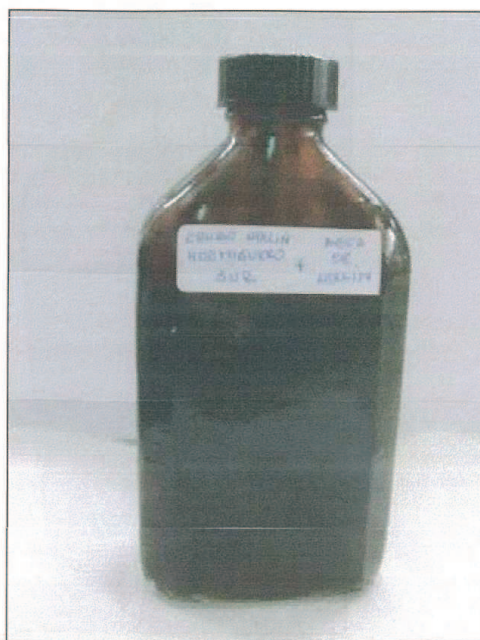
- c) **Fluidos utilizados:** Agua tomada de la Estación de procesos Nantu Battery + crudo Hormiguero Sur 5

La figura 3.33 muestra la imagen de la muestra del fluido y la Tabla 3.17 muestra los resultados de los análisis de la prueba de laboratorio.

TABLA 3.17: Resultados de la prueba de compatibilidad del crudo de HS-5 con el agua de Nantu Battery

OBSERVACIÓN	1 min.	30 min.	60 min.
FASE DE SEPARACIÓN %	0	0	0
ESPESOR DE LA INTERFASE EMULSIFICADA COMO % DEL VOLUMEN TOTAL	100	100	100
FASE DE SEPARACION ADICIONAL (p. e. SOLIDÓS)	NO	NO	NO
COALESCENCIA DEL CRUDO EN LA FASE DE SALMUERA	SI	SI	SI
PRECIPITADO	NO	NO	NO

FUENTE: Mi Swaco



@ 1 Min

FIGURA 3.33: Prueba de compatibilidad entre agua de matado de Nantu 8+ crudo de Hormiguero Sur 5
FUENTE: Mi Swaco

Considerando que las características del crudo de Hormiguero Sur 1, Hormiguero Sur 5 y Hormiguero Sur 9 son casi iguales podemos considerar que los resultados de estas pruebas de laboratorio se cumplen en los tres pozos.

La primera prueba se la realizó con el fluido de completación que fue utilizado para Nantu 8, mostrando que un 50% de los fluidos que tuvieron contacto se encuentra emulsionado después de un hora, es decir que los aditivos utilizados para acondicionar el fluido no tenían las propiedades necesarias para evitar la emulsión. Se acondiciono adicionalmente una salmuera con agua fresca con la cual se obtuvo un 60% de la muestra emulsionada y un 100% cuando se utilizó el agua de la estación de procesos.

Las pruebas determinan que los fluidos no son compatibles, estos ya en el pozo tienen contacto en la cara de la formación, es decir que la emulsión se da en esta zona, en otras palabras se forma un fluido mas viscoso que no permite el flujo normal del yacimiento.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

4.1 INTRODUCCIÓN

El presente capítulo persigue describir las condiciones a las cuales se encuentra actualmente produciendo los pozos en estudio, y de forma integral mostrar el comportamiento de la producción del Campo Hormiguero Sur bajo ciertas condiciones propias y simuladas.

4.2 BREVE RESUMEN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN

Los pozos en estudio; Hormiguero Sur 1, Hormiguero Sur 5 y Hormiguero Sur 9 se encuentran actualmente produciendo con levantamiento artificial electrosumergible, la producción de estos pozos pasa a través de un manifold localizada en la misma plataforma de Hormiguero Sur A, para conectarse luego a una línea de 10", siendo de esta manera transportado hasta Hormiguero A donde los fluidos son separados.

La presión de entrada al manifold en Hormiguero Sur fluctúa alrededor de 450 psi y llega al separador de la Estación TTF en Hormiguero A con una presión de 75 psi.

4.3 CONDICIONES DE PRODUCCIÓN

Los pozos analizados producen de Hollín Superior, tanto Hormiguero Sur 1 como Hormiguero Sur 9 están trabajando con una bomba BES P8, S – 400 Centrillift, mientras que Hormiguero Sur 5 con una BES P12, S-400 Centrillift. Estos pozos

se encuentran produciendo conjuntamente con los pozos Hormiguero Sur 2, Hormiguero Sur 4, Hormiguero Sur 6 y Hormiguero Sur 7.

Hormiguero Sur 2 y 4 tienen como horizonte productor a la Arena U inferior con cortes de aguas mayores al 80%, densidad API de 17° y presiones de cabeza que oscilan entre 450 y 500 PSI.

Hormiguero Sur 6 y 7 tienen como arena productora a la formación M1 presentan una densidad API de 13°, su presión de cabeza está entre 490 PSI; tienen un corte de agua de 72% y 0.2% respectivamente.

Para simular el estado actual de producción de cada pozo estudiado primero se graficó las curvas IPR en distintas épocas de vida de los mismos basándose en el índice de productividad de Vogel (tomado del libro PRODUCTION OPTIMIZATION Using NODAL Analysis de H. Dale Beggs); con ello se buscó dar una visión del comportamiento del yacimiento a través del tiempo, que involucra tanto al fluido como al petróleo.

Además, mediante el software para diseño de bombas electrosumergibles Autograph PC de la compañía Baker Hughes, división Centrilift se simuló el estado actual de las bombas instaladas, para luego usar dicho ajuste en las sensibilidades de producción a diferentes frecuencias disminuyendo la presión de cabeza. También se tomó en cuenta los cálculos del diseño de la BES y comparándolo con el diseño de Autograph, se quiso obtener información de cómo afecta la estandarización del número de etapas; es decir, el número de etapas necesarias en relación a las utilizadas.

Otros de los parámetros que se tomó en consideración fue el diámetro de la tubería de producción, así como la profundidad de asentamiento de la BES, para relacionarlos se realiza un análisis nodal de fondo hasta el cabezal verificando las pérdidas de presión y se sigue un proceso de cálculo sacado del catálogo de Schlumberger Well Performance Manual.

4.3.1 CURVAS IPR HISTÓRICAS

HORMIGUERO SUR 1

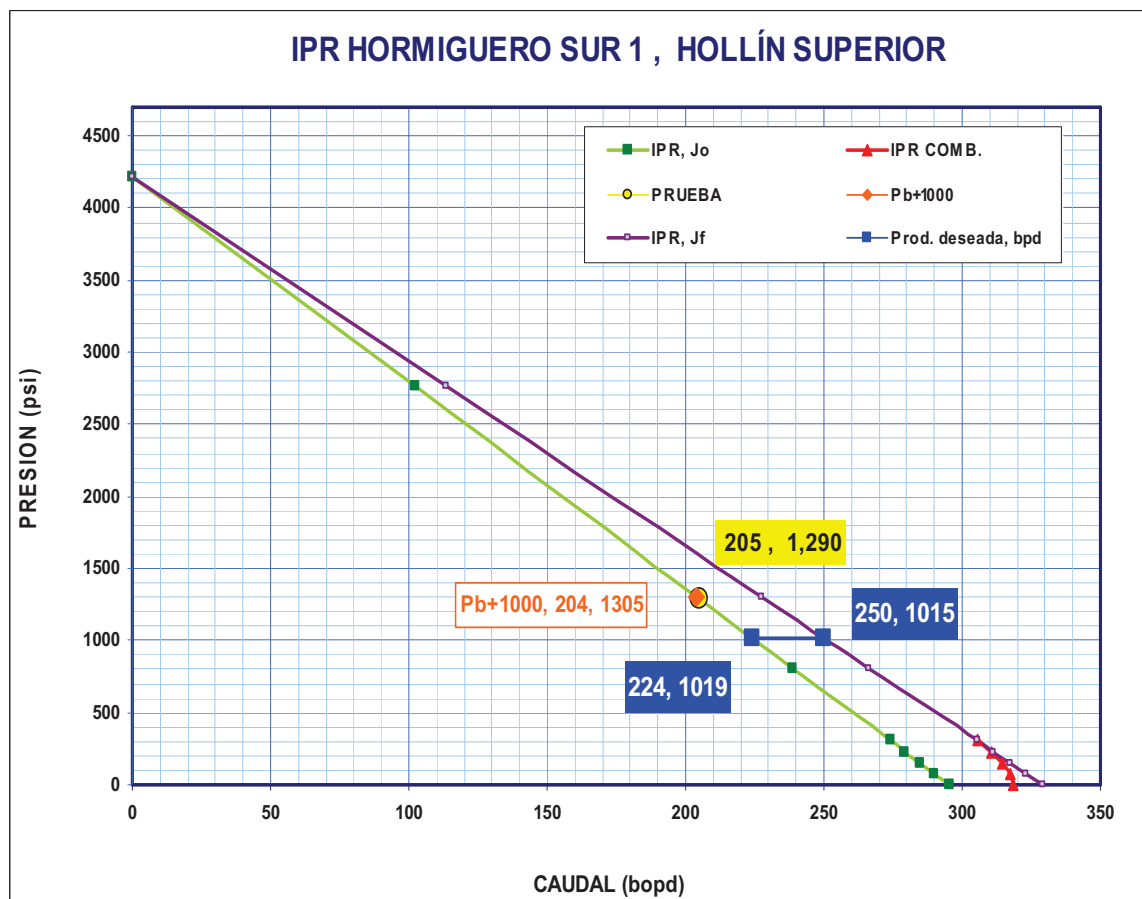


FIGURA 4.1: Curva IPR a condiciones actuales de Hormiguero Sur 1
FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Las curvas en las figuras 4.2 y 4.3 nos muestran que a través del tiempo y después de varios trabajos de reacondicionamiento los índices de productividad han disminuido notablemente de los obtenidos en las pruebas iniciales de producción, se puede distinguir la mejora que se dio después del trabajo de fractura pero nuevamente decae, como lo podemos observar en la figura 4.1 nos permite ver las condiciones actuales a las que el yacimiento se encuentra produciendo. Es importante resaltar que la presión no está dentro de los parámetros recomendados por la DNH que establece que la presión debe estar 1000 PSI sobre el punto de burbuja.

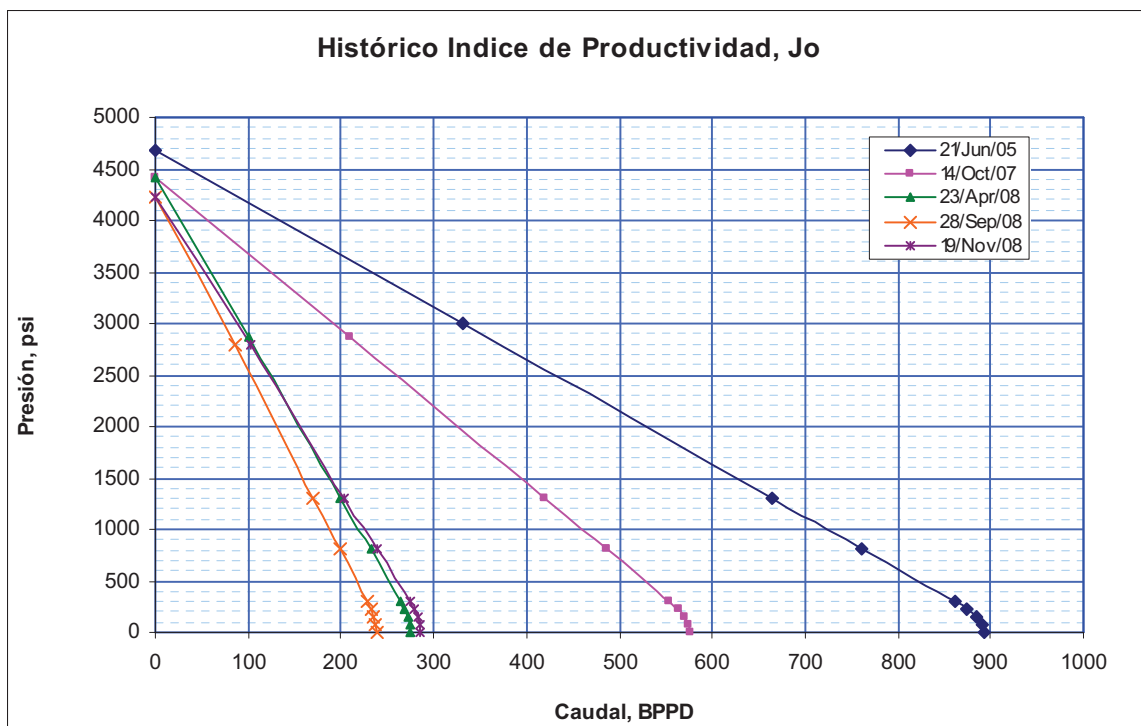


FIGURA 4.2: Curvas IPRs en diferentes épocas con caudal de petróleo de Horniguero Sur 1
FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

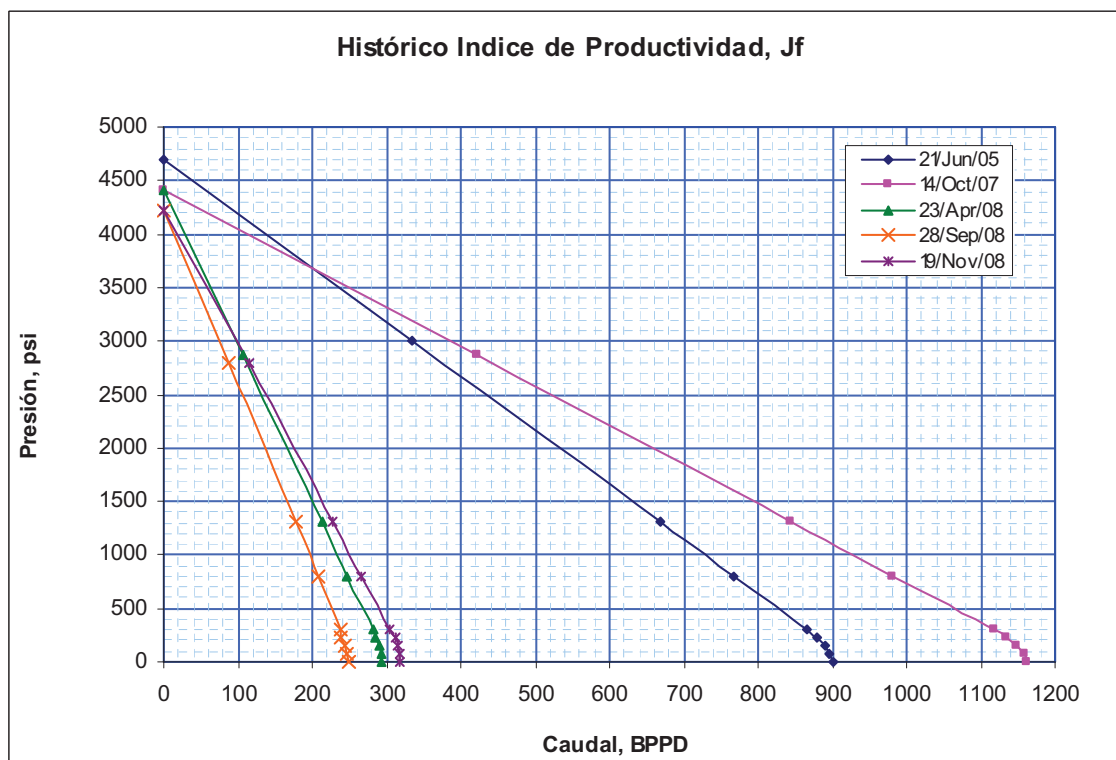


FIGURA 4.3: Curvas IPRs en diferentes épocas con caudal de fluido de Horniguero Sur 1
FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

HORMIGUERO SUR 5

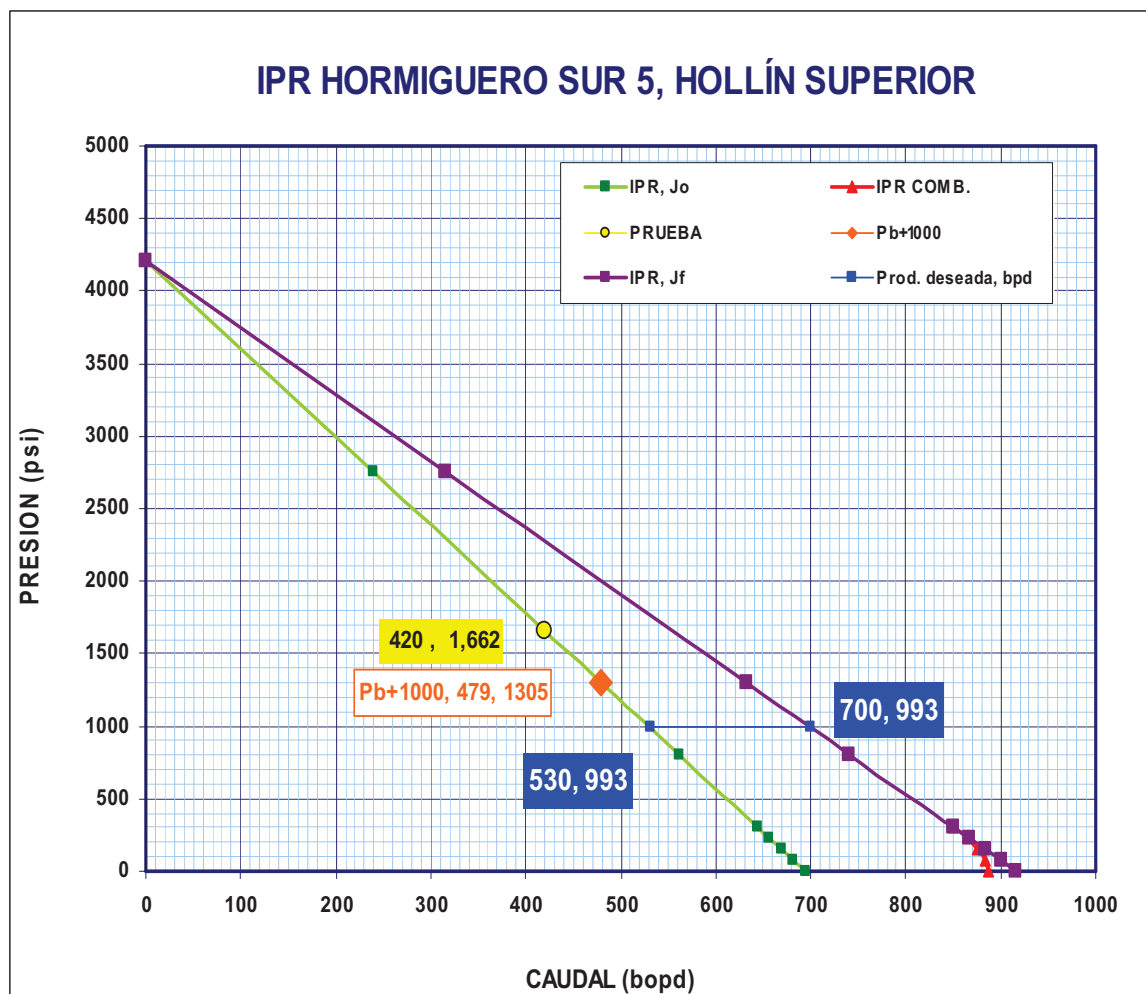


FIGURA 4.4: Curva IPR a condiciones actuales de Hormiguero Sur 5

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

En las figuras 4.5 y 4.6 muestran que a través del tiempo las curvas IPRs muestran que el pozo ha ido declinando su índice de productividad, mostrando una considerable mejoría después de que se realiza un trabajo de fractura, pero el mismo que decae rápidamente.

Las condiciones de producción actual que se pueden apreciar en la figura 4.4, muestran que la presión a la cual se está operando es mayor al rango recomendado por la DNH, en este caso particular las condiciones del yacimiento nos permiten tener una tasa más alta de producción de petróleo.

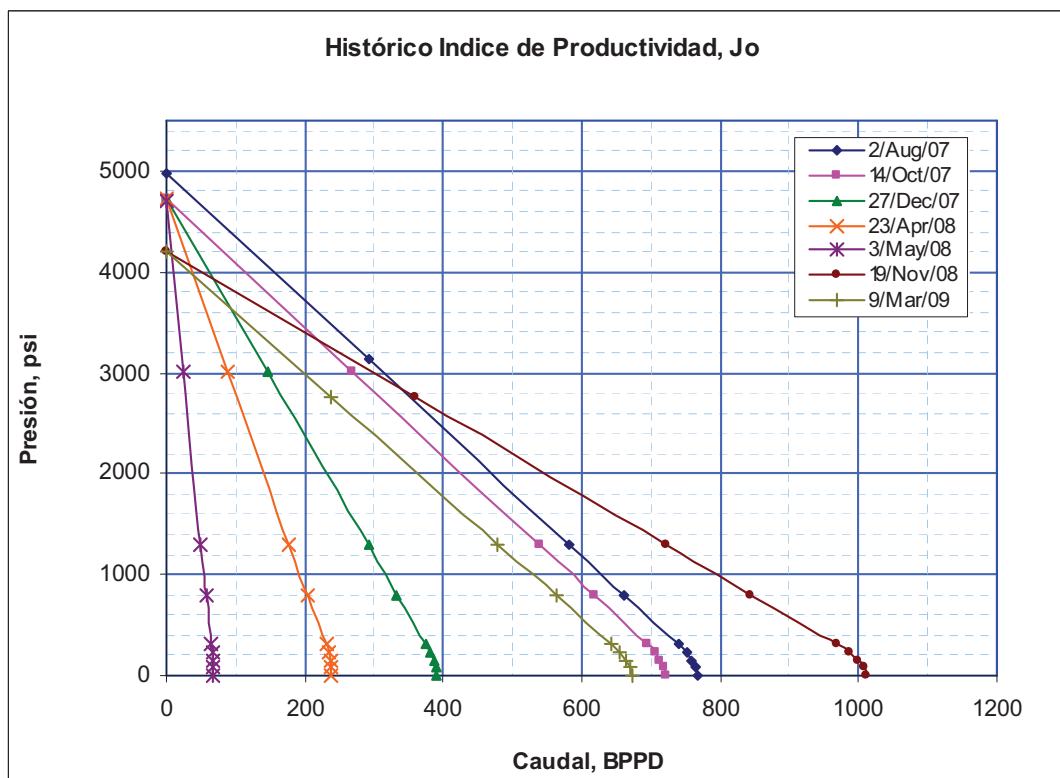


FIGURA 4.5: Curvas IPRs en diferentes épocas con caudal de petróleo de Horniguero Sur 5
FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

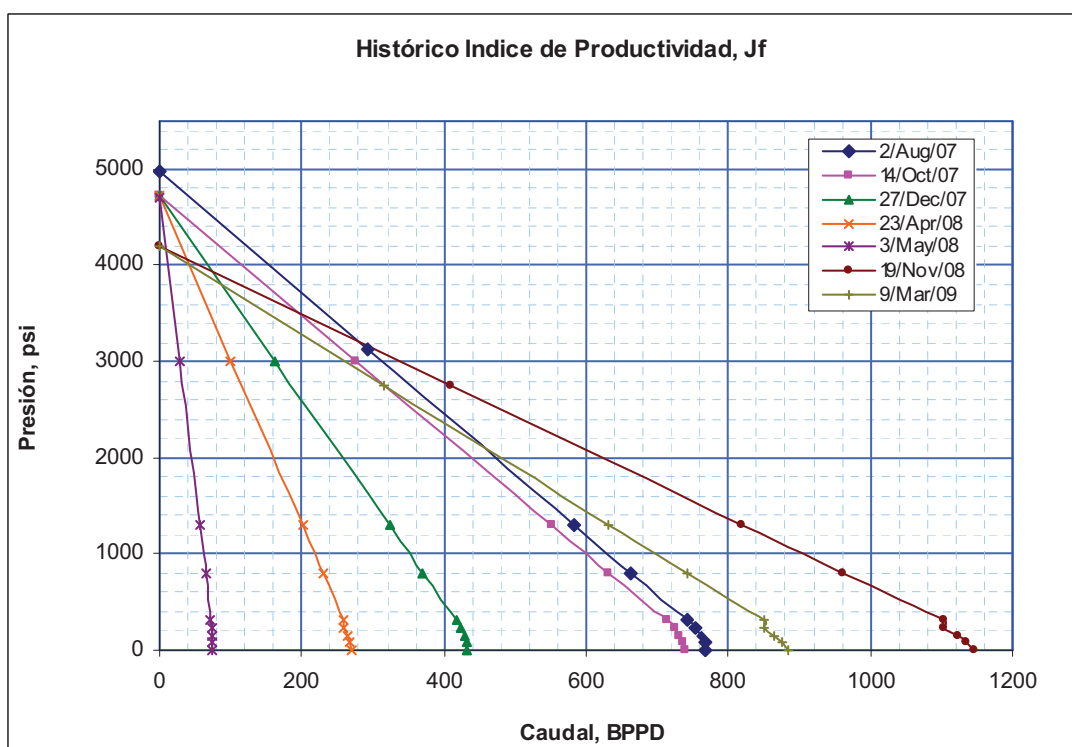


FIGURA 4.6: Curvas IPRs en diferentes épocas con caudal de fluido de Horniguero Sur 5
FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

HORMIGUERO SUR 9

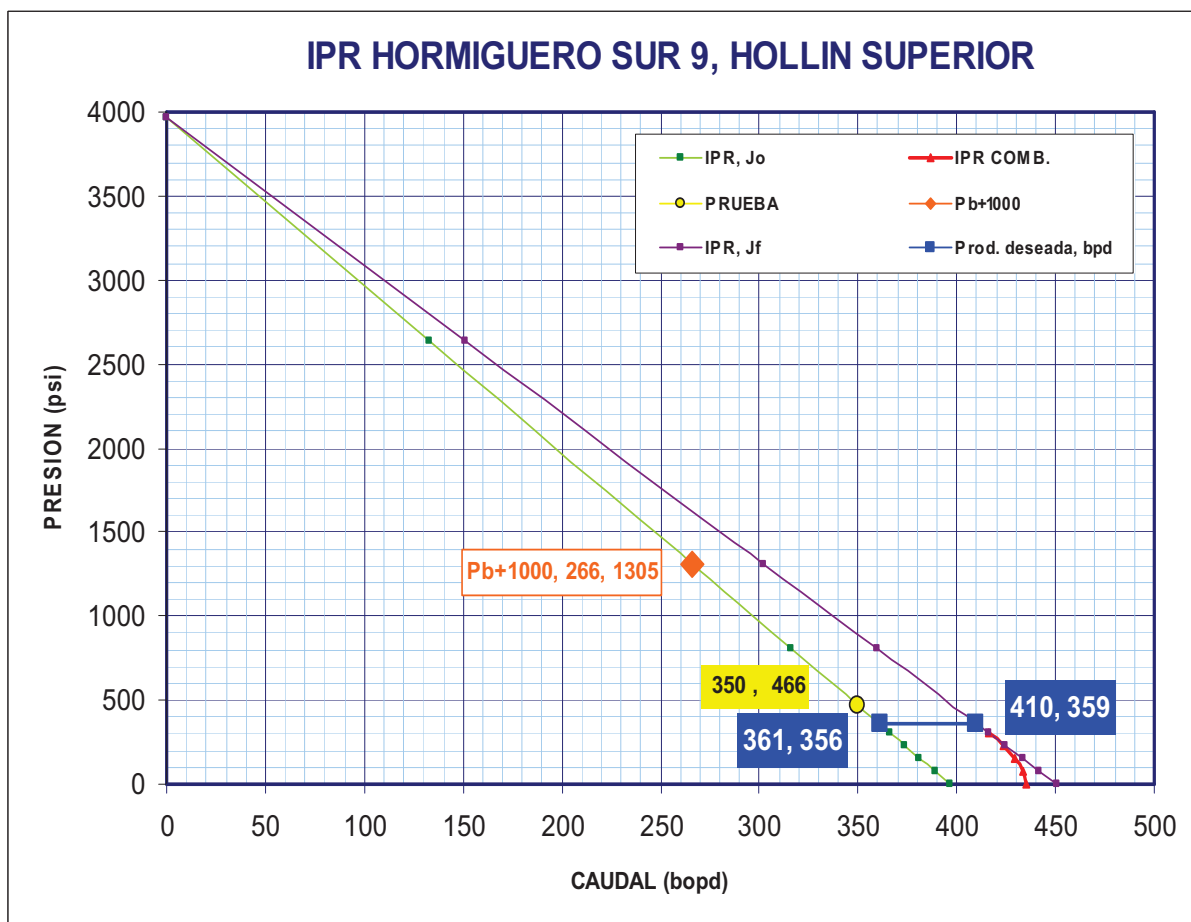


FIGURA 4.7: Curva IPR a condiciones actuales de Hormiguero Sur 9

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

En las figuras 4.8 y 4.9 podemos diferenciar que la curva que representa las pruebas iniciales de producción es mucho menor que los actuales, esto se debe a que el índice de producción no fue definido con claridad ya que el tiempo de prueba fue muy corto, luego del primer trabajo de reacondicionamiento donde se fracturó la formación se muestra que este aumento considerablemente, pero nuevamente esta comienza a seguir la misma tendencia de declinación.

Las condiciones de producción actual mostrados en la figura 4.7, nos vemos que las presiones a las cuales se está operando se encuentran muy cercanas al punto de burbuja.

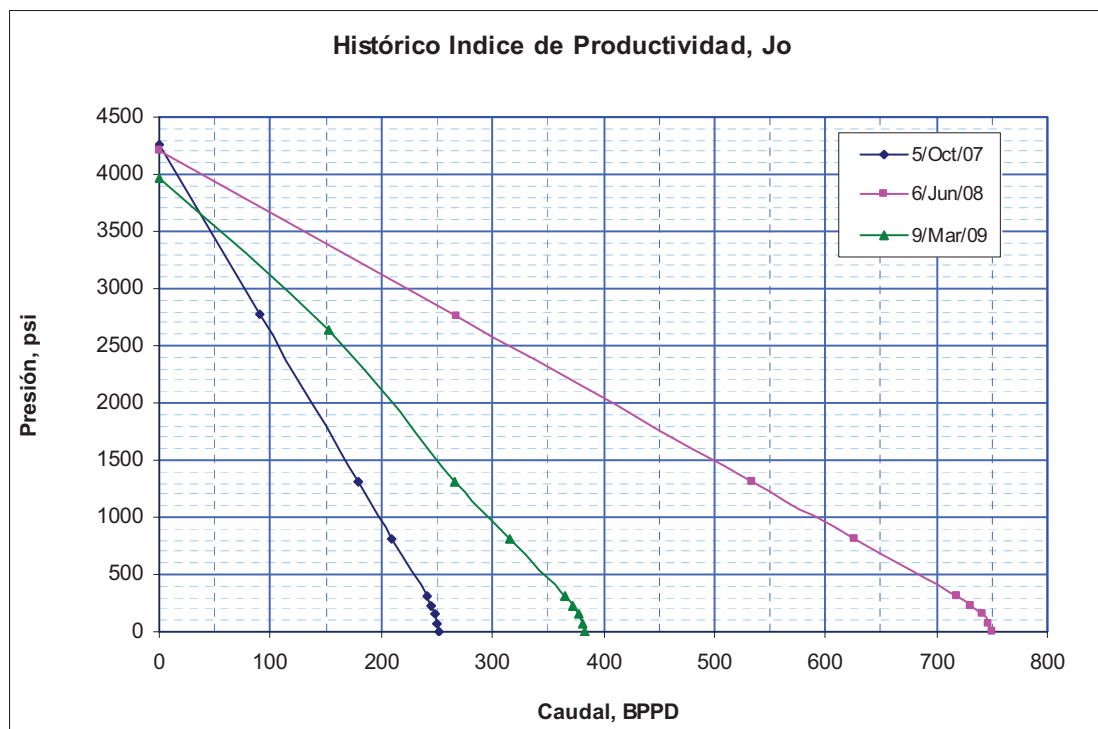


FIGURA 4.8: Curvas IPRs en diferentes épocas con caudal de petróleo de Hormiguero Sur 9
FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

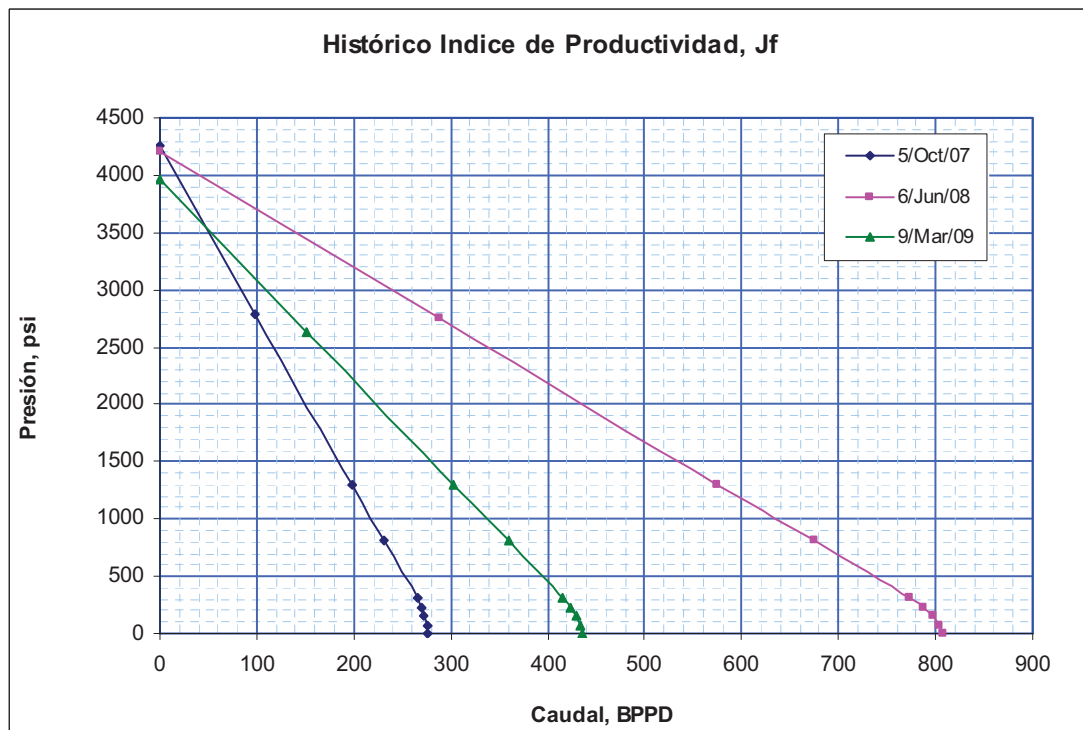


FIGURA 4.9: Curvas IPRs en diferentes épocas con caudal de fluido de Hormiguero Sur 9
FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

4.3.2 DISEÑO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

4.3.2.1 Hormiguero Sur 1

4.3.2.1.1 Análisis de Etapas

El número de etapas utilizadas en la bomba electro sumergible a una determinada frecuencia definen la capacidad de levantamiento que tiene un equipo, es decir, la energía potencial que es capaz de transmitir al fluido para que este pueda llegar a superficie con una presión estipulada.

La configuración del número de etapas se basa en las condiciones posibles a las cuales el pozo puede producir, pero estas son modificadas debido a una estandarización impuesta por la compañía proveedora de equipos. Este nuevo número de etapas obliga a la bomba a trabajar con otra velocidad, modificando la eficiencia de la misma.

Características de la bomba actualmente utilizada en Hormiguero Sur 1:

MARCA: **CENTRILIFT**
 TIPO: **CENTURION P8**
 No DE ETAPAS ESTANDAR: **366**

Condiciones actuales de producción del pozo. Ver tabla 4.1

TABLA 4.1: Características del yacimiento y del fluido

CAUDAL DE FLUIDO:	210	BFPD
Pwf @ datum:	432	PSI
Pr @ datum:	4,218.3	PSI
PRESION DE BURBUJA:	305	PSI
INTERVALO PERFORACIONES TVD :	10501	- 10517 FT
PROFUNDIDAD DE DESCARGA MD:	10331	FT
PROFUNDIDAD DESCARGA TVD:	9592	FT
PROFUNDIDAD INTAKE TVD:	9626	FT
CAUDAL DESEADO :	230	BFPD
DENSIDAD API °	24.9	
BSW :	8.00%	
TUBING ID:	2.992	IN
PRESION CABEZA:	450	PSI

FUENTE: PetroOriental S. A.
 ELABORADO POR: Carolina Guerra

Parámetros calculados a los que se esta produciendo actualmente. Ver tabla 4.2

TABLA 4.2: Cálculos de parámetros de producción actuales

Qmax:	216	BFPD
IP:	0.055	
MITAD PERFORACIONES TVD:	10,509	FT
Pwf @CAUDAL DESEADO:	71.4	FT
SG PETROLEO:	0.90	
SG MEZCLA:	0.91	
GRADIENTE PRESION:	0.396	PSI/FT
PRESION COLUMNA DE FLUIDO:	3,453	PSI
NIVEL DINAMICO (Ht) :	180.3	ft
INTERVALO Perforaciones-Intake (Hs):	883.2	ft
Pwf INTAKE:	-278.3	PSI
P DESCARGA:	3,903.1	PSI
PRESION QUE DEBE ENTREGAR BOMBA:	4,181.4	PSI

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Las condiciones a las cuales se producen actualmente a las que fueron estimadas en la configuración de la bomba varían considerablemente esto se debe posiblemente a que los trabajos de reacondicionamiento pudieron haber ocasionado algún daño en la formación y por ende disminuyeron el índice de productividad del pozo, es decir que el caudal para el cual la bomba trabajaría en condiciones óptimas disminuye.

La tabla 4.3 muestra las características que se usaron para configurar la bomba que se establecieron en el reporte de preinstalación (PIR), es importante mencionar que se toma como referencia una frecuencia de 60hz:

TABLA 4.3: Datos considerados para la configuración de la bomba actual en Hormiguero Sur 1

REPORTE DE PREINSTALACIÓN (PIR)		
PRESION DESCARGA:	4,083	PSI
PRESION DE INTAKE:	765	PSI
PROFUNDIDAD DE INTAKE:	9,629	FT
API:	24.8	
BSW:	2.00%	
PRES.BURBUJA:	445	PSI
PRESION TUBING:	600	PSI
CAUDAL CONSIDERADO:	1,052	BFPD
VELOCIDAD DEL FLUIDO:	1.78	FT/SEG

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Para determinar del número de etapas teóricas basándonos en las condiciones del reporte de preinstalación se utilizó el procedimiento de cálculo tomado del

Electrical Submersible Pumping System Handbook de Centrilift, que se describe a continuación:

Procedimiento de cálculo:

Primero se obtiene de las curvas características de cada bomba la capacidad por etapa de levantamiento en pies, y la potencia que necesita cada una de esta:

La figura 4.10 muestra la carta de la bomba ESP 400 PS.

$$HEAD / ETAPA = 21.5$$

$$HP / ETAPA = 0.325$$

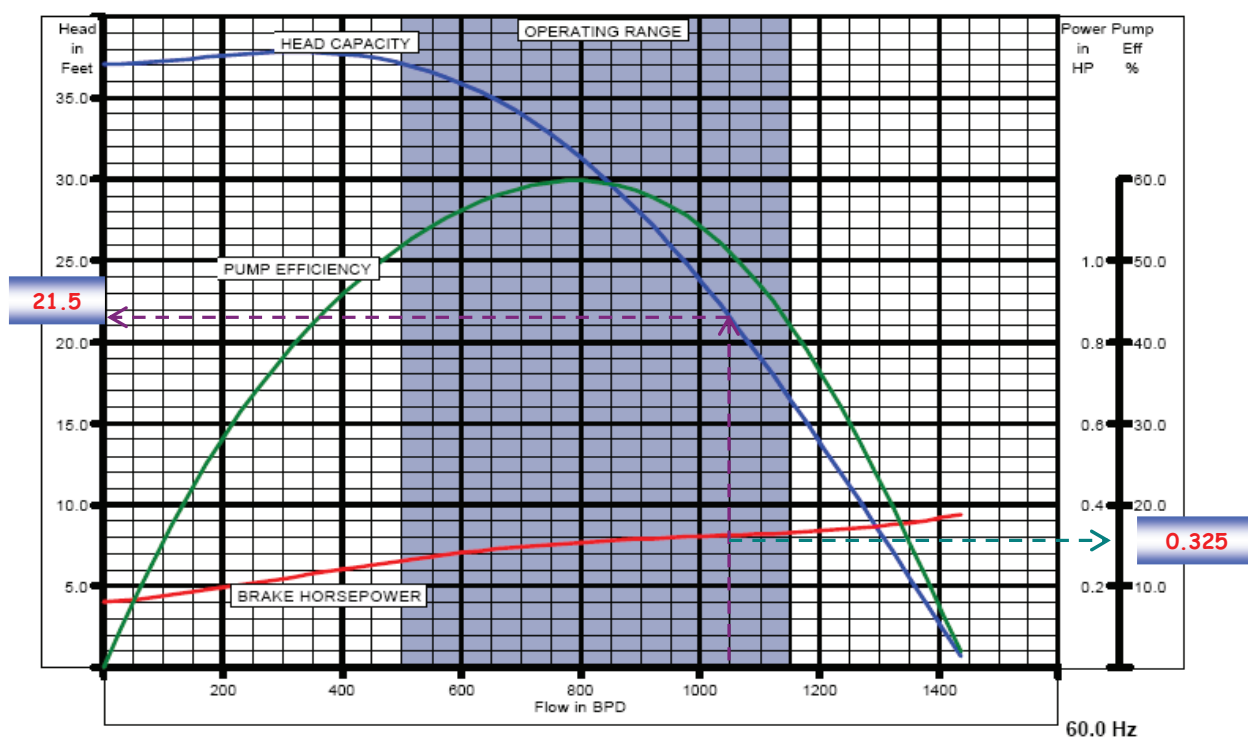


FIGURA 4.10: Carta de la bomba 400 P8
FUENTE: Centrilift – Baker Hughes company

Se determina la capacidad de levantamiento que debe suministrar la bomba para producir a las condiciones determinadas en el reporte de preinstalación:

$$HEAD = \frac{(P_{DESCARGA} - P_{INTAKE}) * 2.31}{\gamma_{MEZCLA}} = \frac{(4083 - 765) * 2.31}{0.91} = 8443 \text{ FT}$$

HEAD = Capacidad de levantamiento en pies, es decir, la presión que necesita proporcionar la bomba para llegar a superficie a determinadas condiciones transformada en pies.

Se determina el número de etapas y la potencia que se necesita:

$$No. \text{ ETAPAS TEÓRICAS} = \frac{HEAD}{HEAD/ETAPA} = \frac{8443}{21.5} = 393$$

$$POTENCIA = No.ETAPAS * HP/ETAPA * \gamma_{MEZCLA} = 393 * 0.325 * 0.93 = 116 \text{ hp}$$

Es importante resaltar que el número de etapas calculadas a las colocadas en el equipo varía notablemente.

La tabla 4.4 muestran las condiciones del fluido en el PIR.

TABLA 4.4: Resultados de calculo de No. de etapas a condiciones del PIR, Horniguero Sur 1

CONDICIONES DEL FLUIDO EN EL PIR	
HEAD:	8,443 FT
HEAD/FT:	21.5 FT
HP/ETAPA	0.325 hp
No ETAPAS TEORICAS:	393
HP:	116 hp
DIFERENCIA ETAPAS	-27
HEAD DIFERENCIA ETAPAS	-574 FT
PRESION	-226 PSI
DIFERENCIA PROF intake	-3 FT
PRESION DIFERENCI	-1 PSI

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

La diferencia entre las etapas teóricas y las etapas de la bomba actual son 27 menos, es decir que la bomba aportara 226 PSI menos, en este caso en particular, no se llegaría a obtener una presión de cabeza de 600 PSI sino de 374 PSI.

La simulación a estas condiciones se lo hace a una velocidad de 60 hz, para compensar esta presión faltante se debería aumentar la frecuencia, con ello se podría alcanzar las condiciones a las cuales se configuró la bomba, es decir que la estandarización en este caso obligaría a trabajar con frecuencias mayores a 60 hz, en consecuencia el rango al cual puede operar el equipo quedaría reducido si se desea aumentar la capacidad de bombeo, en otras palabras, si se desea aumentar el caudal este estará limitado a la capacidad de funcionamiento que tendría la bomba.

A las actuales condiciones de producción la bomba esta fuera de su rango óptimo de funcionamiento ya que su índice de producción de lo simulado a lo real disminuye notablemente, por ende la eficiencia del equipo también, la frecuencia a la que se esta trabajando es de 52 hz, no puede ser aumentado ya que el limitante en este caso seria las condiciones del yacimiento.

4.3.2.1.2 Análisis de frecuencia con la disminución de presión de cabeza

Para establecer el efecto que causarían la disminución de presión de cabeza en la frecuencia y por ende en la producción, se simula tanto al yacimiento como al bomba actualmente en el software Autograph PC, ajustando en primera instancia a las condiciones actuales de producción y con el equipo utilizado, en el ajuste se debió cambiar los modificadores del programa disminuyendo la capacidad de flujo y de levantamiento de la bomba.

Debido a la condición anteriormente mencionada de producción del pozo la eficiencia de la bomba es de un 31%. Además, es indiscutible que la presión de intake no esta muy lejana a la presión de burbuja.

Condiciones actuales de producción. Ver figura 4.11 y 4.12

Fluid Properties

Oil gray 24.9 °API
 %H2O 8.0 %
 SG H2O 1.033 rel-H2O
 SG gas 0.82 rel-Air
 ProdGOR 88.0 scf/STB
 Pb 305 psi
 Max Pb

Temperature Model

Fluid Surf T 180 of
 Earth Surf T 65.0 of
 BHT 230 of
 Interpolate ESP TRise
 Calculate

Gas Impurities

N2 0 % H2S 0 % CO2 0 %

Inflow Performance - Test Data

DatumVD 9667 ft Static Press 4200 psi
 PerfsVD 10509 ft Test Flow 210 BPD
 Pressure Bomb Test Test Press 432 psi
 Fluid Level Test PI @ zero flow 0.056 BPD/psi

IPR Method

Constant PI
 VOGEL
 Composite
 Cust

String Description

TVD ft	MD ft	CsgID in	TbgID
896	899	6.184	2.992
3312	3757	6.184	2.992
5409	6141	6.184	2.992
6664	7402	6.184	2.992
7056	7795	6.184	2.992
7818	8557	6.184	2.992
9629	10368	6.184	2.992
10106	10845	6.184	-1.0
10581	11320	6.184	-1.0

Target

Pump VDepth 9626 ft
 Flowrate max 211 BPD
 Minimum Pip 393 psi
 Gas Sep 50.0 %

Inflow Performance

Pperfs 4506 psi (static)
 PI 0.056 BPD/psi
 MaxQ 244 BPD
 Pperfs 715 psi (flowing)

Intake Conditions

FlowReg BUBBLE_FLOW
 PIP 398 psi
 QIPbs 295 BPD
 GIPbs 21.23 %
 QIP 264 BPD
 GIP 11.88 %
 GORmp 67.92 scf/STB
 Bo 1.106
 Bg 8.037
 Bw 1.048
 SGmix 0.741 rel-H2O
 ViscLiq 5.097 cp
 FLOP 939 ft

Discharge Conditions

FlowReg LIQUID_FLOW
 Pdp 3947 psi
 Qdp 239 BPD
 TRise 66.06 of
 Bo 1.14
 Bg 0.921
 Bw 1.063
 SGmix 0.818 rel-H2O
 ViscLiq 1.27 cp
 %H2O 8.0 %
 TbgFric 1.449 psi
 TDH 9934 FT

=====
 PVT correlations

FIGURA 4.11: Pantalla de Autograph PC, Simulación condiciones actuales de Hormiguero Sur 1
 FUENTE: PetroOriental S. A.
 ELABORADO POR: Carolina Guerra

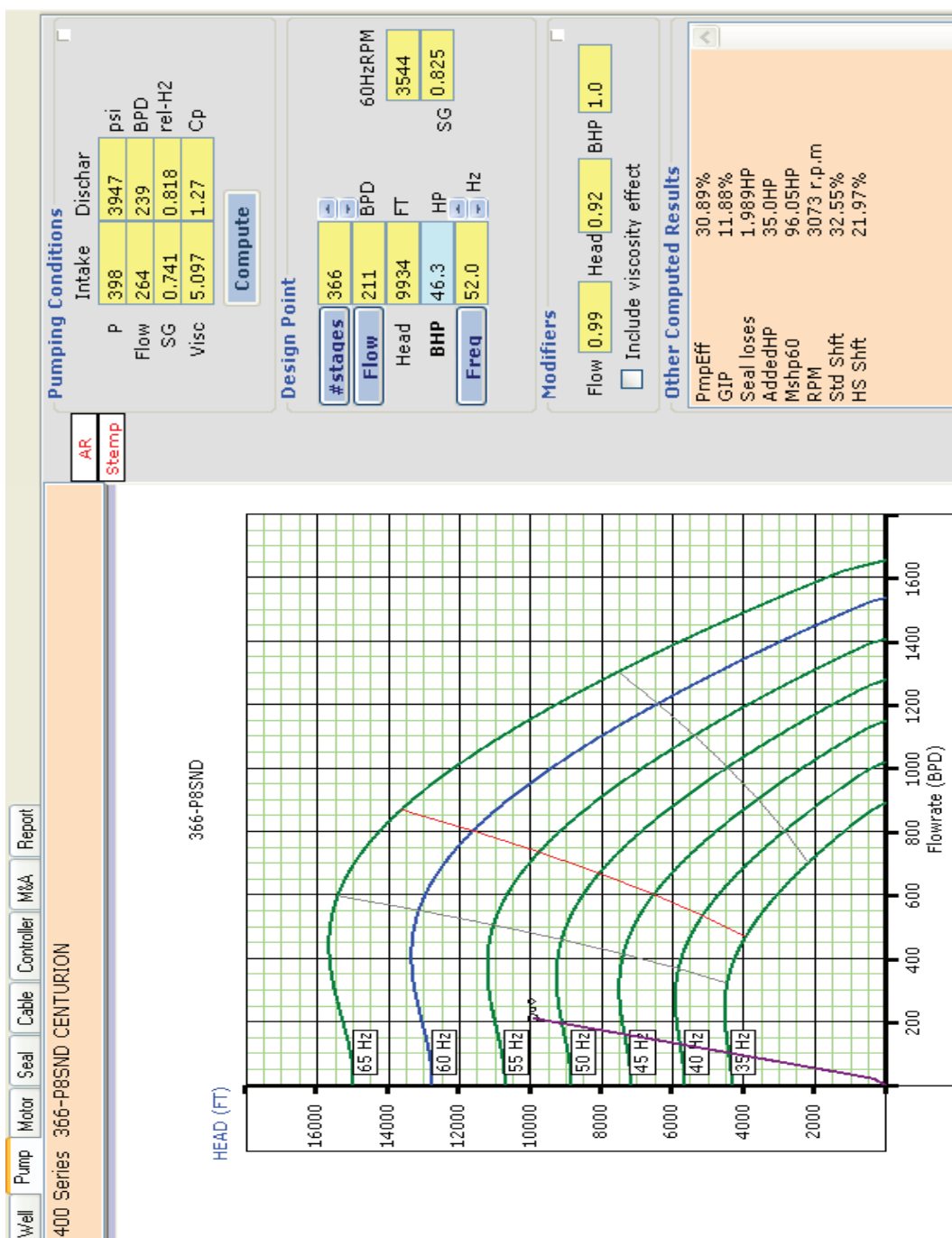


FIGURA 4.12: Pantalla de Autograph PC, Simulación condiciones actuales de la BES en Horniguero Sur 1
 FUENTE: PetroOriental S. A.
 ELABORADO POR: Carolina Guerra

Simulación bajando la presión de cabeza a 134 PSI. Ver figura 4.13 y 4.14

Fluid Properties

Oil grav 24.9 °API
 %H2O 8.0 %
 SG H2O 1.033 rel-H2O
 SG gas 0.82 rel-Air
 ProdGOR 88.0 scf/STB
 Pb 305 psi
 Max Pb

Temperature Model

Fluid Surf T 180 of
 Earth Surf T 65.0 of
 BHT 230 of
 Interpolate ESP TRise
 Calculate

Gas Impurities

N2 0 % H2S 0 % CO2 0 %
 DW

Inflow Performance - Test Data

DatumVD 9667 ft Static Press 4200 psi
 PerfsVD 10509 ft Test Flow 210 BPD
 Pressure Bomb Test Test Press 432 psi
 Fluid Level Test PI @ zero flow 0.056 BPD/psi

IPR Method

Constant PI
 VOGEL
 Composite
 Cust

Surface Pressures

Ptbg 134 psi
 Pcsq 30.0 psi
 Csg Fluid over pmp
 Oil only
 Liquid mixture

String Description

TYD ft	MD ft	CsgID in	TbgID
896	899	6.184	2.992
3312	3757	6.184	2.992
5409	6141	6.184	2.992
6664	7402	6.184	2.992
7056	7795	6.184	2.992
7818	8557	6.184	2.992
9629	10368	6.184	2.992
10106	10845	6.184	-1.0
10581	11320	6.184	-1.0

Target

Pump VDepth 9626 ft
 Flowrate max 213 BPD
 Minimum Pip 369 psi
 Gas Sep 50.0 %

Inflow Performance

Pperfs 4506 psi (static)
 PI 0.056 BPD/psi
 MaxQ 244 BPD
 Pperfs 685 psi (flowing)

Intake Conditions

FlowReg BUBBLE_FLOW
 PIP 369 psi
 QIPbs 309 BPD
 GIPbs 24.25 %
 QIP 272 BPD
 GIP 13.8 %
 GORpmp 65.92 scf/STB
 Bo 1.105
 Bg 8.668
 Bw 1.048
 SGMix 0.726 rel-H2O
 ViscLiq 5.165 cp
 FLOP 865 ft

Discharge Conditions

FlowReg LIQUID_FLOW
 Pdp 3596 psi
 Qdp 240 BPD
 TRise 57.19 of
 Bo 1.135
 Bg 0.978
 Bw 1.06
 SGMix 0.821 rel-H2O
 ViscLiq 1.561 cp
 %H2O 8.0 %
 TbgFric 1.563 psi
 TDH 9024 FT

PVT correlations

FIGURA 4.13: Pantalla de Autograph PC, Simulación condiciones actuales bajando la presión de cabeza de Horniguero Sur 1
 FUENTE: PetroOriental S. A.
 ELABORADO POR: Carolina Guerra

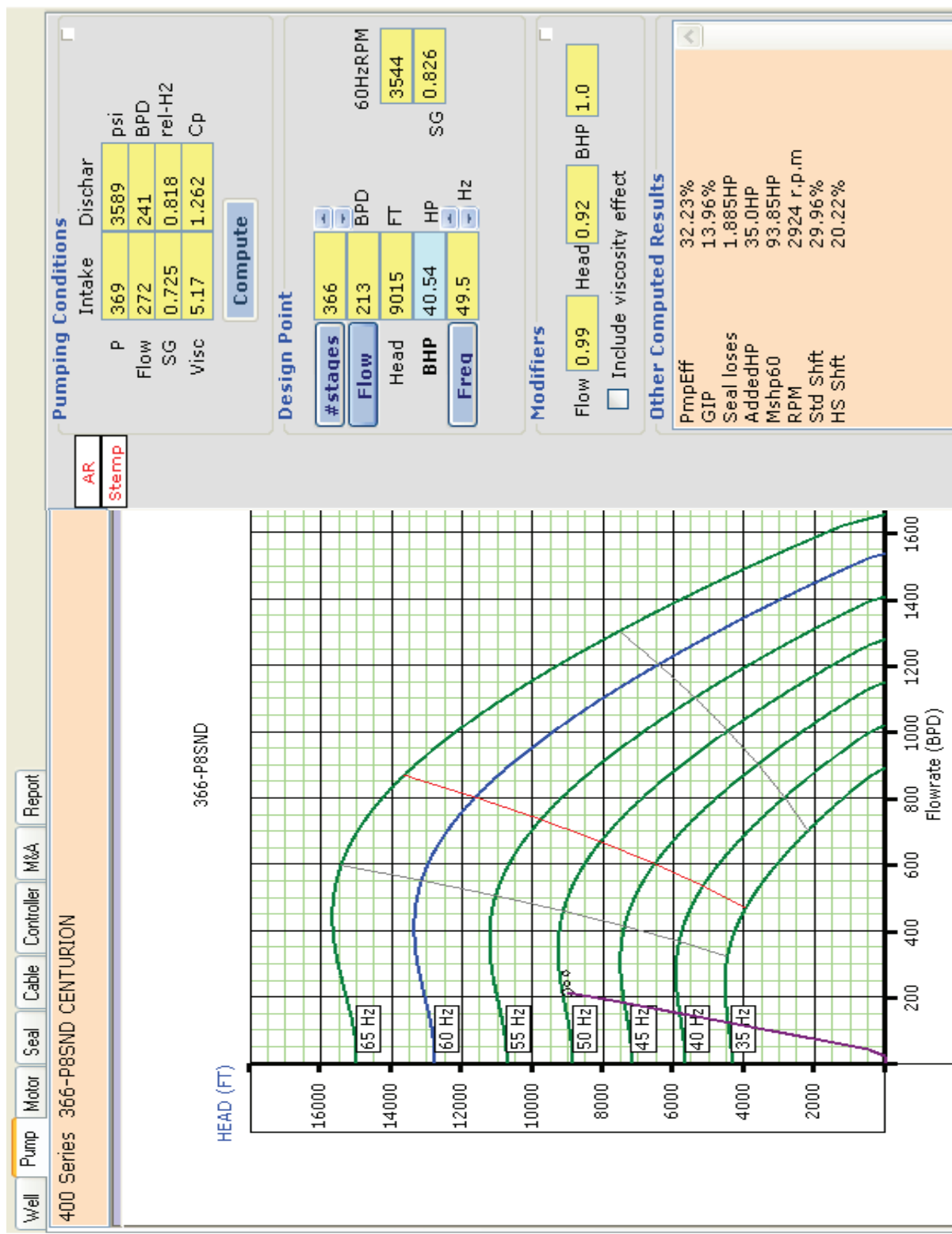


FIGURA 4.14: Pantalla de Autograph PC, Simulación condiciones actuales bajando la presión de cabeza de la BES en Horniguero Sur 1
 FUENTE: PetroOriental S. A.
 ELABORADO POR: Carolina Guerra

Según lo simulado en este pozo, al bajar la presión de cabeza, se logra disminuir la frecuencia de 52 a 49.5 hz manteniendo la misma producción, además se logra tener una mejoría en la eficiencia del equipo y un menor gasto de energía pero no se obtiene considerables ganancia en la producción.

Al aumentar la frecuencia en estas condiciones simuladas no se obtienen de igual manera ganancias significativas, también se pudo observar que la presión de intake tiende a ser menor que la presión de burbuja debido a que se esta produciendo a presiones cercanas a la presión de burbuja.

4.3.2.2 Hormiguero Sur 5

4.3.2.2.1 Análisis de Etapas

Características de la bomba actualmente utilizada en Hormiguero Sur 5:

MARCA: CENTRILIFT
TIPO: CENTURION P12
No DE ETAPAS ESTANDAR: 265

Condiciones actuales de producción del pozo. Ver figura 4.5

TABLA 4.5: Cálculos de parámetros de producción actuales

CAUDAL DE FLUIDO:	554,3	BFPD
Pwf @ datum:	1,661.8	PSI
Pr @ datum:	4,204.8	PSI
PRESION DE BURBUJA:	305	PSI
INTERVALO PERFORACIONES TVD:	10,512.34 - 10531,46 FT	
PROFUNDIDAD DE DESCARGA MD:	9,973.37	FT
PROFUNDIDAD DESCARGA TVD:	9,757.74	FT
PROFUNDIDAD INTAKE TVD:	9,788.4	FT
CAUDAL DESEADO:	554.3	BFPD
DENSIDAD API ρ:	22.4	
BSW :	34.00%	
TUBING ID:	2.992	IN
PRESION CABEZA:	480	PSI

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Parámetros calculados a los que se esta produciendo actualmente. Ver figura 4.6:

TABLA 4.6: Cálculos de parámetros de producción actuales

Qmax:	696	BFPD
IP:	0.218	
MITAD PERFORACIONES TVD:	10,521.90	FT
Pwf @CAUDAL DESEADO:	1,661.80	FT
SG PETROLEO:	0.92	
SG MEZCLA:	0.96	
GRADIENTE PRESION:	0.41	PSI/FT
PRESION COLUMNA DE FLUIDO:	3,814	PSI
NIVEL DINAMICO (Ht):	4,011.1	FT
INTERVALO Perforaciones-Intake (Hs):	733.5	FT
Pwf INTAKE:	1,357.9	PSI
P DESCARGA:	4,294.3	PSI
PRESION QUE DEBE ENTREGAR BOMBA:	2,936.4	PSI

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

De igual manera que Hormiguero Sur 1, las condiciones a las cuales se producen actualmente comparadas a las que fueron estimadas en la configuración de la bomba varían considerablemente, esto se debe posiblemente a que los trabajos de reacondicionamiento pudieron haber ocasionado algún daño en la formación y por ende disminuyeron el índice de productividad del pozo, es decir que el caudal para el cual la bomba trabajaría en condiciones óptimas disminuye.

La tabla 4.7 muestra las características que se usaron para configurar la bomba que se establecieron en el reporte de preinstalación (PIR), considerando una frecuencia de 60hz:

TABLA 4.7: Datos considerados para la configuración de la bomba actual en Hormiguero Sur 5

PIR		
PRESION DESCARGA:	3,850	PSI
PRESION DE INTAKE:	1,826	PSI
PROFUNDIDAD DE INTAKE:	8,784	FT
API:	22.3	
BSW:	13.00%	
PRESION BURBUJA:	448	PSI
PRESION CABEZA:	480	PSI
CAUDAL CONSIDERADO:	1,536	BFPD
VELOCIDAD DEL FLUIDO:	2.527	FT/SEG
No DE ETAPAS ESTANDAR:	265	

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

Para determinar del número de etapas teóricas basándonos en las condiciones del reporte de preinstalación se utiliza el procedimiento de cálculo tomado del Manual: Electrical Submersible Pumping System Handbook de Centrilift:

La tabla 4.8 muestra las condiciones del fluido en el PIR

TABLA 4.8: Resultados de calculo de No. de etapas a condiciones del PIR, Hormiguero Sur 5

CONDICIONES DEL FLUIDO EN EL PIR		
HEAD:	5,004	FT
HEAD/ETAPA:	23	FT
HP/ETAPA	0.5	Hp
No ETAPAS TEORICAS:	218	
HP:	102	Hp
DIFERENCIA ETAPAS	47	
HEAD DIFERENCIA ETAPAS	1,091	FT
PRESION	441	PSI
DIFERENCIA PROF intake	1,004	FT
PRESION DIFERENCI	406	PSI

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

En la configuración de etapas, es recomendable que las utilizadas sean mayores al número teórico calculado, de esta forma no se esforzaría a la bomba a trabajar con frecuencias mayores a las óptimas.

La diferencia entre las etapas teóricas y las etapas de la bomba actual son 47 más, es decir que la presión de cabeza va tener 441 PSI más de lo configurado, en este caso en particular, para mantener la presión estipulada se debe disminuir la frecuencia.

Actualmente la bomba esta trabajando con una velocidad de 60 hz, y esta trabajando aproximadamente con la mitad del caudal de lo diseñado en la pre instalación, esto ha repercutido en la eficiencia de la bomba.

4.3.2.2.2 *Análisis de frecuencia con la disminución de presión de cabeza*

Debido la condición anteriormente mencionadas de producción del pozo la eficiencia de la bomba es de un 23%. Aunque la frecuencia de la configuración se ha mantenido.

Condiciones actuales de producción. Ver figura 4.15 y 4.16

Well Pump Motor Seal Cable Controller M&A Report

Fluid Properties

Oil grav 22.4 °API
 %H2O 36.0 %
 SG H2O 1.03 rel-H2O
 SG gas 0.87 rel-Air
 ProdGOR 88.0 scf/STB
 Pb 305 psi
 Max Pb

Temperature Model

Fluid Surf T 140 °F
 Earth Surf T 55.0 °F
 BHT 230 °F
 Interpolate ESP TRise
 Calculate
DV emulsion

Gas Impurities

N2 0 % H2S 0 % CO2 0 %

Inflow Performance - Test Data

DatumVD 9817 ft Static Press 4300 psi
 PerfsVD 10521 ft Test Flow 500 BPD
 Pressure Bomb Test Test Press 1676 psi
 Fluid Level Test PI @ zero flow 0.19 BPD/psi

IPR Method

Constant PI
 VOGEL
 Composite
 Cust

Surface Pressures

Ptbg 480 psi
 Pcsq 40.0 psi
Csg Fluid over pmp
 Oil only
 Liquid mixture

String Description

Well Profile

TVD ft	MD ft	CsgID in	TbgID
377	377	6.184	2.992
1778	1793	6.184	2.992
3128	3221	6.184	2.992
4464	4654	6.184	2.992
6344	6559	6.184	2.992
9230	9446	6.184	2.992
10184	10400	6.184	2.992
10375	10591	6.184	2.992
10689	10905	6.184	-1.0

Target

Pump VDepth 9788 ft
 Flowrate max 502 BPD
 Minimum Pip 1656 psi
Gas Sep 25.0 %

Inflow Performance

Pperfs 4579 psi (static)
 PI 0.19 BPD/psi
 MaxQ 855 BPD
 Pperfs 1942 psi (flowing)
 Emulsion at perfs and above

Intake Conditions

FlowReg LIQUID_FLOW
 PIP 1656 psi
 QIPbs 541 BPD
 GIPbs 0 %
 QIP 541 BPD
 GIP 0 %
 GORpmp 88.0 scf/STB
 Bo 1.098
 Bg 1.757
 Bw 1.043
 SGmix 0.901 rel-H2O
 ViscLiq 27.07 cp
 FLOP 4060 ft

Discharge Conditions

FlowReg LIQUID_FLOW
 Pdp 4382 psi
 Qdp 541 BPD
 TRise 55.27 °F
 Bo 1.092
 Bg 0.829
 Bw 1.056
 SGmix 0.9 rel-H2O
 ViscLiq 6.358 cp
 %H2O 36.0 %
 TbgFric 40.59 psi
 TDH 6993 FT

=====
 PVT correlations

FIGURA 4.15: Pantalla de Autograph PC, Simulación condiciones actuales de Horniguero Sur 5
 FUENTE: PetroOriental S. A.
 ELABORADO POR: Carolina Guerra

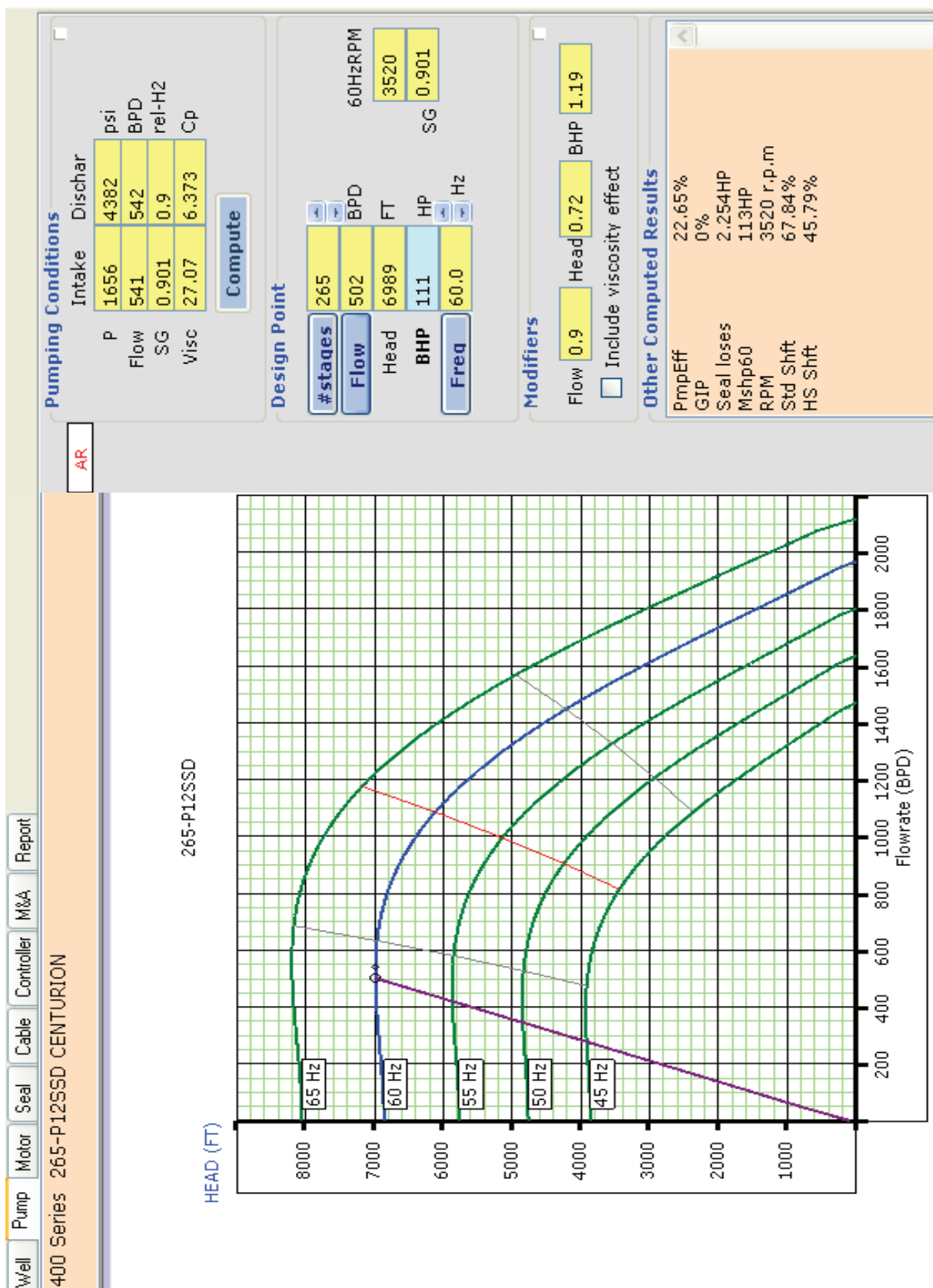


FIGURA 4.16: Pantalla de Autograph PC, Simulación condiciones actuales de la BES en Homiguero Sur 5
 FUENTE: PetroOriental S. A.
 ELABORADO POR: Carolina Guerra

Simulación bajando la presión de cabeza a 134 PSI. Ver figura 4.17 y 4.18

The screenshot displays the Autograph PC software interface for well simulation. The interface is organized into several functional areas:

- Navigation:** Buttons for Well, Pump, Motor, Seal, Cable, Controller, M&A, and Report.
- Fluid Properties:** Fields for Oil grav (22.4), %H2O (36.0), SG H2O (1.03), SG gas (0.87), ProdGOR (88.0), and Pb (305).
- Temperature Model:** Fields for Fluid Surf T (140), Earth Surf T (65.0), and BHT (230).
- Target:** Fields for Pump VDepth (9788), Flowrate max (580), and Minimum Pip (1244).
- Gas Impurities:** Fields for N2 (0), H2S (0), and CO2 (0).
- Inflow Performance - Test Data:** Fields for DatumVD (9817), Perfsvd (10521), Static Press (4300), Test Flow (500), Test Press (1676), and PI @ zero flow (0.19).
- IPR Method:** Radio buttons for Constant PI, VOGEL, Composite, and Cust.
- Surface Pressures:** Fields for Ptbq (134) and Ppsg (40.0).
- String Description:** A table showing well profile data.
- Summary Tables:** Inflow Performance, Intake Conditions, and Discharge Conditions.

TVD ft	MD ft	CsgID in	TbgID
377	377	6,184	2,992
1778	1793	6,184	2,992
3128	3221	6,184	2,992
4464	4654	6,184	2,992
6344	6559	6,184	2,992
9230	9446	6,184	2,992
10184	10400	6,184	2,992
10375	10591	6,184	2,992
10689	10905	6,184	-1.0

Pperfs	4579 psi (static)
PI	0.19 BPD/psi
MaxQ	855 BPD
Pperfs	1529 psi (flowing)
Emulsion at perfs and above	

FlowReg	LIQUID_FLOW
PIP	1244 psi
QIPbs	629 BPD
GIPbs	0 %
QIP	629 BPD
GIP	0 %
GORpmp	88.0 scf/STB
Bo	1.105
Bg	2.399
Bw	1.045
SGmix	0.897 rel-H2O
ViscLiq	26.35 cp
FLOP	3025 ft

FlowReg	LIQUID_FLOW
Pdp	3970 psi
Qdp	626 BPD
TRise	48.86 of
Bo	1.094
Bg	0.882
Bw	1.055
SGmix	0.899 rel-H2O
ViscLiq	7.482 cp
%H2O	36.0 %
TbgFric	40.89 psi
TDH	7005 FT

FIGURA 4.17: Pantalla de Autograph PC, Simulación condiciones actuales bajando la presión de cabeza de Homiguero Sur 5
 FUENTE: PetroOriental S. A.
 ELABORADO POR: Carolina Guerra

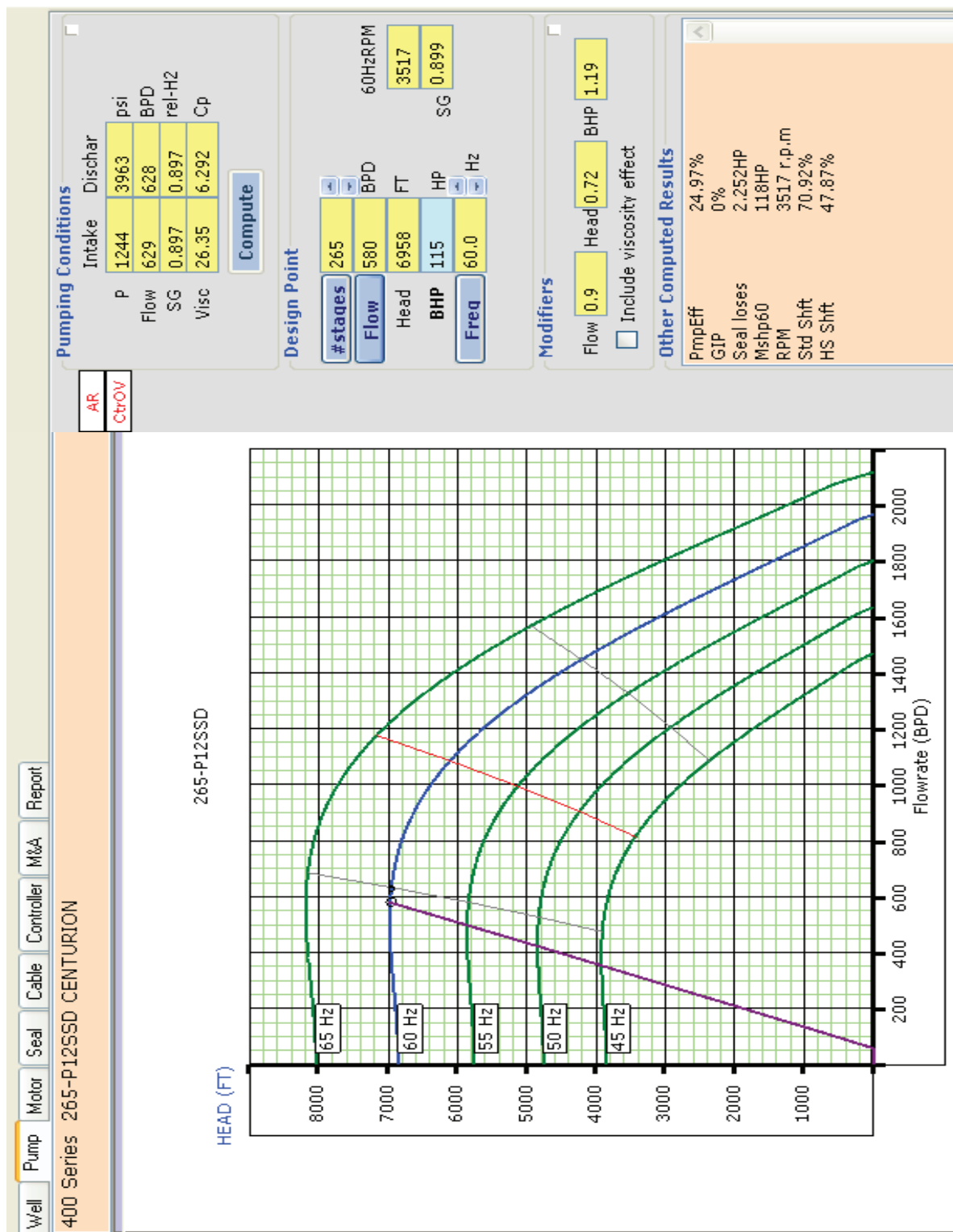


FIGURA 4.18: Pantalla de Autograph PC, Simulación condiciones actuales bajando la presión de cabeza de la BES en Hormiguero Sur 5
FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Al simular una disminución en la presión de cabeza con la misma bomba se puede conseguir un aumento de producción aproximada de 80 BFPD, si mantenemos la frecuencia de 60 hz, además se muestra una mejora en la eficiencia de la bomba, se podría en este caso incrementar la frecuencia para aumentar la producción, la capacidad de la bomba no constituiría un limitante si la condiciones del yacimiento lo permiten ya que actualmente se está produciendo con presiones de intake más altas que la presión de burbuja, es decir, que la presión de burbuja no se consideraría una restricción

4.3.2.3 Hormiguero Sur 9

4.3.2.3.1 Análisis de Etapas

Características de la bomba actualmente utilizada en Hormiguero Sur 9:

MARCA: CENTRILIFT
TIPO: CENTURION P8
No DE ETAPAS ESTANDAR: 366

Condiciones actuales de producción del pozo. Ver tabla 4.9

TABLA 4.9: Cálculos de parámetros de producción actuales

CAUDAL DE FLUIDO:	397.85	BFPD
Pwf @ datum:	465.6	PSI
Pr @ datum:	3,968.6	PSI
PRESION DE BURBUJA:	305	PSI
INTERVALO PERFORACIONES TVD :	10,528.84	-10,550.84 FT
PROFUNDIDAD DE DESCARGA MD:	10,267.29	FT
PROFUNDIDAD DESCARGA TVD:	10,213.14	FT
PROFUNDIDAD INTAKE TVD:	10,248.3	FT
CAUDAL DESEADO :	397.85	BFPD
DENSIDAD API °	21	
BSW :	14 %	
TUBING ID:	2.992	IN
PRESION CABEZA:	480	PSI

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Parámetros calculados a los que se esta produciendo actualmente. Ver tabla 4.10

TABLA 4.10: Cálculos de parámetros de producción actuales

Qmax:	412	BFPD
IP:	0.114	
MITAD PERFORACIONES TVD:	10,539.84	FT
Pwf @CAUDAL DESEADO:	465.60	FT
SG PETROLEO:	0.93	
SG MEZCLA:	0.94	
GRADIENTE PRESION:	0.407958	PSI/FT
PRESION COLUMNA DE FLUIDO:	3,811	PSI
NIVEL DINAMICO (Ht) :	1141	ft
INTERVALO Perforaciones-Intake (Hs):	291.6	ft
Pwf INTAKE:	346.7	PSI
P DESCARGA:	4,291	PSI
PRESION QUE DEBE ENTREGAR BOMBA:	3,944.7	PSI

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Las condiciones que fueron consideradas para configurar la bomba han cambiado, en este pozo en particular solo se a realizado un solo trabajo de reacondicionamiento: se realizó un trabajo de fractura que aumento el índice de productividad por intervalo de tiempo, pero hoy en día este a disminuido nuevamente a las condiciones anteriores de producción, es decir que el caudal para el cual la bomba trabajaría en condiciones óptimas disminuyó.

La tabla 4.11 muestra las características que se usaron para configurar la bomba que se establecieron en el reporte de preinstalación (PIR), considerando una frecuencia de 60hz:

TABLA 4.11: Datos considerados para la configuración de la bomba actual en Horniguero Sur 5

PIR		
PRESION DESCARGA:	4,495	PSI
PRESION DE INTAKE:	1,140	PSI
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO:	10,295	FT
API:	19.5	
BSW:	15%	
PRES.BURBUJA:	307	PSI
PRESION TUBING:	550	PSI
CAUDAL CONSIDERADO:	962	BFPD
VELOCIDAD DEL FLUIDO:	1.536	FT/SEG
No DE ETAPAS ESTANDAR:	366	

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Para determinar del número de etapas teóricas basándonos en las condiciones del reporte de preinstalación se utiliza procedimiento de cálculo tomado del Electrical Submersible Pumping System Handbook de Centrilift:

Las condiciones del fluido en el IPR se muestran en la tabla 4.12

TABLA 4.12: Resultados de calculo de No. de etapas a condiciones del PIR, Hormiguero Sur 5

CONDICIONES DEL FLUIDO EN EL PIR	
HEAD:	8,149 FT
HEAD/FT:	25 FT
HP/ETAPA	0.32 Hp
No ETAPAS TEORICAS:	326
HP:	99 Hp
DIFERENCIA ETAPAS:	40
HEAD DIFERENCIA ETAPAS:	1,001 FT
PRESION:	412 PSI
DIFERENCIA PROF intake:	-46.7 FT
PRESION:	-19.2 PSI

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

En esta configuración se utilizó 40 etapas más de las calculadas teniendo 412 PSI más en la presión de cabeza, permitiendo que la bomba trabaje a frecuencia más bajas y así mantener la presión estipulada en superficie.

Actualmente la bomba esta trabajando con una velocidad de 52 hz, la capacidad de este pozo esta limitada por su potencial considerando que la presión de intake esta cercana a la presión burbuja.

4.3.2.3.2 Análisis de frecuencia con la disminución de presión de cabeza

Debido la condición anteriormente mencionadas de producción del pozo la eficiencia de la bomba es de un 40%.

Condiciones actuales de producción. Ver figura 4.19 y 4.20

Well | **Pump** | **Motor** | **Seal** | **Cable** | **Controller** | **M&A** | **Report**

Fluid Properties

Oil grav 21.0 °API
 %H2O 14.0 %
 SG H2O 1.0 rel-H2O
 SG gas 0.65 rel-Air
 ProdGOR 83.0 scf/STB
 Pb 305 psi
 Max Pb

Temperature Model

Fluid Surf T 190 °F
 Earth Surf T 65.0 °F
 BHT 238 °F
 Interpolate ESP Trise
 Calculate

Gas Impurities

N2 0 % H2S 0 % CO2 0 %

Inflow Performance - Test Data

DatumVD 10285 ft Static Press 4000 psi
 PerfsVD 10540 ft Test Flow 432 BPD
 Pressure Bomb Test Test Press 393 psi
 Fluid Level Test PI @ zero flow 0.12 BPD/psi

IPR Method

Constant PI
 VOGEL
 Composite
 Cust

Surface Pressures

Ptbg 480 psi
 Pcsq 50.0 psi
 Csg Fluid over pmp
 Oil only
 Liquid mixture

String Description

TVD ft	MD ft	CsgID in	TbgID
843	843	6.184	2.992
2389	2425	6.184	2.992
4601	4655	6.184	2.992
6222	6276	6.184	2.992
7493	7547	6.184	2.992
8064	8118	6.184	2.992
9973	10027	6.184	2.992
10724	10778	6.184	2.992

Target

Pump VDepth 10248 ft
 Flowrate max 432 BPD
 Minimum Pip 380 psi
 Gas Sep 25.0 %

Inflow Performance

Pperf 4098 psi (static)
 PI 0.12 BPD/psi
 MaxQ 477 BPD
 Pperf 484 psi (flowing)

Intake Conditions

Emulsion at pump and above
 FlowReg BUBBLE_FLOW
 PIP 380 psi
 QIPbs 641 BPD
 GIPbs 26.44 %
 QIP 599 BPD
 GIP 21.24 %
 GORpmp 69.88 scf/STB
 Bo 1.098
 Bg 8.699
 Bw 1.052
 SGmix 0.683 rel-H2O
 VisLiq 3.492 cp
 FLOP 821 ft

Discharge Conditions

FlowReg LIQUID_FLOW
 Pdp 4411 psi
 Qdp 459 BPD
 Bo 1.067
 Bg 0.797
 Bw 1.039
 SGmix 0.891 rel-H2O
 VisLiq 6.34 cp
 %H2O 14.0 %
 TbgFric 5.658 psi
 TDH 10733 FT

=====
 PVT correlations

FIGURA 4.19: Pantalla de Autograph PC, Simulación condiciones actuales de Hormiguero Sur 9
 FUENTE: PetroOriental S. A.
 ELABORADO POR: Carolina Guerra

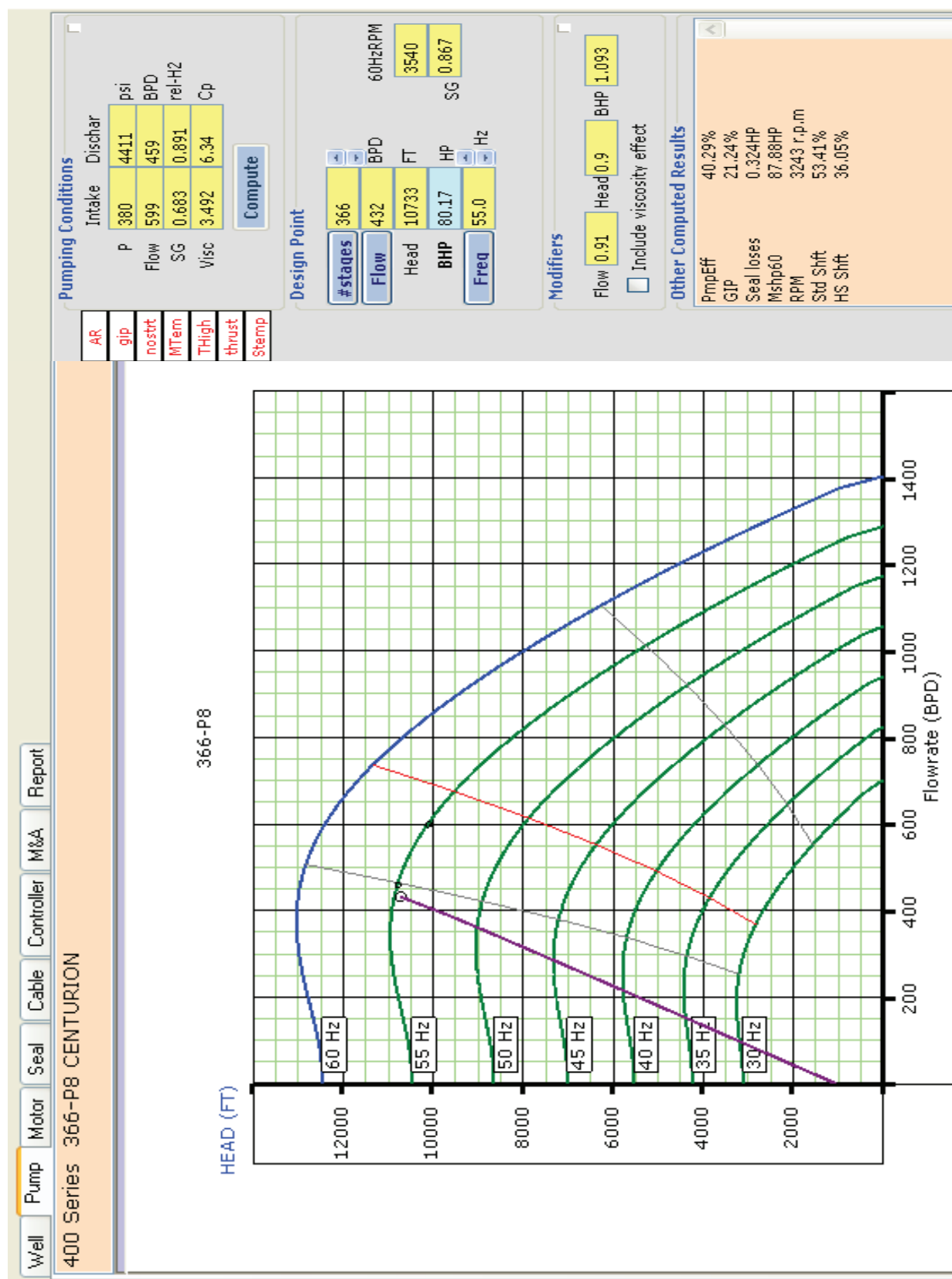


FIGURA 4.20: Pantalla de Autograph PC, Simulación condiciones actuales de la BES en Horniguero Sur 9

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

Simulación bajando la presión de cabeza a 134 PSI. Ver figura 4.21 y 4.22.

Fluid Properties

Oil grav 21.0 °API
 %H2O 14.0 %
 SG H2O 1.0 rel-H2O
 SG gas 0.65 rel-Air
 ProdGOR 83.0 scf/STB
 Pb 305 psi
 Max Pb

Temperature Model

Fluid Surf T 190 of
 Earth Surf T 55.0 of
 BHT 238 of
 Interpolate ESP Trise
 Calculate
DV emulsion

Gas Impurities

N2 0 % H2S 0 % CO2 0 %

Inflow Performance - Test Data

DatumVD 10285 ft Static Press 4000 psi
 PerfsVD 10540 ft Test Flow 432 BPD
 Pressure Bomb Test Test Press 393 psi
 Fluid Level Test PI @ zero flow 0.12 BPD/psi

IPR Method

Constant PI
 VOGEL
 Composite
 Cust

Surface Pressures

Ptbg 134 psi
 Pcsq 50.0 psi
Csg Fluid over pmp
 Oil only
 Liquid mixture

String Description

TVD ft	MD ft	CsgID in	TbgID
843	843	6.184	2.992
2389	2425	6.184	2.992
4601	4655	6.184	2.992
6222	6276	6.184	2.992
7493	7547	6.184	2.992
8064	8118	6.184	2.992
9973	10027	6.184	2.992
10724	10778	6.184	2.992

Well Profile

Select Csg Pipe Roughness 0.00060in
 Csg Fluid over pmp new -- rough

Target

Pump VDepth 10248 ft
 Flowrate max 433 BPD
 Minimum Pip 371 psi
Gas Sep 25.0 %

Inflow Performance

Pperfs 4098 psi (static)
 PI 0.12 BPD/psi
 MaxQ 477 BPD
 Pperfs 475 psi (flowing)

Intake Conditions

Emulsion at pump and above
 FlowReg BUBBLE_FLOW
 PIP 371 psi
 QIPbs 649 BPD
 GIPbs 27.2 %
 QIP 605 BPD
 GIP 21.89 %
 GORpmp 69.68 scf/STB
 Bo 1.098
 Bg 8.901
 Bw 1.052
 SGmix 0.678 rel-H2O
 ViscLiq 3.5 cp
 FLOP 799 ft

Discharge Conditions

FlowReg LIQUID_FLOW
 Pdp 3938 psi
 Qdp 462 BPD
 Bo 1.07
 Bg 0.874
 Bw 1.04
 SGmix 0.888 rel-H2O
 ViscLiq 6.175 cp
 %H2O Computed Results and other info
 TbgFric 5.491 psi
 TDH 9534 FT
 =====
 PVT mnrelations

FIGURA 4.21: Pantalla de Autograph PC, Simulación condiciones actuales bajando la presión de cabeza de Homiguero Sur 9
 FUENTE: PetroOriental S. A.
 ELABORADO POR: Carolina Guerra

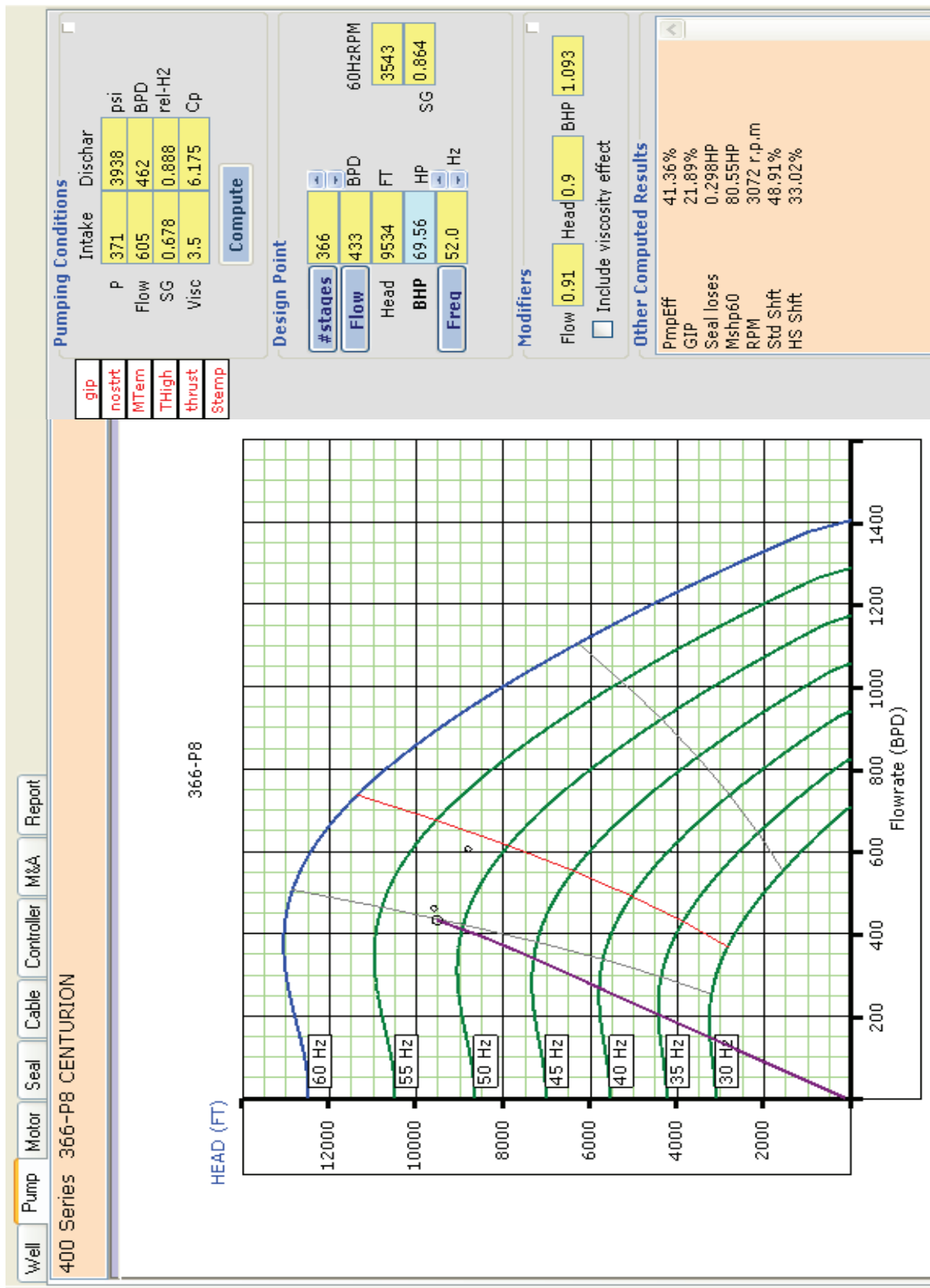


FIGURA 4.22: Pantalla de Autograph PC, Simulación condiciones actuales bajando la presión de cabeza de la BES en Homiguero Sur 9

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

Según lo simulado en este pozo, al bajar la presión de cabeza, se logra disminuir la frecuencia manteniendo la misma producción, además se logra tener una mejoría en la eficiencia del equipo y un menor gasto de energía pero no se obtiene considerables ganancias en la producción. No hay mayores ganancias en la producción cuando se mantiene la misma frecuencia, si es aumentada la presión de intake tiende a ser menor que la presión de burbuja.

4.3.3 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal nos da básicamente el rendimiento de un sistema, en este caso el sistema constituye todo componente que encontramos desde la formación hasta la superficie y afectan directamente a la presión y caudal, permitiéndonos en diferentes puntos o nodos hacer un balance de pérdidas de presiones relacionados con el caudal, los mismos que pueden estar desde el fondo hasta superficie, para ello se toma en consideración algunas características de configuración del mismo como son el diámetro de la tubería de producción, la profundidad de asiento de la bomba, etc. Con este análisis se busca determinar la sensibilidad o efecto de dichos parámetros.

El procedimiento de cálculo que se siguió fue tomado del catálogo de Schlumberger sobre ANÁLISIS NODAL.

Proceso de calculo

$$1.- P_{wf} = Pr - (Q_o / IP)$$

$$2.- \gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API}$$

$$\gamma_{MEZCLA} = \gamma_w * BSW + \gamma_o (1 - BSW)$$

$$3. H_i = \frac{2.31 * P_{wf}}{\gamma_{MEZCLA}}$$

$$4.- P_{SUCCION} = (H_t - H_s) * \gamma_{MEZCLA} / 2.31$$

$$H_s = \text{Pr of .Disparos} - \text{Pr of .Succión}$$

$$5.- F = \frac{2.083(100/C)^{1.85} (Q/34.3)^{1.85}}{ID^{4.8655}} \quad \text{cada 1000 FT}$$

$$Pf = \frac{F / 1000 * Hd * \gamma_{MEZCLA}}{2.31}$$

$$6.- P_{hd} = \frac{Hd * \gamma_{MEZCLA}}{2.31}$$

$$7.- P_{DESCARGA} = P_{hd} + Pf + P_{wh}$$

$$8.- P_{APORTA LA BOMBA} = P_{DESCARGA} - P_{SUCCION}$$

Donde:

Pwf = Presión de fondo fluyente, PSI

Pr = Presión de reservorio, PSI

Qo = Caudal de petróleo, BPPD

IP = Índice de productividad

γ_o = Gravedad específica del petróleo

γ_{MEZCLA} = Gravedad específica del fluido (Mezcla de agua y petróleo)

Ht = Altura dinámica del fluido, FT

Hs = Intervalo entre la profundidad de disparos y la profundidad de descarga, FT

Hd = Profundidad de descarga, FT

F = Coeficiente de pérdidas de presión por fricción de Hazen Williams

C = Factor de rugosidad de la tubería, se considera 120

ID = Diámetro interno de la tubería de producción, IN

P_{hd} = Presión ejercida por la columna de fluido en la tubería de producción, PSI

P_f = Pérdidas de presión en la tubería por fricción, PSI

P_{wh} = Presión de cabeza, PSI

P_{DESCARGA} = Presión a cual sale de la bomba, PSI

4.3.3.1 Hormiguero Sur 1

Datos generales del pozo. (Ver tabla 4.13)

TABLA 4.13 Cálculos de parámetros de producción actuales.

CAUDAL DE FLUIDO:	398	BFPD
Pwf @ Batum:	466	PSI
Pr @ Batum:	3,968.6	PSI
PRES. BURBUJA:	305	PSI
EF(leído de grafica):	0.81	
DENSIDAD API:	21	°
BWS:	14.0%	
PROF DIPAROS MD:	10,594	FT
PROF DIPAROS TVD:	10,539.8	FT
PRESION DE CABEZA:	480	PSI

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

Parámetros generales calculados.

Q max:	264	BFPD
IP:	0.078	
Pwf':	2,081	PSI
GEO:	0.90	
GEM:	0.92	

4.3.3.1.1 *Nodo 1: Frente a perforaciones, IPR. (Ver figura 4.14)*

TABLA 4.14: Datos de presión y caudal para curva IPR

Q @ Pwf BFPD	Q @ Pwf' BFPD	Pwf PSI
0	0	4,218
99	75	3,240
175	137	2,262
228	186	1,305
260	225	305
263	232	102
264	233	51
264	235	0

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

4.3.3.1.2 Nodo 2: Cabezal del pozo; con diferentes diámetros de tubería de producción (Outflow).

DATOS ACTUALES:

PROF INTAKE MD:	10,302.43	FT
PROF INTAKE TVD:	10,248.28	FT
PROF DESCARGA MD:	10,267.29	FT
PROF DESCARGA TVD:	10,213.14	FT

CALCULOS:

ALTURA PERFO- SUCCION (H _s):	883.11	FT/TVD
P COLUMNA DE FLUIDO:	3,464.34	PSI

DIAMETRO DE TUBING:	2 3/8	2 7/8	3 1/2	OD
	1.995	2.32	2.99	ID

Los cálculos de presiones de la bomba se presentan en la tabla 4.15

TABLA 4.15: Cálculos de presiones

CAUDAL BFPD	P _{wf} PSI	H _t FT	P _{SUCCION} PSI	PERDIDAS P _f PSI			P _{DESCARGA} PSI			P _{APORTA LA BOMBA} PSI		
114	2,754	6,933	2,403	1.96	0.94	0.27	3,916	3,915	3,915	1,513	1,512	1,511
229	1,290	3,248	939	7.08	3.37	0.98	3,921	3,918	3,915	2,982	2,978	2,976
260	887	2,232	536	8.98	4.28	1.25	3,923	3,919	3,916	3,387	3,383	3,380

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

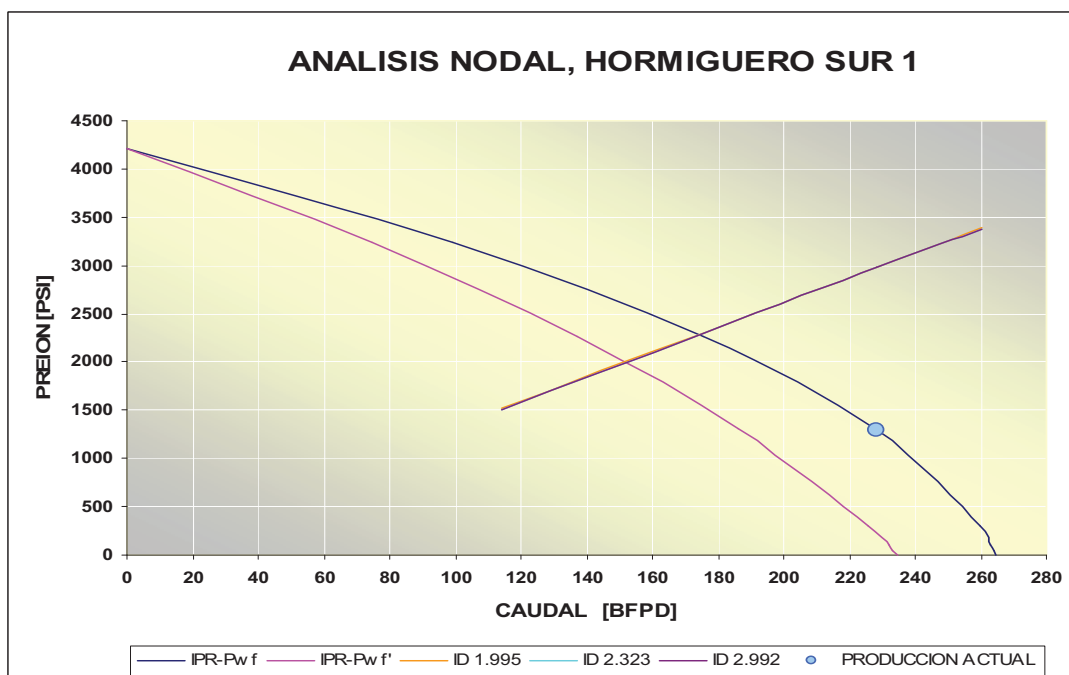


FIGURA 4.23: Análisis Nodal de Hormiguero Sur 1, con diferentes diámetros de tubería de producción
FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Como muestra la Figura 4.23, el análisis nodal considerando diferentes diámetros de tubería de producción, no tiene mayor influencia en el cálculo, debido principalmente a que el caudal ingresado es bajo, es decir, que si se utilizase diámetros más pequeños de tubería de producción, no se afectaría mayormente a la presión que la bomba tiene que aportar, ya que las pérdidas por fricción son casi despreciables bajo estas condiciones.

4.3.3.1.3 *Nodo 2: Cabezal del pozo; con diferentes profundidades de asentamiento de la bomba (Outflow).*

ID TUBING (IN): **2.992**

TABLA 4.16: Profundidades respecto a la bomba

CAUDAL (BFPD):	114.26	228.52	250.00
Pwf (PSI):	2,754.30	1,290.30	1,015.08
Ht (FT):	6,932.57	3,247.68	2,554.95

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

TABLA 4.17: Profundidades respecto a la bomba

PROF DE INTAKE TVD FT	PROF DESCARGA TVD FT	PROF DESCARGA MD FT	Hs FT
10,509	10,475	11,282	0
10,209	10,175	10,982	300
9,909	9,875	10,682	600
9,609	9,575	10,382	900
9,309	9,275	10,082	1,200
9,009	8,975	9,782	1,500
8,709	8,675	9,482	1,800
8,409	8,375	9,182	2,100
8,109	8,075	8,882	2,400
7,809	7,775	8,582	2,700
7,509	7,475	8,282	3,000
7,209	7,175	7,982	3,300
6,909	6,875	7,682	3,600
6,609	6,575	7,382	3,900
6,309	6,275	7,082	4,200
6,009	5,975	6,782	4,500
5,709	5,675	6,482	4,800
5,409	5,375	6,182	5,100

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Los cálculos de presiones de la bomba se presentan en la tabla 4.18

TABLA 4.18: Cálculos de presiones

Phd PSI	Psucción PSI			Pfricción PSI			Pdescarga PSI			P APORTA LA BOMBA PSI		
	3,783.3	2,754.3	1,290.3	1,015.1	0.30	1.08	1.27	4,233.6	4,234.4	4,234.6	1,479.3	2,944.1
3,675.0	2,635.1	1,171.1	895.9	0.29	1.05	1.24	4,125.2	4,126.0	4,126.2	1,490.1	2,954.9	3,230.3
3,566.6	2,515.9	1,051.9	776.7	0.28	1.02	1.20	4,016.9	4,017.6	4,017.8	1,501.0	2,965.7	3,241.1
3,458.2	2,396.7	932.7	657.5	0.27	0.99	1.17	3,908.5	3,909.2	3,909.4	1,511.8	2,976.5	3,251.9
3,349.9	2,277.5	813.5	538.3	0.27	0.96	1.13	3,800.2	3,800.9	3,801.0	1,522.6	2,987.3	3,262.7
3,241.5	2,158.4	694.4	419.1	0.26	0.93	1.10	3,691.8	3,692.5	3,692.6	1,533.4	2,998.1	3,273.5
3,133.2	2,039.2	575.2	299.9	0.25	0.90	1.07	3,583.4	3,584.1	3,584.2	1,544.3	3,008.9	3,284.3
3,024.8	1,920.0	456.0	180.8	0.24	0.88	1.03	3,475.1	3,475.7	3,475.9	1,555.1	3,019.7	3,295.1
2,916.5	1,800.8	336.8	61.6	0.23	0.85	1.00	3,366.7	3,367.3	3,367.5	1,565.9	3,030.5	3,305.9
2,808.1	1,681.6	217.6	-57.6	0.23	0.82	0.97	3,258.3	3,258.9	3,259.1	1,576.8	3,041.3	3,316.7
2,699.8	1,562.4	98.4	-176.8	0.22	0.79	0.93	3,150.0	3,150.6	3,150.7	1,587.6	3,052.2	3,327.5
2,591.4	1,443.2	-20.8	-296.0	0.21	0.76	0.90	3,041.6	3,042.2	3,042.3	1,598.4	3,063.0	3,338.3
2,483.1	1,324.0	-140.0	-415.2	0.20	0.73	0.86	2,933.3	2,933.8	2,933.9	1,609.2	3,073.8	3,349.1
2,374.7	1,204.8	-259.2	-534.4	0.20	0.70	0.83	2,824.9	2,825.4	2,825.5	1,620.1	3,084.6	3,359.9
2,266.3	1,085.6	-378.4	-653.6	0.19	0.68	0.80	2,716.5	2,717.0	2,717.1	1,630.9	3,095.4	3,370.7
2,158.0	966.5	-497.5	-772.8	0.18	0.65	0.76	2,608.2	2,608.6	2,608.8	1,641.7	3,106.2	3,381.5
2,049.6	847.3	-616.7	-892.0	0.17	0.62	0.73	2,499.8	2,500.3	2,500.4	1,652.5	3,117.0	3,392.3
1,941.3	728.1	-735.9	-1011	0.16	0.59	0.70	2,391.5	2,391.9	2,392.0	1,663.4	3,127.8	3,403.1

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Finalmente la figura 4.24 muestra los resultados del análisis nodal del pozo Hormiguero Sur 1 a diferentes profundidades.

La profundidad de la bomba debe escogerse bajo ciertos criterios, como presión de yacimiento, presión de saturación, espacio anular, velocidad del fluido a través del motor (mayor a 1 pie/seg), entre otros. Uno de los parámetros más importantes es justamente la presión de saturación o de burbuja, la cual debe ser menor a la presión calculada de ingreso a la bomba (intake) en el caso específico del pozo Hormiguero Sur 1, por ejemplo, la profundidad de asentamiento no debe ser menor a los 8,700 pies, con lo que se evitará tener problemas de cavitación dentro de la bomba.

ANALISIS NODAL, HORMIGUERO SUR 1

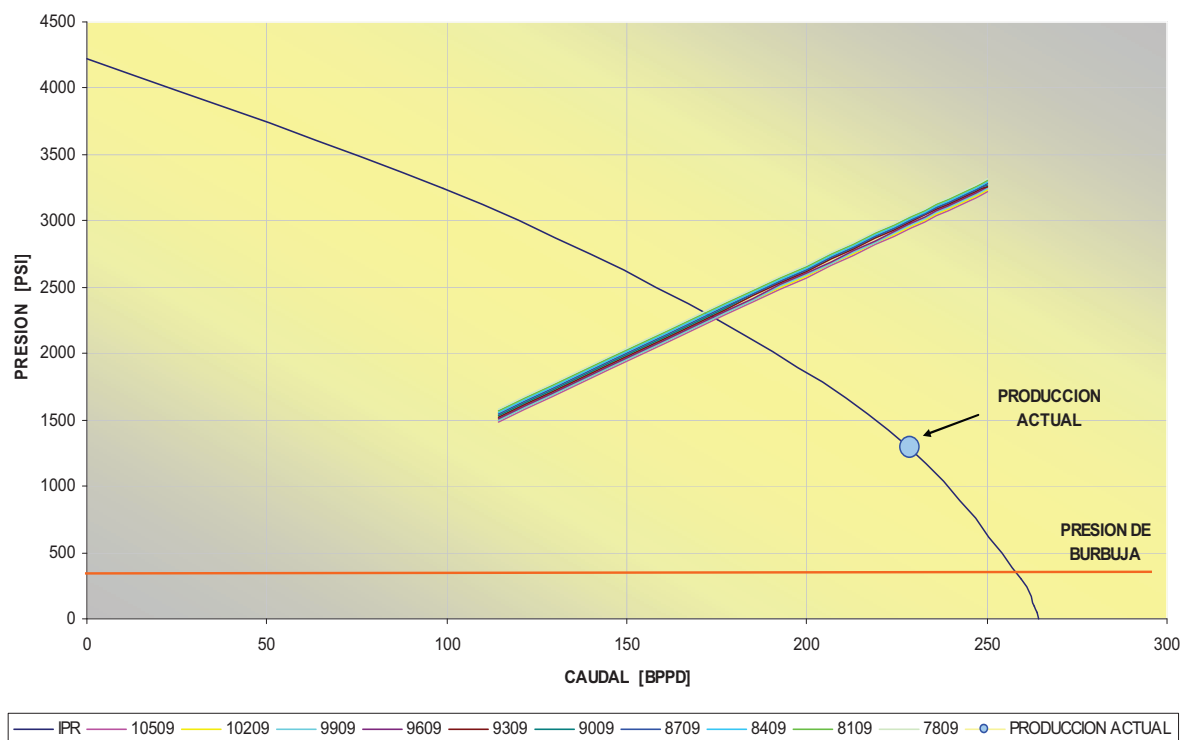


FIGURA 4.24: Análisis Nodal de Hormiguero Sur 1, con diferentes profundidades de asentamiento de la bomba.

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

4.3.3.2 Hormiguero Sur 5

Datos generales del pozo. (Ver tabla 4.19)

TABLA 4.19: Cálculos de parámetros de producción actuales.

CAUDAL DE FLUIDO:	554.3	BFPD
Pwf @ datum:	1,661.8	PSI
Pr @ datum:	4,204.8	PSI
PRES. BURBUJA:	305	PSI
EF(leído de grafica):	0.68	
DENSIDAD API:	22.4	°
BWS:	24.2%	
PROF DIPAROS MD:	10,736.5	FT
PROF DIPAROS TVD:	10,520.84	FT
PRESION DE CABEZA:	480	PSI

CALCULOS:

Q max:	696	BFPD
IP:	0.218	
Pwf':	2475.56	PSI
GEo:	0.92	
GEM:	0.95	

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

4.3.3.2.1 *Nodo 1: Frente a perforaciones, IPR. (Ver tabla 4.20)*

TABLA 4.20: Datos de presión y caudal para curva IPR

Q @ Pwf BFPD	Q @ Pwf BFPD	Pwf PSI
0	0	4205
261	184	3230
461	340	2255
599	465	1305
683	569	305
693	586	102
695	591	51
696	595	0

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Nodo 2: Cabezal del pozo; con diferentes diámetros de tubería de producción (Outflow).

DATOS ACTUALES:

PROF INTAKE MD: **10,003.99** FT
 PROF INTAKE TVD: **9,788.36** FT
 PROF DESCARGA MD: **9,973.37** FT
 PROF DESCARGA TVD: **9,757.74** FT

CALCULOS:

ALTURA PERFO- SUCCION (Hs): **732.48** FT/TVD
 P COLUMNA DE FLUIDO: **3633.60** PSI

DIAMETRO DE TUBING: **2 3/8** **2 7/8** **3 1/2** **OD**
1.995 **2.32** **2.99** **ID**

Los cálculos de presiones de la bomba se presentan en la tabla 4.21

TABLA 4.21: Cálculos de presiones

CAUDAL BFPD	Pwf PSI	Ht FT	P _{SUCCION} PSI	PERDIDAS Pf			P _{DESCARGA}			P _{APORTA LA BOMBA}		
				PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	
277	2,933	7,161	2,633	10.06	4.80	1.40	4,124	4,118	4,115	1,490	1,485	1,482
554	1,662	4,057	1,362	36.28	17.30	5.05	4,150	4,131	4,119	2,788	2,769	2,757
754	744	1,817	444	64.15	30.59	8.93	4,178	4,144	4,123	3,734	3,700	3,678

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

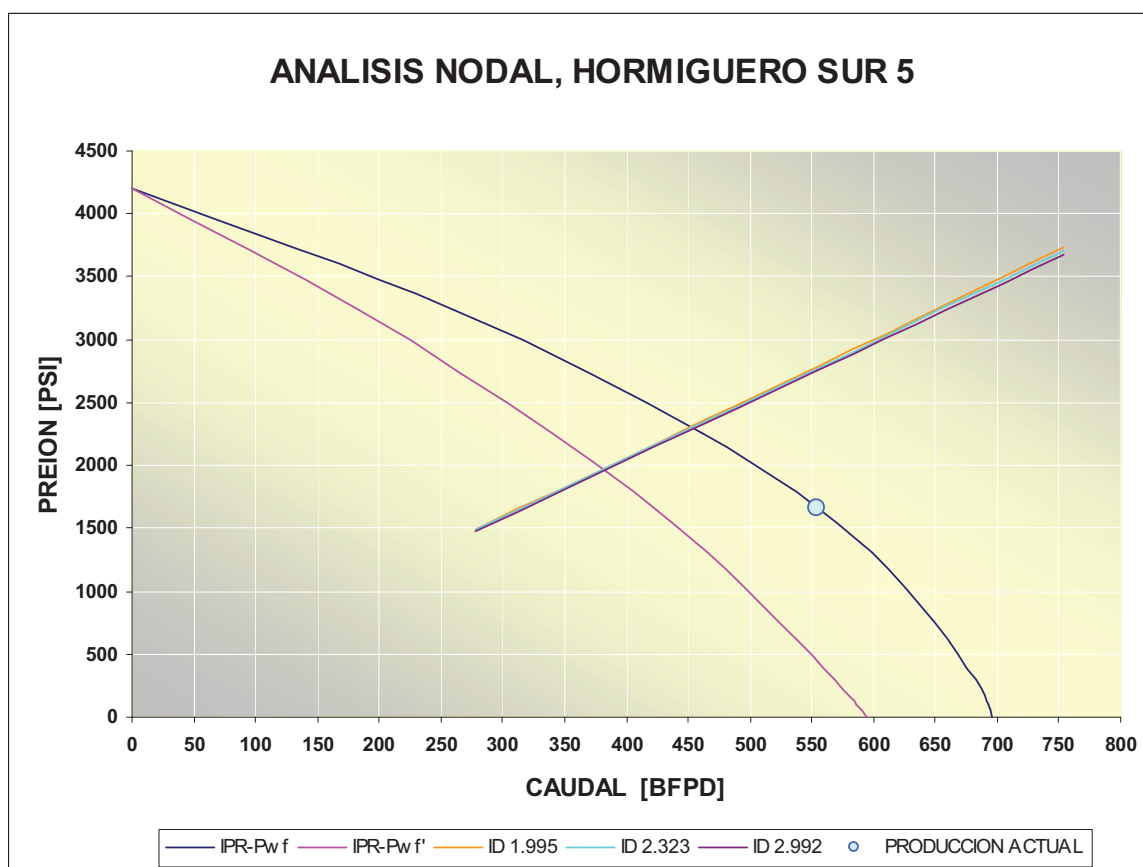


FIGURA 4.25: Análisis Nodal de Hormiguero Sur 5, con diferentes diámetros de tubería de producción

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

La figura 4.25 muestra que este pozo no produce con altos caudales, por ende el diámetro de la tubería no tiene una influencia considerable al hablar de pérdidas de presión por fricción si este se mantiene en un rango mayor a 2.323 pulg.

4.3.3.2.3 *Nodo 2: Cabezal del pozo; con diferentes profundidades de asentamiento de la bomba (Outflow). (Ver Tabla 4.22)*

ID TUBING (IN): 2.992

TABLA 4.22: Profundidades respecto a la bomba

CAUDAL (BFPD):	277	554	654
Pwf (PSI):	2933	1662	1203
Ht (FT):	7161	4057	2937

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

TABLA 4.23: Profundidades respecto a la bomba

PROF DE INTAKE TVD FT	PROF DESCARGA TVD FT	PROF DESCARGA MD FT	Hs FT
10,521	10,490	10,767	0
10,121	10,090	10,367	400
9,721	9,690	9,967	800
9,321	9,290	9,567	1,200
8,921	8,890	9,167	1,600
8,521	8,490	8,767	2,000
8,121	8,090	8,367	2,400
7,721	7,690	7,967	2,800
7,321	7,290	7,567	3,200
6,921	6,890	7,167	3,600
6,521	6,490	6,767	4,000
6,121	6,090	6,367	4,400
5,721	5,690	5,967	4,800
5,321	5,290	5,567	5,200
4,921	4,890	5,167	5,600
4,521	4,490	4,767	6,000
4,121	4,090	4,367	6,400
3,721	3,690	3,967	6,800

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Los cálculos de presiones de la bomba se presentan en la tabla 4.24

TABLA 4.24: Cálculos de presiones

Phd PSI	Psucción PSI			Pfricción PSI			Pdescarga PSI			P APORTA LA BOMBA PSI		
3,906.4	2,933.3	1,661.8	1,203.0	1.51	5.45	7.41	4,387.9	4,391.8	4,393.8	1,454.6	2,730.0	3,190.7
3,757.4	2,769.5	1,498.0	1,039.2	1.46	5.25	7.13	4,238.9	4,242.7	4,244.5	1,469.4	2,744.7	3,205.4
3,608.5	2,605.6	1,334.1	875.3	1.40	5.05	6.86	4,089.9	4,093.5	4,095.3	1,484.2	2,759.4	3,220.0
3,459.5	2,441.8	1,170.3	711.5	1.34	4.84	6.58	3,940.8	3,944.3	3,946.1	1,499.1	2,774.1	3,234.6
3,310.5	2,277.9	1,006.4	547.6	1.29	4.64	6.31	3,791.8	3,795.2	3,796.9	1,513.9	2,788.8	3,249.2
3,161.6	2,114.1	842.6	383.8	1.23	4.44	6.03	3,642.8	3,646.0	3,647.6	1,528.8	2,803.5	3,263.8
3,012.6	1,950.2	678.7	219.9	1.18	4.24	5.76	3,493.8	3,496.9	3,498.4	1,543.6	2,818.2	3,278.5
2,863.7	1,786.4	514.9	56.1	1.12	4.03	5.48	3,344.8	3,347.7	3,349.2	1,558.4	2,832.9	3,293.1
2,714.7	1,622.5	351.0	-107.8	1.06	3.83	5.21	3,195.8	3,198.6	3,199.9	1,573.3	2,847.6	3,307.7
2,565.8	1,458.7	187.2	-271.6	1.01	3.63	4.93	3,046.8	3,049.4	3,050.7	1,588.1	2,862.2	3,322.3
2,416.8	1,294.8	23.3	-435.5	0.95	3.43	4.66	2,897.8	2,900.3	2,901.5	1,603.0	2,876.9	3,336.9
2,267.9	1,131.0	-140.5	-599.3	0.89	3.22	4.38	2,748.8	2,751.1	2,752.3	1,617.8	2,891.6	3,351.6
2,118.9	967.1	-304.4	-763.1	0.84	3.02	4.11	2,599.8	2,602.0	2,603.0	1,632.6	2,906.3	3,366.2
1,970.0	803.3	-468.2	-927.0	0.78	2.82	3.83	2,450.8	2,452.8	2,453.8	1,647.5	2,921.0	3,380.8
1,821.0	639.4	-632.1	-1091	0.73	2.62	3.56	2,301.8	2,303.6	2,304.6	1,662.3	2,935.7	3,395.4
1,672.1	475.6	-795.9	-1255	0.67	2.41	3.28	2,152.7	2,154.5	2,155.4	1,677.2	2,950.4	3,410.0
1,523.1	311.7	-959.8	-1419	0.61	2.21	3.01	2,003.7	2,005.3	2,006.1	1,692.0	2,965.1	3,424.7
1,374.2	147.9	-1124	-1582	0.56	2.01	2.73	1,854.7	1,856.2	1,856.9	1,706.8	2,979.8	3,439.3

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

En la figura 4.25 se observa que la profundidad en este pozo esta delimitada por la presión de burbuja, para evitar la producción de gas la profundidad de asentamiento tienen que estar sobre los 8500 pies, con esto se evitara que la presión de intake sea menor que la de burbuja.

ANÁLISIS NODAL, HORMIGUERO SUR 5

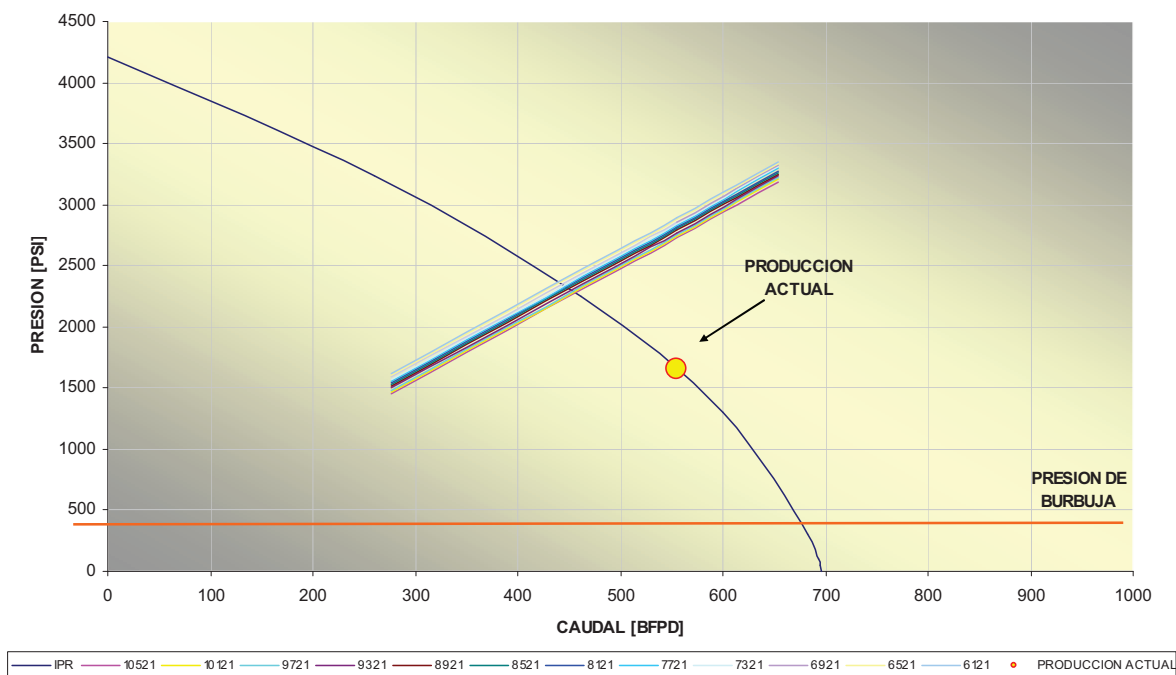


FIGURA 4.26: Análisis Nodal de Hormiguero Sur 5, con diferentes profundidades de asentamiento de la bomba.
FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

4.3.3.3 Hormiguero Sur 9

Datos generales del pozo. (Ver tabla 4.25)

TABLA 4.25: Cálculos de parametros de producción actuales

CAUDAL DE FLUIDO:	398	BFPD
Pwf @ datum:	466	PSI
Pr @ datum:	3,968.6	PSI
PRES. BURBUJA:	305	PSI
EF(leido de grafica):	0.81	
DENSIDAD API:	21	°
BWS:	14.0%	
PROF DIPAROS MD:	10,594	FT
PROF DIPAROS TVD:	10,539.8	FT
PRESION DE CABEZA:	480	PSI

Continuación de la tabla 4.25

CALCULOS:

Q max:	412	BFPD
IP:	0.114	
Pwf:	1,131	PSI
GEo:	0.93	
GEM:	0.94	

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

4.3.3.3.1 *Nodo 1: Frente a perforaciones, IPR. (Ver tabla 4.26)*

TABLA 4.26: Datos de presión y caudal para curva IPR

Q @ Pwf BFPD	Q @ Pwf BFPD	Pwf PSI
0	0	3,969
154	127	3,053
272	231	2,137
349	306	1,305
404	370	305
410	380	102
411	382	51
412	385	0

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Nodo 2: Cabezal del pozo; con diferentes diámetros de tubería de producción (Outflow).

DATOS ACTUALES:

PROF INTAKE MD:	10,302.43	FT
PROF INTAKE TVD:	10,248.28	FT
PROF DESCARGA MD:	10,267.29	FT
PROF DESCARGA TVD:	10,213.14	FT

CALCULOS:

ALTURA PERFO- SUCCION (H _s):	291.52	FT/TVD
P COLUMNA DE FLUIDO:	3,786.89	PSI

FUENTE: PetroOriental S. A.

DIAMETRO DE TUBING:	2 3/8	2 7/8	3 1/2	OD
	1.995	2.32	2.99	ID

Los cálculos de presiones de la bomba se presentan en la tabla 4.27

TABLA 4.27: Cálculos de presiones

CAUDAL BFPD	Pwf PSI	Ht FT	P _{SUCCION} PSI	PERDIDAS Pf			P _{DESCARGA}			P _{APORTA LA BOMBA}		
				PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	
199	2,217	5,436	2,098	5.59	2.67	0.78	4,272	4,270	4,268	2,174	2,171	2,169
398	466	1,143	347	20.15	9.61	2.80	4,287	4,276	4,270	3,940	3,929	3,923
410	360	884	241	21.29	10.15	2.96	4,288	4,277	4,270	4,047	4,036	4,028

ELABORADO POR: Carolina Guerra

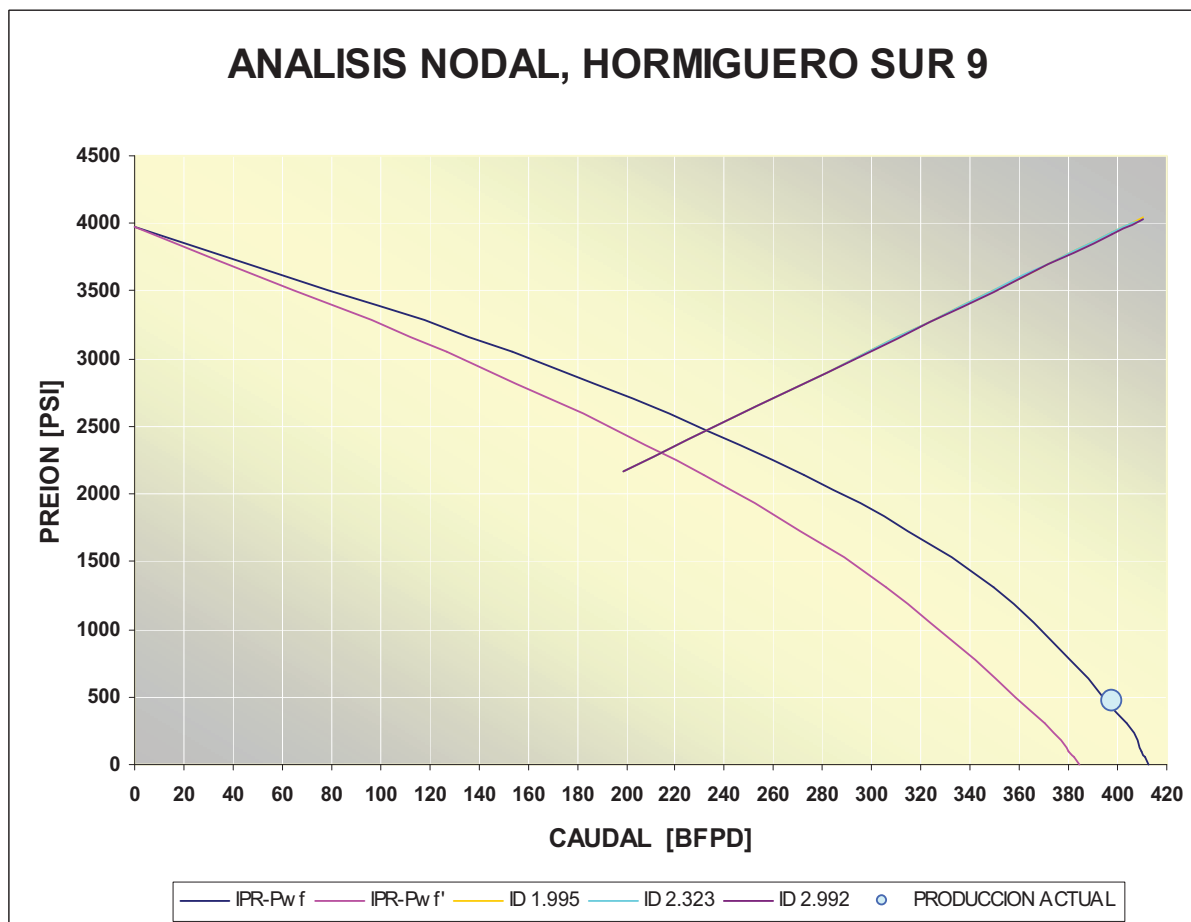


FIGURA 4.27: Análisis Nodal de Hormiguero Sur 9, con diferentes diámetros de tubería de producción

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

La figura 4.27 muestra el análisis nodal del Hormiguero Sur 9 donde observamos que los bajos caudales a los cuales este pozo se encuentra produciendo no causan pérdidas de presión considerables si se disminuye el diámetro de la tubería de producción.

4.3.3.3.3 *Nodo 2: Cabezal del pozo; con diferentes profundidades de asentamiento de la bomba (Outflow).*

ID TUBING (IN): **2.992**

TABLA 4.28: Profundidades respecto a la bomba

CAUDAL (BFPD):	199	398	440
Pwf (PSI):	2,217	466	96
Ht (FT):	5,436	1,143	236

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

TABLA 4.29: Profundidades respecto a la bomba

PROF DE INTAKE TVD FT	PROF DESCARGA TVD FT	PROF DESCARGA MD FT	Hs FT
10,540	10,505	10,629	0
10,240	10,205	10,329	300
9,940	9,905	10,029	600
9,640	9,605	9,729	900
9,340	9,305	9,429	1,200
9,040	9,005	9,129	1,500
8,740	8,705	8,829	1,800
8,440	8,405	8,529	2,100
8,140	8,105	8,229	2,400
7,840	7,805	7,929	2,700
7,540	7,505	7,629	3,000
7,240	7,205	7,329	3,300
6,940	6,905	7,029	3,600
6,640	6,605	6,729	3,900
6,340	6,305	6,429	4,200
6,040	6,005	6,129	4,500
5,740	5,705	5,829	4,800
5,440	5,405	5,529	5,100

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Los cálculos de presiones de la bomba se presentan en la tabla 4.29

TABLA 4.30: Cálculos de presiones

Phd PSI	Psucción PSI			Pfricción PSI			Pdescarga PSI			P APORTA LA BOMBA PSI		
3,895.0	2,217.3	466.0	96.4	0.81	2.90	3.50	4,375.8	4,377.9	4,378.5	2,158.5	3,911.9	4,282.1
3,783.7	2,094.9	343.6	-26.0	0.78	2.82	3.40	4,264.5	4,266.6	4,267.1	2,169.6	3,922.9	4,293.1
3,672.5	1,972.6	221.3	-148.3	0.76	2.74	3.30	4,153.3	4,155.2	4,155.8	2,180.7	3,934.0	4,304.1
3,561.3	1,850.2	98.9	-270.7	0.74	2.66	3.20	4,042.0	4,043.9	4,044.5	2,191.8	3,945.0	4,315.2
3,450.0	1,727.9	-23.4	-393.1	0.71	2.58	3.10	3,930.8	3,932.6	3,933.1	2,202.9	3,956.1	4,326.2
3,338.8	1,605.5	-145.8	-515.4	0.69	2.49	3.00	3,819.5	3,821.3	3,821.8	2,214.0	3,967.1	4,337.2
3,227.6	1,483.1	-268.2	-637.8	0.67	2.41	2.90	3,708.2	3,710.0	3,710.5	2,225.1	3,978.1	4,348.2
3,116.3	1,360.8	-390.5	-760.1	0.65	2.33	2.80	3,597.0	3,598.7	3,599.1	2,236.2	3,989.2	4,359.3
3,005.1	1,238.4	-512.9	-882.5	0.62	2.25	2.71	3,485.7	3,487.3	3,487.8	2,247.3	4,000.2	4,370.3
2,893.9	1,116.1	-635.2	-1005	0.60	2.17	2.61	3,374.5	3,376.0	3,376.5	2,258.4	4,011.3	4,381.3
2,782.6	993.7	-757.6	-1127	0.58	2.08	2.51	3,263.2	3,264.7	3,265.1	2,269.5	4,022.3	4,392.3
2,671.4	871.3	-880.0	-1250	0.56	2.00	2.41	3,151.9	3,153.4	3,153.8	2,280.6	4,033.3	4,403.4
2,560.2	749.0	-1002	-1372	0.53	1.92	2.31	3,040.7	3,042.1	3,042.5	2,291.7	4,044.4	4,414.4
2,448.9	626.6	-1125	-1494	0.51	1.84	2.21	2,929.4	2,930.8	2,931.1	2,302.8	4,055.4	4,425.4
2,337.7	504.3	-1247	-1617	0.49	1.76	2.11	2,818.2	2,819.4	2,819.8	2,313.9	4,066.5	4,436.4
2,226.4	381.9	-1369	-1739	0.46	1.67	2.02	2,706.9	2,708.1	2,708.5	2,325.0	4,077.5	4,447.5
2,115.2	259.5	-1492	-1861	0.44	1.59	1.92	2,595.6	2,596.8	2,597.1	2,336.1	4,088.6	4,458.5
2,004.0	137.2	-1614	-1984	0.42	1.51	1.82	2,484.4	2,485.5	2,485.8	2,347.2	4,099.6	4,469.5

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

De igual manera que Hormiguero Sur 1 y Hormiguero Sur 5, el de limitante de la profundidad de asentamiento de la bomba de este pozo constituye la presión de burbuja, en este caso en particular la profundidad a la que actualmente la bomba se encuentra es cercana a los disparos ya que el pozo se encuentra produciendo a presiones cercanas al punto de burbuja, como se muestra en la figura 4. 28.

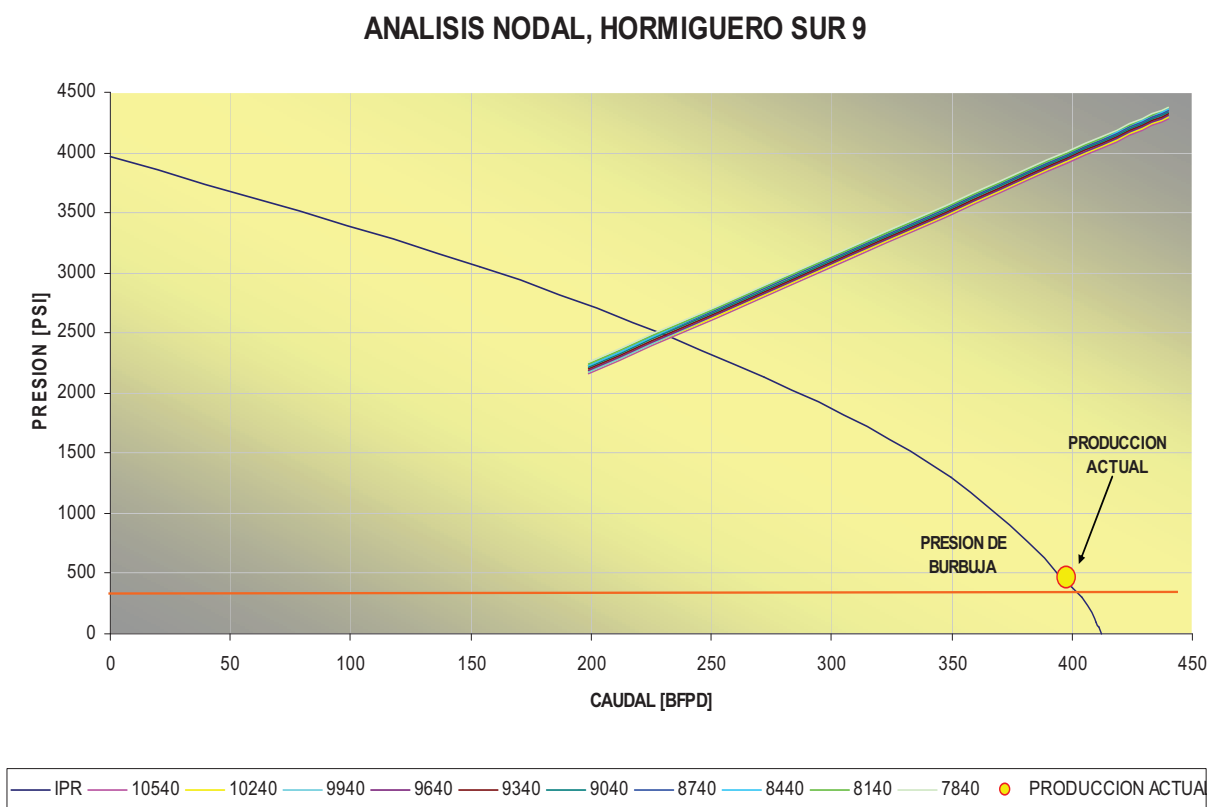


FIGURA 4.28: Análisis Nodal de Hormiguero Sur 9, con diferentes profundidades de asentamiento de la bomba.

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

4.4 ANÁLISIS NODAL DEL CAMPO HORMIGUERO SUR.

Para realizar el balance entre la presión y producción en conjunto del Campo Hormiguero Sur utilizamos el software PIPESIM Production System Analysis, de Schlumberger. El programa nos permite realizar un análisis nodal integral, simulando las pérdidas de presión y el caudal bajo las condiciones actuales del campo, simultáneamente nos permite modificar estas condiciones desde

diferentes nodos del sistema ya integrado con los distintos pozos del campo, además nos proporciona información que se detallada en un reporte que nos da una idea de cómo esta el fluido transportándose dentro de la tubería.

La simulación se la hace a diferentes presiones de cabeza desde el PAD de Hormiguero Sur A hasta la Estación del Hormiguero A, tal como se muestra en la figura 4.29

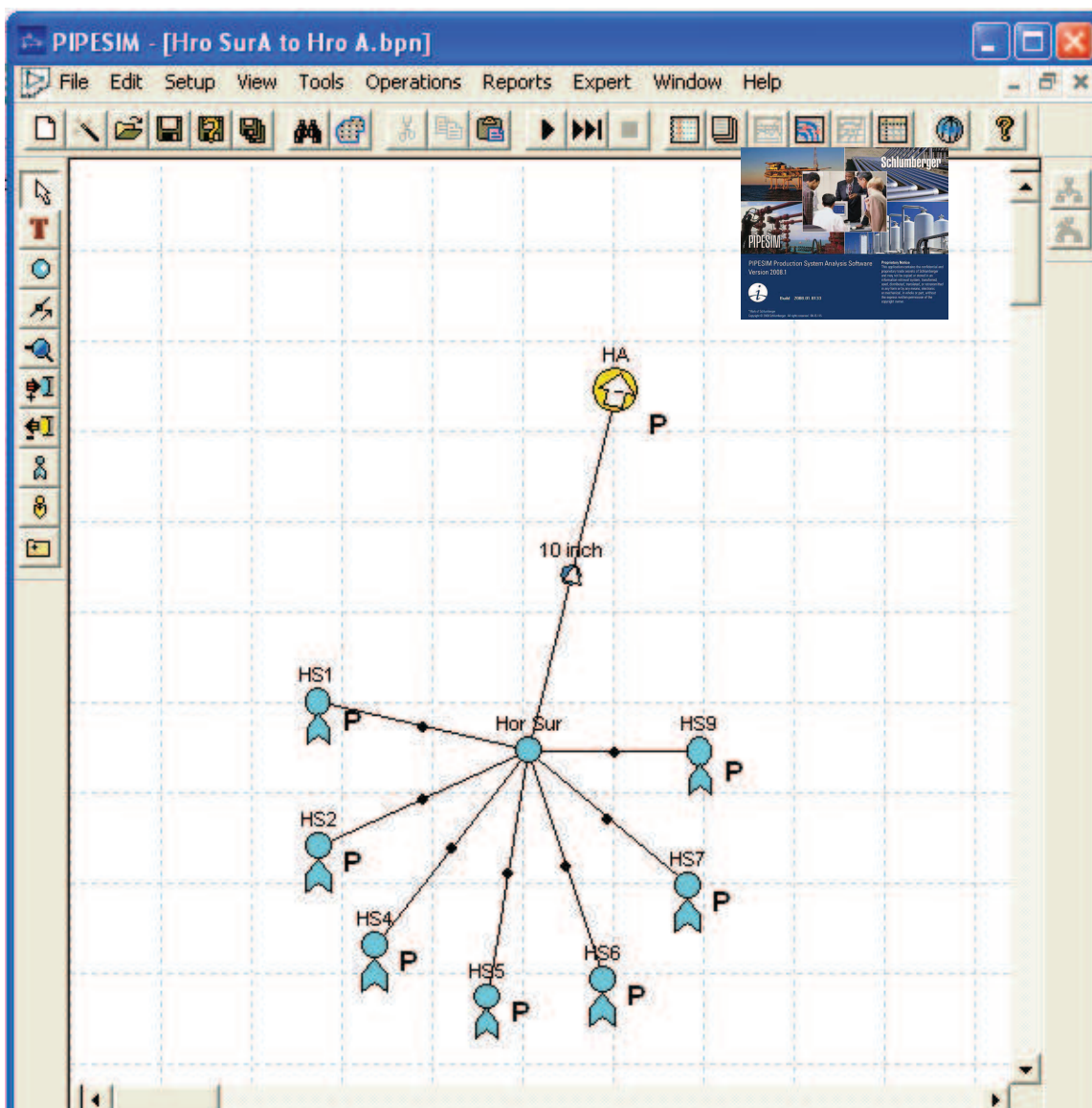


FIGURA 4.29: Configuración del sistema de producción de los pozos de Hormiguero Sur desde la plataforma de Hormiguero Sur A hasta Hormiguero A, en PIPESIM

FUENTE: PetroOriental S. A.

AJUSTADO POR: Ing. Carlos Mensias, Producción

4.4.1 SIMULACIÓN A CONDICIONES ACTUALES

HORMIGUERO SUR A. Ver Figura 4.30

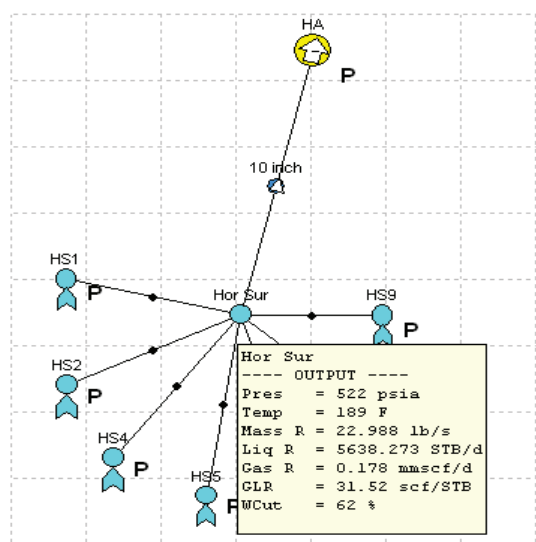


FIGURA 4.30: Condiciones actuales de entrada a Horniguero Sur A
FUENTE: PetroOriental S. A.

LINEA DE 10". Ver Figura 4.31

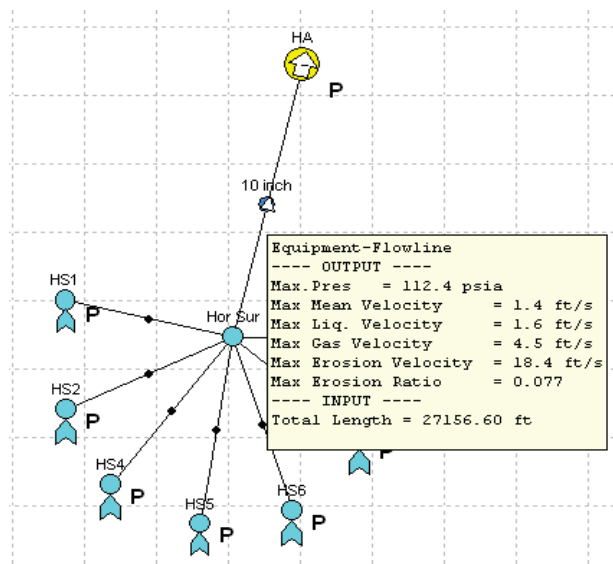


FIGURA 4.31: Condiciones actuales del fluido en la Tubería de 10 pulgadas.
FUENTE: PetroOriental S. A.

HORMIGUERO A. Ver Figura 4.32

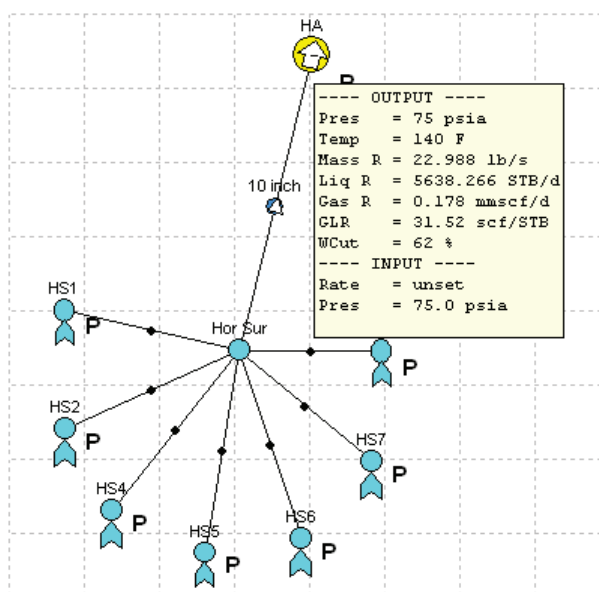


FIGURA 4.32: Condiciones actuales a las cuales llega el fluido a Hormiguero A
FUENTE: PetroOriental S. A.

4.4.2 SIMULACIÓN REDUCIENDO LA PRESION DE CABEZA A 462 PSI

HORMIGUERO SUR A. Ver Figura 4.33

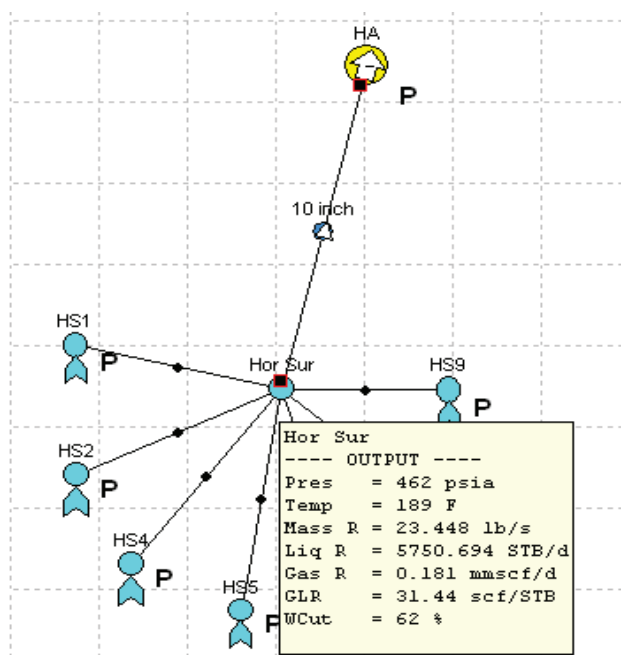


FIGURA 4.33: Condiciones a las que llega el fluido a Hormiguero Sur A reduciendo la presión de cabeza a 462 PSI
FUENTE: PetroOriental S. A.

LÍNEA DE 10". Ver Figura 4.34

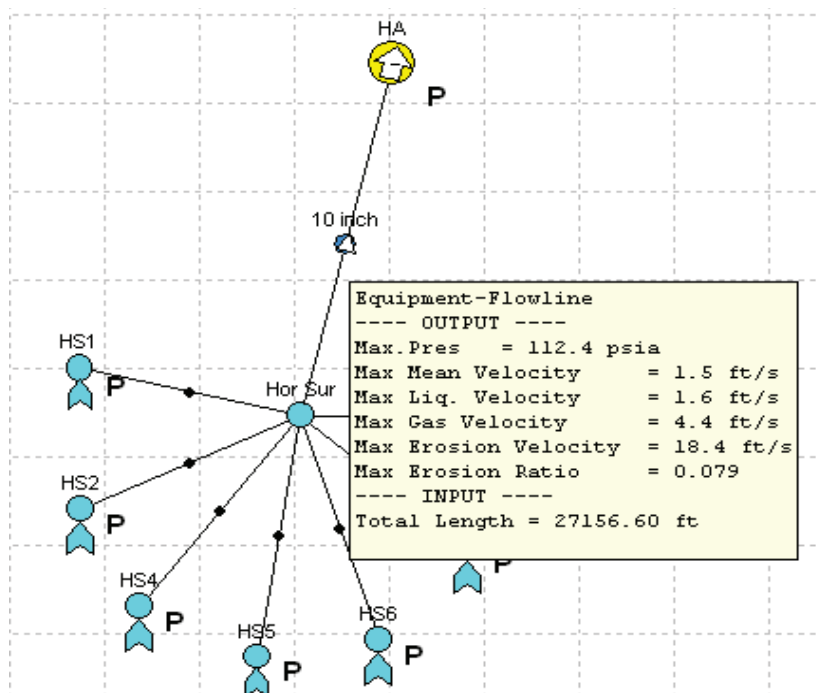


FIGURA 4.34: Condiciones del fluido en la Tubería de 10 pulgadas reduciendo la presión de cabeza a 462 PSI
FUENTE: PetroOriental S. A.

HORMIGUERO A. Ver Figura 4.35

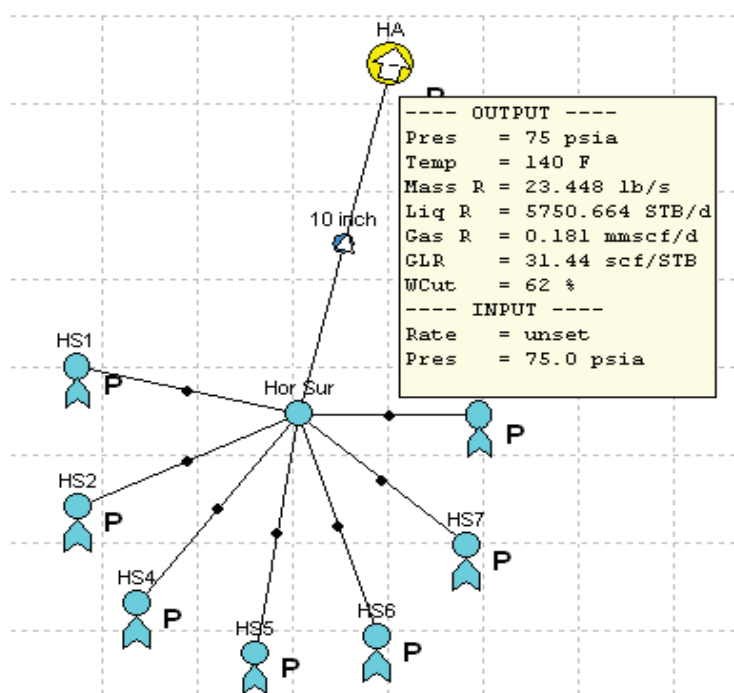


FIGURA 4.35: Condiciones a las que llega el fluido a Hormiguero A reduciendo la presión de cabeza a 462 PSI
FUENTE: PetroOriental S. A.

4.4.3 SIMULACIÓN REDUCIENDO LA PRESION DE CABEZA A 364 PSI

HORMIGUERO SUR A. Ver Figura 4.36

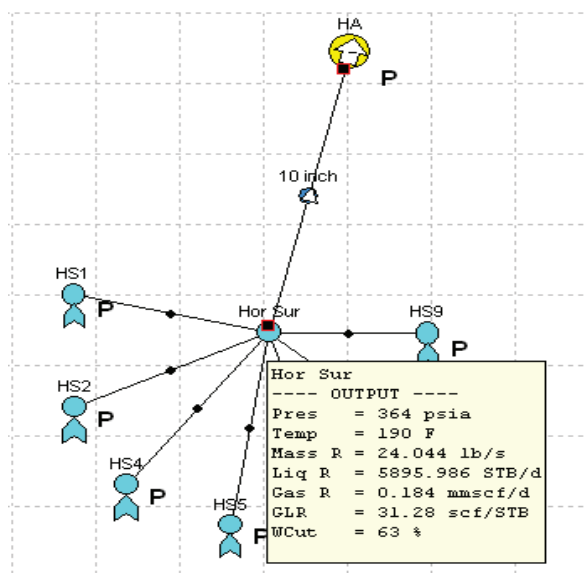


FIGURA 4.36: Condiciones a las que llega el fluido a Hormiguero Sur A reduciendo la presión de cabeza a 364 PSI
FUENTE: PetroOriental S. A.

LINEA DE 10". Ver Figura 4.37

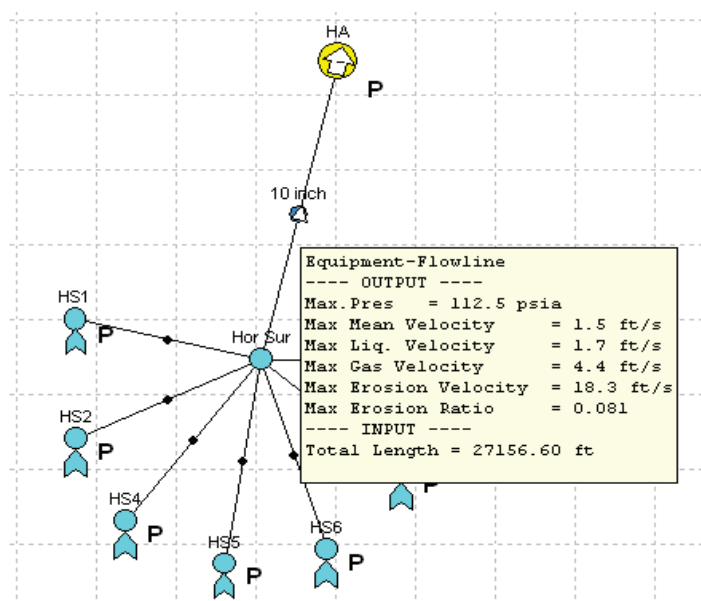


FIGURA 4.37: Condiciones del fluido en la Tubería de 10 pulgadas reduciendo la presión de cabeza a 364 PSI
FUENTE: PetroOriental S. A.

HORMIGUERO A. Ver Figura 4.38

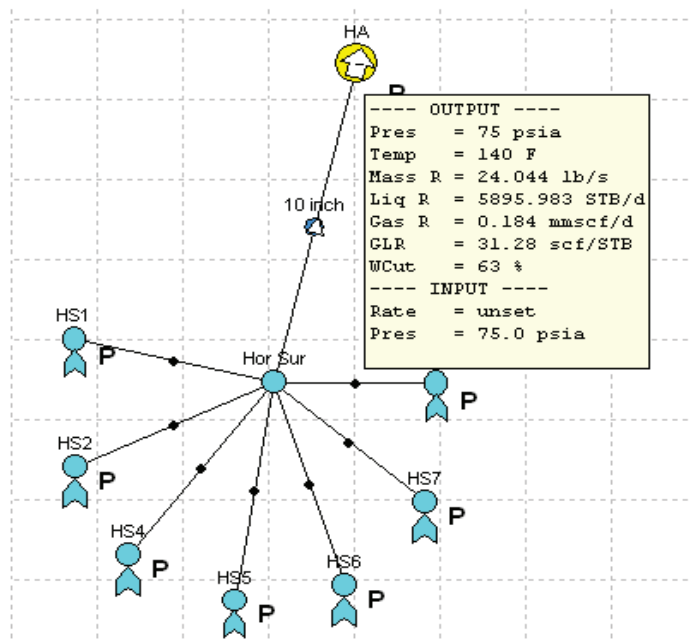


FIGURA 4.38: Condiciones a las que llega el fluido a Hormiguero A reduciendo la presión de cabeza a 364 PSI
FUENTE: PetroOriental S. A.

4.4.4 SIMULACIÓN REDUCIENDO LA PRESION DE CABEZA A 220 PSI

HRO SUR. Ver Figura 4.39

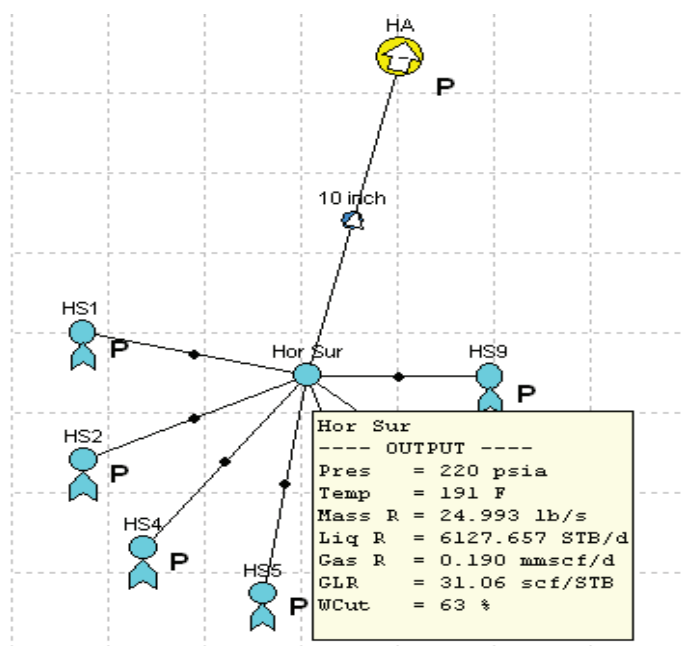


FIGURA 4.39: Condiciones a las que llega el fluido a Hormiguero Sur A reduciendo la presión de cabeza a 220 PSI
FUENTE: PetroOriental S. A.

LINEA DE 10". Ver Figura 4.40

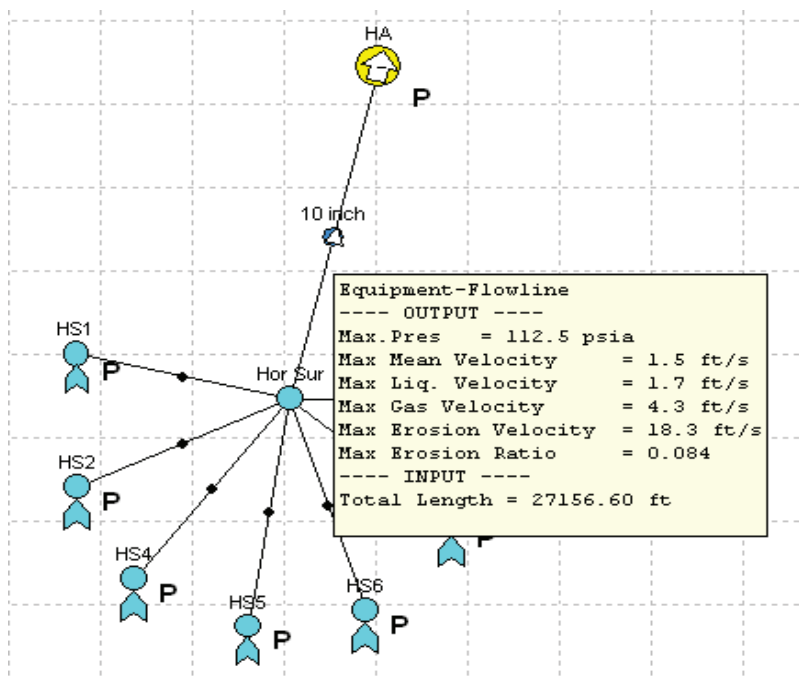


FIGURA 4.40: Condiciones del fluido en la Tubería de 10 pulgadas reduciendo la presión de cabeza a 220 PSI
FUENTE: PetroOriental S. A.

HORMIGUERO A. Ver Figura 4.41

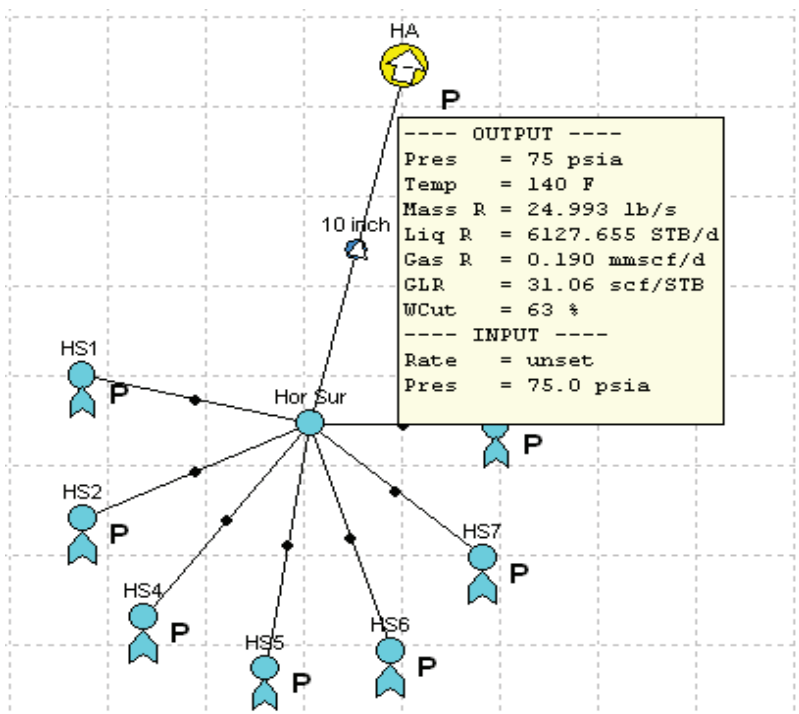


FIGURA 4.41: Condiciones a las que llega el fluido a Hormiguero A reduciendo la presión de cabeza a 220 PSI
FUENTE: PetroOriental S. A.

4.4.5 SIMULACIÓN REDUCIENDO LA PRESIÓN DE CABEZA A 138 PSI

HORMIGUERO SUR A. Ver Figura 4.42

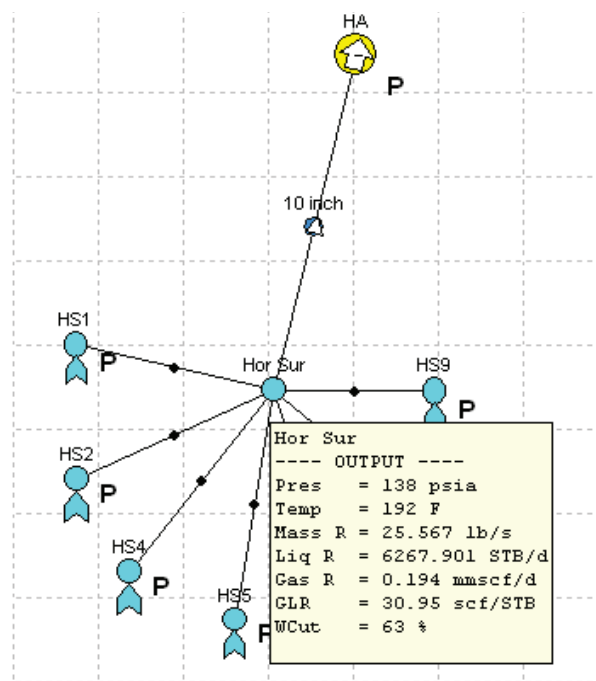


FIGURA 4.42: Condiciones a las que llega el fluido a Hormiguero Sur A reduciendo la presión de cabeza a 138 PSI
FUENTE: PetroOriental S. A.

LINEA DE 10". Ver Figura 4.43

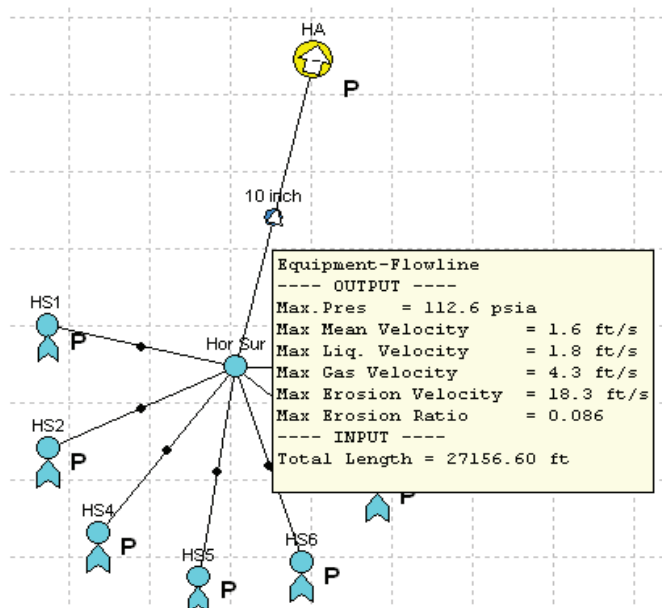


FIGURA 4.43: Condiciones del fluido en la Tubería de 10 pulgadas reduciendo la presión de cabeza a 138 PSI
FUENTE: PetroOriental S. A.

HORMIGUERO SUR A. Ver Figura 4.44

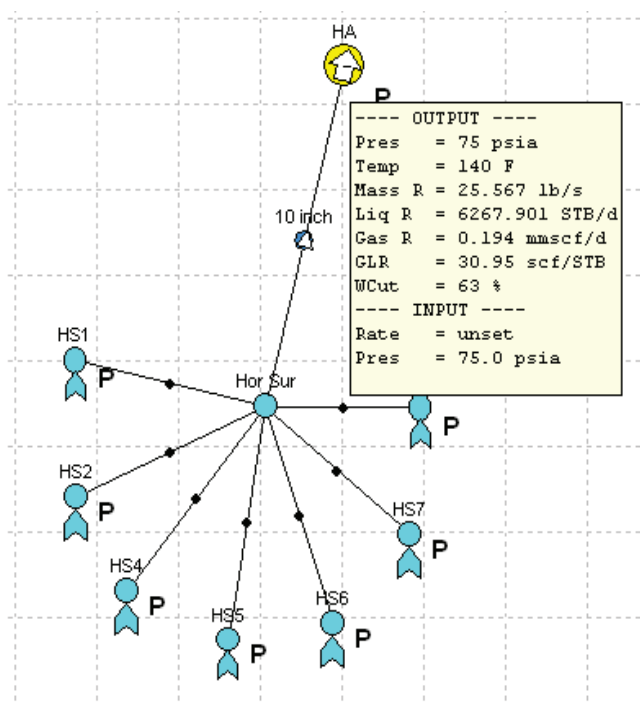


FIGURA 4.44: Condiciones a las que llega el fluido a Hormiguero A reduciendo la presión de cabeza a 138 PSI
FUENTE: PetroOriental S. A

Al disminuir la presión de cabeza en varios rangos en la entrada a Hormiguero Sur A se obtiene aumentos de producción considerables. Según la simulación realizada en el programa obtenemos los siguientes resultados mostrados en la tabla 4.31 y en la figura 4.45.

TABLA 4.31: Aumento de producción en cada simulación en PIPESIM disminuyendo la presión de cabeza.

SUMULACION No.	P ENTRADA PSI	CAUDAL FLUIDO BFPD	CAUDAL GAS mm scf/d	BSW %	INCREMENTO CAUDAL BFPD
1	522	5638.273	0.178	62	0
2	462	5750.694	0.181	62	112.421
3	364	5895.986	0.184	63	257.713
4	220	6127.647	0.19	63	489.374
5	138	6267.901	0.194	63	629.628

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

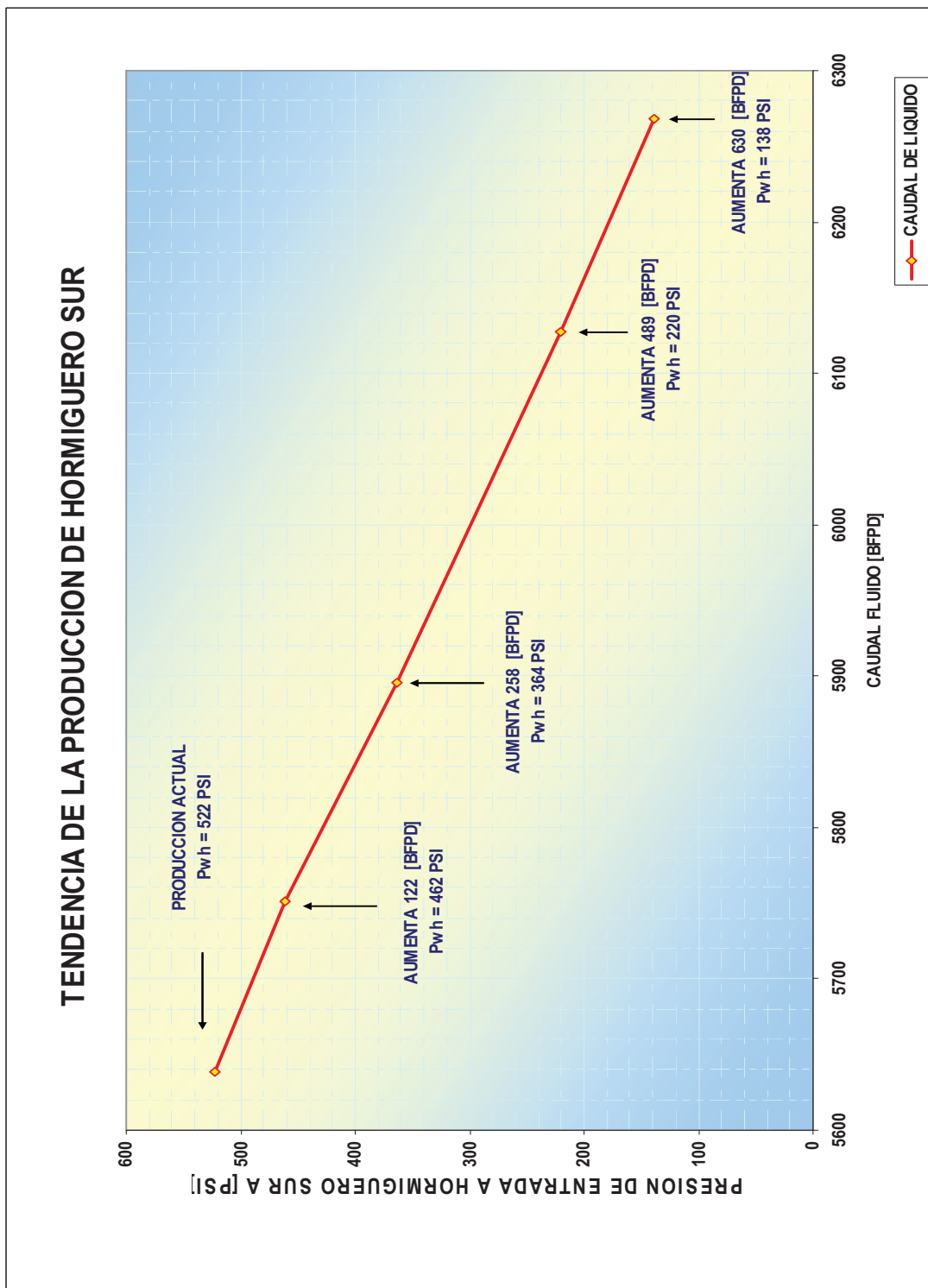


FIGURA 4.45: Aumento de producción de acuerdo a la presión de entrada de Hormiguero Sur A
FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

4.5 DISEÑO PROPUESTO DE UN POZO

Para el futuro desarrollo del campo Hormiguero Sur, se propone el diseño de una BES con datos promedio, obtenidos principalmente de las pruebas iniciales de los pozos que se encuentran produciendo actualmente de la arena Hollín Superior.

4.5.1 DATOS PROMEDIADOS. (Ver tabla 4.32)

TABLA 4.32: Datos promediados de los pozos de Hormiguero Sur que producen de Hollín Superior.

CARACTERISTICA	DATO PROMEDIADO
TOPE Hollin Superior MD (PIES):	10,846
TOPE Hollin Principal MD (PIES):	10,888
ESPESOR BRUTO TVD (PIES):	41.6
ESPESOR NETO TVD (PIES):	18.8
PROFUNDIDAD MD (PIES):	11,042
PROFUNDIDAD TVD (PIES):	10,706
INTERVALO PERFORADO MD (PIES):	10,845 – 10,875
POROSIDAD:	0.17
PERMEABILIDAD (mD):	163.8
DAÑO, S :	1
GRAVEDAD API (°):	23
FACTOR VOLUMETRICO DEL CRUDO, Bo:	1.1
CORTE DE AGUA WC (%):	16.7
FACTOR VOLUMETRICO DEL AGUA (bbl/BF):	1.03
GOR (PCS/BBL):	93
PRESION DE BURBUJA (PSIA):	305
Pwf @ datum (PSIA):	1,139
PRESION DE RESERVORIO @ datum (PSIA):	4,131
PRODUCCION INICIAL (BFPD)	770

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

4.5.2 DISEÑO PROPUESTO DE LA BES

Se realiza un análisis nodal para estimar la profundidad de asentamiento de la bomba considerando un diámetro interno de la tubería de producción de 2.992 pulg.

La tabla 4.33 muestra los datos promediados donde primero tomamos tres caudales que se encuentren alrededor del caudal estimado para determinar las Pwf y el nivel dinámico que implicaría producir a estas ratas:

TABLA 4.33: Basado en los datos promedios se estima la Pwf y el nivel dinámico a diferentes caudales.

CAUDAL:	385	770	800
Pwf:	2,635	1,139	1,022
H FLUIDO:	6,509	2,814	2,526

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Para la configuración de este modelo se consideró que la presión de cabeza fluctuaría en 480 PSI, y la gravedad específica de la mezcla es de 0.93.

Estimación de la posible profundidad de asentamiento de la bomba tomando como referencia la profundidad a mitad de perforaciones. (Ver tabla 4.30)

TABLA 4.34: Sensibilidad de las profundidades de asentamiento.

PROF DE INTAKE TVD	PROF DESCARGA TVD	PROF DESCARGA MD	Hs
FT	FT	FT	FT
10,523	10,489	10,825	0
10,223	10,189	10,525	300
9,923	9,889	10,225	600
9,623	9,589	9,925	900
9,200	9,166	9,502	1,323
8,900	8,866	9,202	1,623
8,600	8,566	8,902	1,923
8,300	8,266	8,602	2,223
8,000	7,966	8,302	2,523
7,700	7,666	8,002	2,823
7,400	7,366	7,702	3,123
7,100	7,066	7,402	3,423
6,800	6,766	7,102	3,723
6,500	6,466	6,802	4,023
6,200	6,166	6,502	4,323
5,900	5,866	6,202	4,623
5,600	5,566	5,902	4,923
5,300	5,266	5,602	5,223

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

En la tabla 4.31 se determina las presiones de succión, descarga y la que debe aportar la bomba para cada caudal propuesto, para determinar la profundidad posible a la que debemos asentar la bomba comparamos la presión de succión con la presión de burbuja.

TABLA 4.35: Sensibilidad de las profundidades de asentamiento.

PROFUNDIDAD DE INTAKE TVD FT	Phd	Psucción			Pfricción			Pdescarga			PRESION QUE APORTA LA BOMBA		
	PSI	PSI			PSI			PSI			PSI		
10,523	3,859.2	2,635	1,139	1,022	2.76	9.95	10.68	4,342	4,349	4,350	1,707	3,210	3,327
10,223	3,748.8	2,513	1,018	901	2.68	9.67	10.38	4,231	4,238	4,239	1,718	3,221	3,338
9,923	3,638.4	2,392	896	780	2.61	9.40	10.08	4,121	4,128	4,129	1,729	3,232	3,349
9,623	3,528.0	2,270	775	658	2.53	9.12	9.79	4,011	4,017	4,018	1,740	3,242	3,360
9,200	3,372.4	2,099	604	487	2.42	8.73	9.37	3,855	3,861	3,862	1,756	3,258	3,375
9,023	3,262.0	1,978	482	366	2.35	8.46	9.08	3,744	3,750	3,751	1,767	3,268	3,385
8,723	3,151.6	1,856	361	244	2.27	8.18	8.78	3,634	3,640	3,640	1,778	3,279	3,396
8,423	3,041.3	1,735	239	123	2.19	7.91	8.48	3,523	3,529	3,530	1,789	3,290	3,407
8,123	2,930.9	1,613	118	1	2.12	7.63	8.19	3,413	3,419	3,419	1,800	3,301	3,418
7,823	2,820.5	1,492	-4	-120	2.04	7.35	7.89	3,303	3,308	3,308	1,811	3,311	3,428
7,523	2,710.1	1,371	-125	-241	1.96	7.08	7.60	3,192	3,197	3,198	1,822	3,322	3,439
7,223	2,599.7	1,249	-246	-363	1.89	6.80	7.30	3,082	3,087	3,087	1,832	3,333	3,450
6,923	2,489.4	1,128	-368	-484	1.81	6.53	7.00	2,971	2,976	2,976	1,843	3,344	3,461
6,623	2,379.0	1,006	-489	-606	1.73	6.25	6.71	2,861	2,865	2,866	1,854	3,354	3,471
6,323	2,268.6	885	-611	-727	1.66	5.98	6.41	2,750	2,755	2,755	1,865	3,365	3,482
6,023	2,158.2	763	-732	-849	1.58	5.70	6.12	2,640	2,644	2,644	1,876	3,376	3,493
5,723	2,047.8	642	-853	-970	1.50	5.42	5.82	2,529	2,533	2,534	1,887	3,387	3,504

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Los colores en la tabla 4.34 nos permiten distinguir el valor escogido (naranja), el más cercano al punto de burbuja (verde) y los valores bajo este punto (celeste).

Debido a que la formación de Hollín presenta empuje hidráulico su depletación es tenue, por ello es posible tomar rangos de presiones de intake o succión no tan distantes de la presión de burbuja.

La profundidad de asentamiento de la bomba puede estar en esta configuración desde 9200 PIES hasta mitad de perforaciones, teniendo una presión de succión que excederá aproximadamente a la presión de burbuja desde los 300 PSI si consideramos que se desea producir 770 BFPD.

También la profundidad de la bomba va depender de estándares impuestos por la Dirección Nacional de Hidrocarburos donde norman la presión de fondo fluyente 1000 PSI sobre la presión de burbuja, la profundidad de asentamiento 500 PIES sobre la mitad de perforaciones. Además se toman en cuenta otros

parámetros como la velocidad del fluido que este caso no será un limitante ya que se considera al pozo que esta revestido por un casing de 7 pulgadas.

Por lo tanto, considerando todos estos parámetros se sugiere que la profundidad de asentamiento de la bomba para el diseño propuesto en TVD este a 9923 PIES

La figura 4.6 describe los resultados obtenidos:

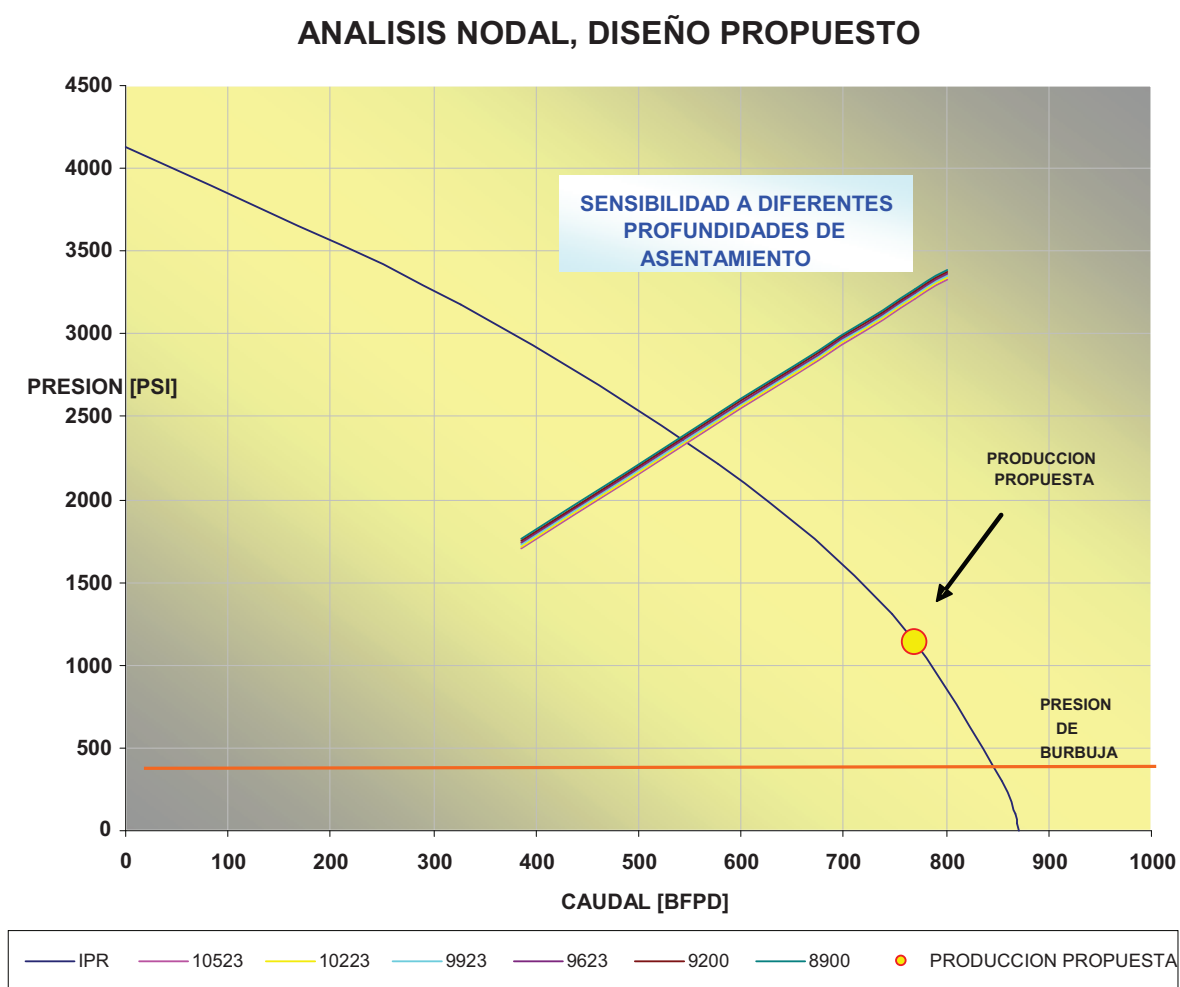


FIGURA 4.46: Análisis Nodal de Diseño Propuesto, con diferentes profundidades de asentamiento de la bomba.

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

Estimación del diámetro de la tubería de producción:

De igual manera para determinar cual sería el diámetro mas apropiado de la tubería de producción realizamos un análisis nodal donde se determine la sensibilidad del diámetro.

PARAMETRO DE PROFUNDIDAD CONSIDERADOS:

PROF INTAKE MD:	9254	PIES
PROF INTAKE TVD:	9923	PIES
PROF DESCARGA MD:	10225	PIES
PROF DESCARGA TVD:	9889	PIES

CALCULOS GENERALES:

ALTURA PERFO- SUCCION (Hs): **599.9** PIE/TVD

P COLUMNA DE FLUIDO: **3762** PSI

DIAMETRO DE TUBING: **2 3/8** ²/_{7/8} **3 1/2** OD PULGADAS

1.995 **2.32** **2.992** ID PULGADAS

Los cálculos de presiones de la bomba se presenta en la tabla 4.35

TABLA 4.36: Cálculos de presiones

CAUDAL BFPD	P _{wf} PSI	H _t PIES	P SUCCION PSI	PERDIDAS P _f			P _{DESCARGA}			P _{APORTA LA BOMBA}		
				PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	
385	2,635	6,509	2,392	18.11	8.64	2.52	4,260	4,251	4,245	1,869	1,859	1,853
770	1,139	2,814	896	65.29	31.13	9.09	4,308	4,273	4,251	3,411	3,377	3,355
800	1,022	2,526	780	70.07	33.41	9.75	4,312	4,276	4,252	3,533	3,496	3,472

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

De acuerdo a los resultados obtenidos, considerando que se desea producir 770 BFPD, los diámetros que pueden ser considerados por producir menores pérdidas de presión son la de 2 7/8 x 2.32" o 3 1/2 x 2.992 ", para poder escoger el diámetro se debería tomar en cuenta costo y la disponibilidad de la tubería.

En este caso para considerar casi despreciables las pérdidas de presión por fricción se tomará el diámetro de la tubería 3 1/2 x 2.992 ".

La figura 4.7 muestra los resultados obtenidos:

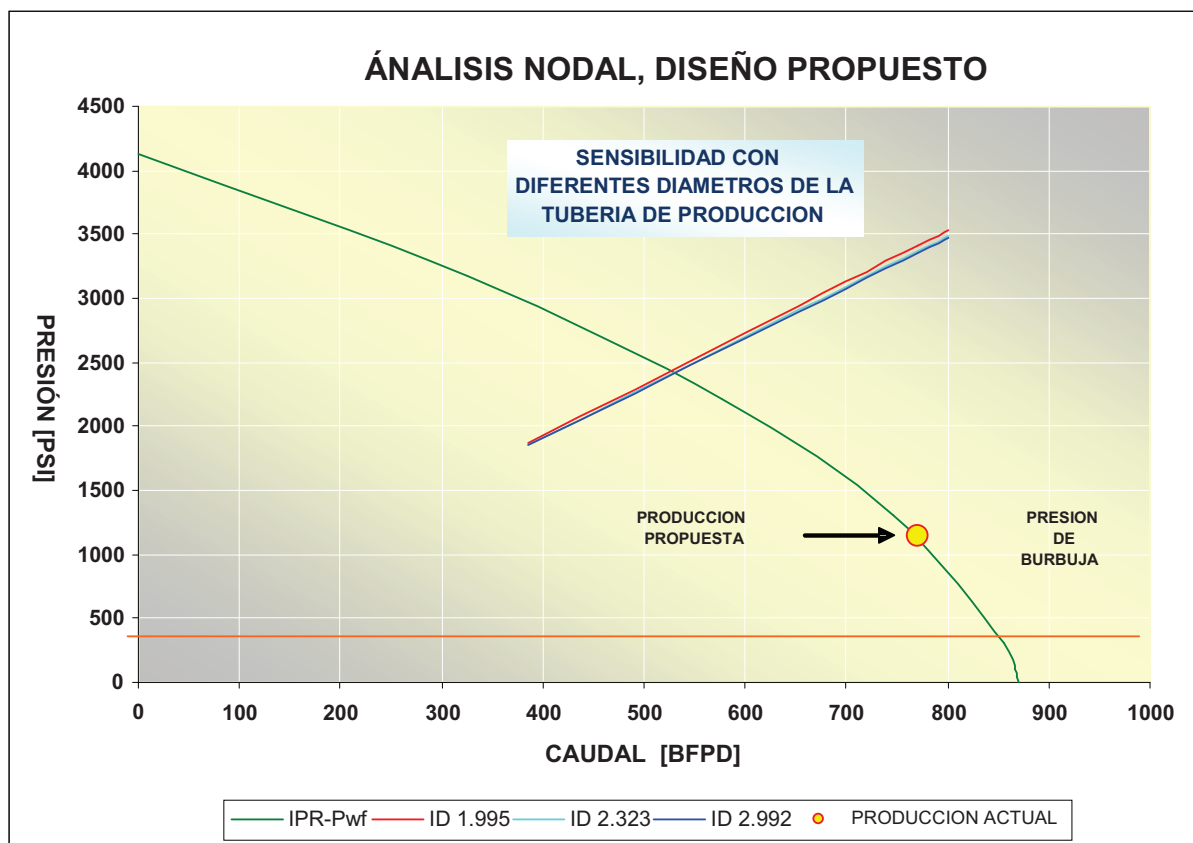


FIGURA 4.47: Análisis Nodal de Diseño Propuesto, con diferentes diámetros de tubería de producción.

FUENTE: PetroOriental S. A.

ELABORADO POR: Carolina Guerra

Propuesta del tipo de bomba y estimación del número de etapas:

Considerando el caudal al cual se desea producir y tomando en cuenta los equipos utilizados en los pozos de referencia, se podría bajar a una bomba P8 400S.

La figura 4.48 presenta la carta de la bomba 400 PS.

Para determinar del número de etapas teóricas se utilizó el procedimiento de cálculo tomado del Electrical Submersible Pumping System Handbook de Centrilift. De las cartas correspondientes a la bomba se determinó la capacidad por etapa de levantamiento en pies, y la potencia que necesita cada una de esta:

$$HEAD / ETAPA = 29.8$$

$$HP / ETAPA = 0.31$$

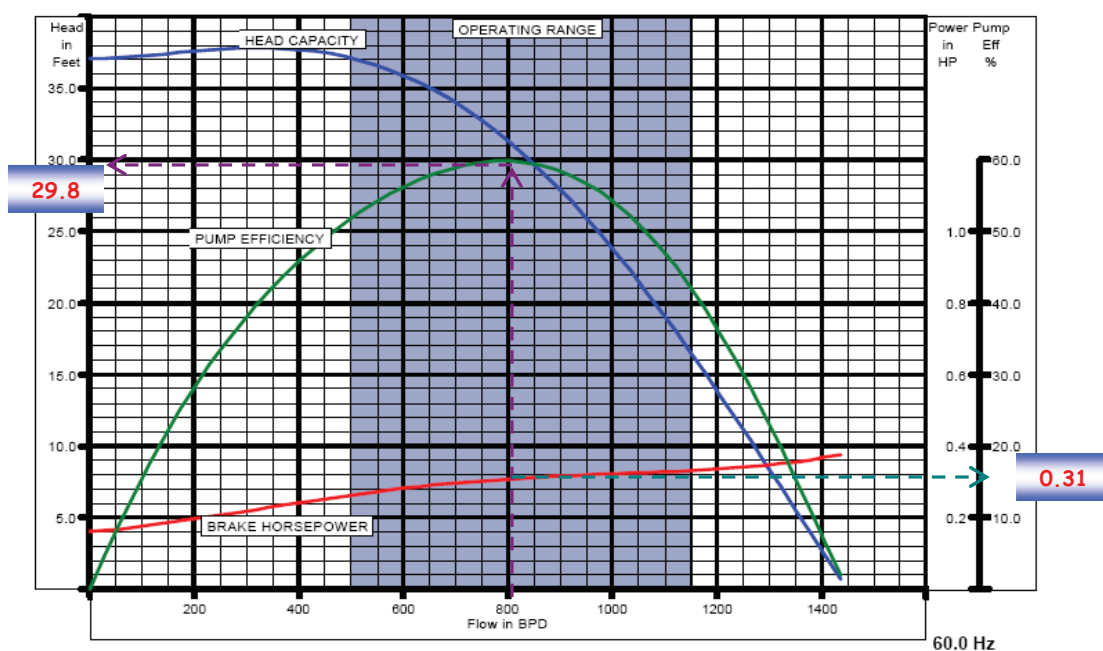


FIGURA 4.48: , Carta de la bomba 400 P8
FUENTE: Centrilift – Baker Hughes company

Capacidad de levantamiento que debe suministrar la bomba:

$$HEAD = \frac{(P_{DESCARGA} - P_{INTAKE}) * 2.31}{\gamma_{MEZCLA}} = \frac{(4128 - 896) * 2.31}{0.93} = 8027 \text{ PIES}$$

HEAD = Capacidad de levantamiento en pies.

$$No. \text{ ETAPAS TEORICAS} = \frac{HEAD}{HEAD / ETAPA} = \frac{8027}{29.8} = 269 \text{ etapas}$$

$$POTENCIA = No.ETAPAS * HP / ETAPA * \gamma_{MEZCLA} = 269 * 0.31 * 0.93 = 77.66 \text{ hp}$$

De acuerdo a la estandarización no se dispone de un número exacto de etapas en este caso se podría colocar una bomba de 276 etapas, considerando que el diseño propuesto se lo realiza para una velocidad de 60hz, para compensar la presión la presión se debería trabajar a presiones mas bajas.

4.5.3 ESQUEMA POSIBLE DEL DISEÑO PROPUESTO DE UN POZO. (Ver figura 4.49)

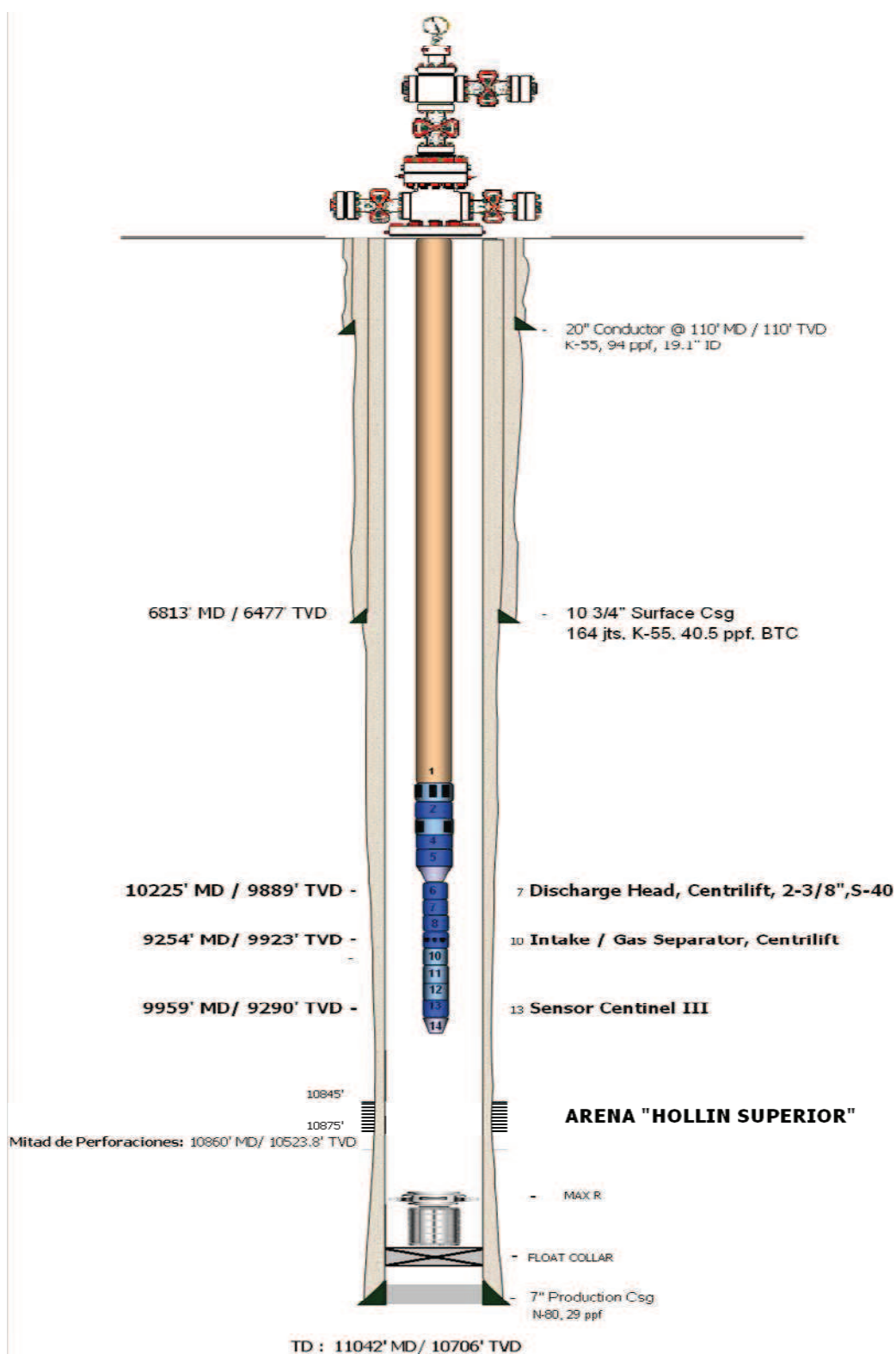


FIGURA 4.49: Esquema del pozo propuesto.
FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE COSTOS

5.1 INTRODUCCIÓN

Es importante destacar que los cambios sugeridos luego del análisis realizado en los anteriores capítulos no involucran inversiones, ni la compra de nuevas tecnologías, sino sugiere cambios en los procedimientos y estudios antes de cada intervención que mejoren la calidad y compatibilidad de los productos utilizados para las distintas operaciones, con ellos se busca minimizar el daño causado.

A partir del estudio previamente hecho, se determinó que cambios en la formulación de los fluidos que intervienen en los diferentes trabajos operativos pueden reducir el daño, por ende ayudar tanto a mantener como a aumentar la producción y consecuentemente los ingresos.

5.2 ANÁLISIS DE BENEFICIOS

Asumiendo el caso hipotético, considerado anteriormente de un pozo propuesto podemos a continuación observar como el daño afecta a la producción, el mismo que se encuentra vinculado directamente con la eficiencia de flujo (FE). Es importante destacar que este pozo es un promedio de las características de los pozos estudiados en su periodo inicial, los cuales presentaban estrechas similitudes.

En la figura 5.1 podemos observar con diferentes eficiencias de flujo el efecto que tiene el daño en la producción y los beneficios que se obtendría al disminuir el mismo en la producción. Las ventajas también se verán reflejadas en la estabilidad del yacimiento.

PetroOriental S.A, en su segunda planificación semestral del 2009 fijo una utilidad neta o **"NET BACK"** de \$ 25 por cada barril de petróleo, el mismo que fue obtenido del análisis de los costos operativos, directos, indirectos y regalías.

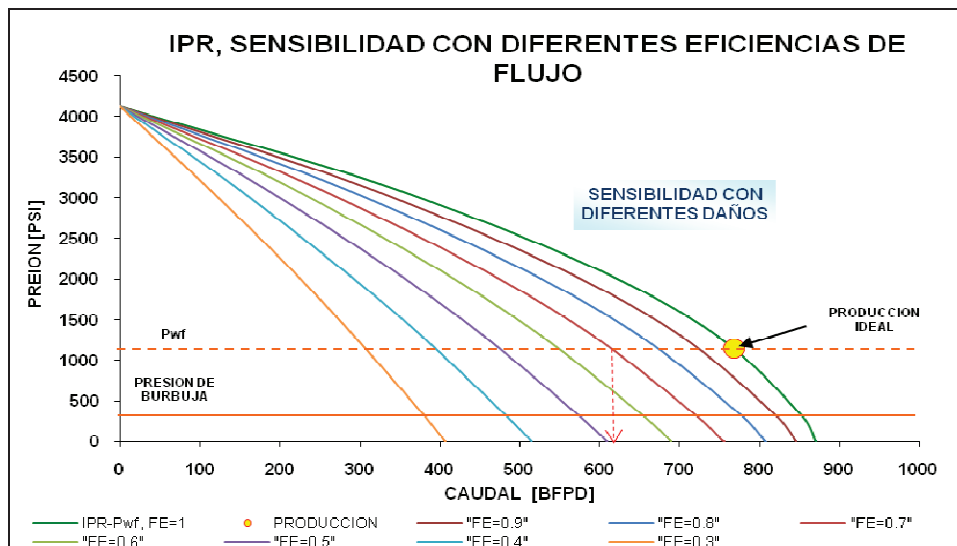


FIGURA 5.1: Curva IPR diferentes eficiencia de flujo.
FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Considerando las condiciones iniciales y relacionándolas con la producción actual de los pozos analizados (Hormiguero Sur 1, Hormiguero Sur 5 y Hormiguero Sur 9) podemos sacar un estimativo de la eficiencia de flujo, esto nos permite visualizar como afecta el daño en la producción tomando como referencia el pozo propuesto que mantiene una eficiencia de flujo de 0.8: (Ver Figura 5.2)

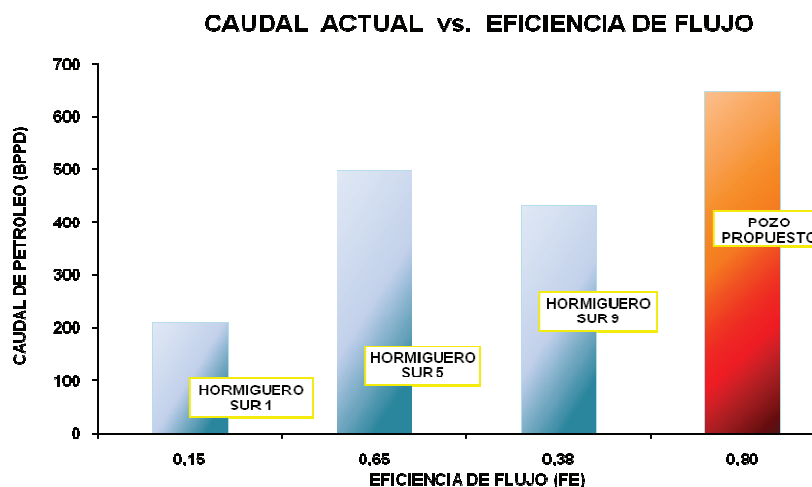


FIGURA 5.2: Relación entre el caudal y la eficiencia de flujo.
FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

Determinando la utilidad neta diaria y mensual para cada caso se obtiene una visión de cómo los pozos han disminuido sus regalías y los beneficios que se tendrías si se minimiza el daño a la formación; es importante acotar que estos pozos tienen un periodo corto de vida.

TABLA 5.1: Utilidad neta basada en la producción

POZO	CAUDAL PETROLEO (BPPD)	FE	UTILIDAD NETA DIARIA (USD)	UTILIDAD NETA MENSUAL (USD)
HORMIGUERO SUR 1	210	0.15	5250	157500
HORMIGUERO SUR 5	498	0.65	12450	373500
HORMIGUERO SUR 9	432	0.38	10800	324000
POZO PROPUESTO	649	0.80	16225	486750

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

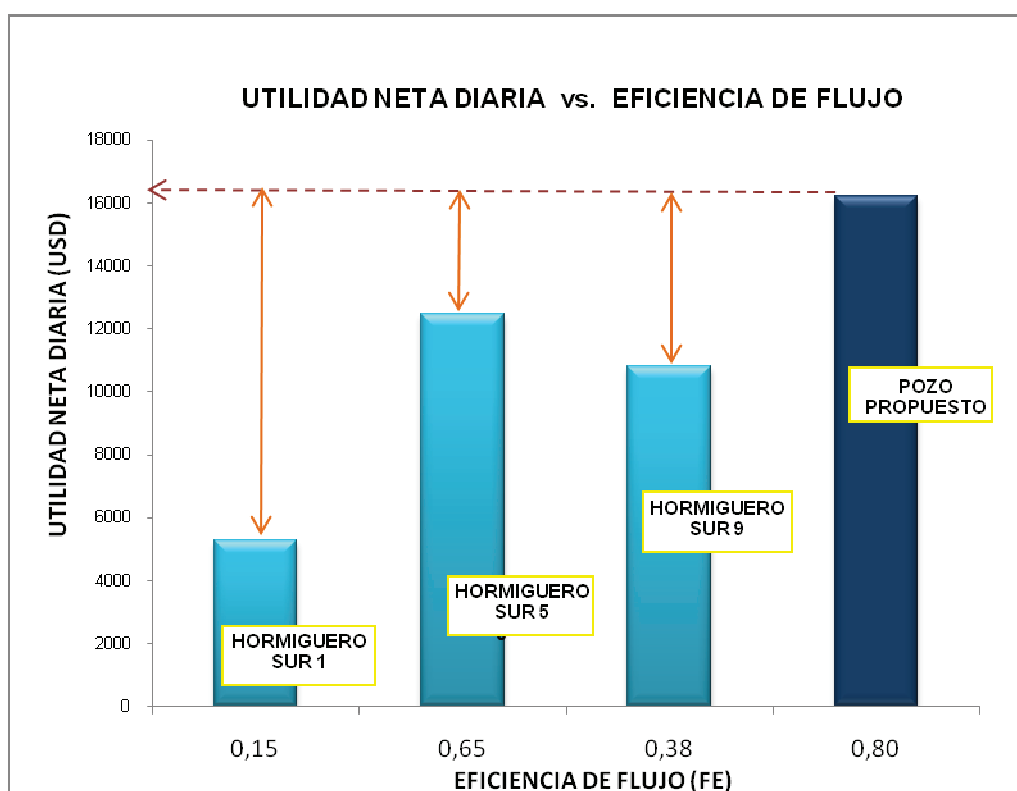


FIGURA 5.3: Relación entre la utilidad neta y la eficiencia de flujo .

FUENTE: PetroOriental S. A.
ELABORADO POR: Carolina Guerra

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- La planificación de la perforación de un nuevo pozo se la debe realizar en forma integrada, es decir, con la intervención de todos los involucrados en dicha operación: Geólogo, Geofísico, Ingeniero de Yacimientos, Ingeniero de Perforación, Ingeniero de Completación, Ingeniero de Producción, Ingeniero Químico y en una reunión posterior con las empresas de servicios que participarán del trabajo.
- Los daños artificiales que se provocan en la formación por lo general son causados por los fluidos que son utilizados en las distintas operaciones a las que está sujeto el pozo, esto dependerá de la presión que el fluido ejerza, su compatibilidad con los fluidos propios del yacimiento y además, con la matriz de la formación.
- No se presentaron problemas de derrumbes en el proceso de perforación de la arena Hollín Superior de los pozos analizados, uno de los factores que contribuyó a la prevención de este tipo de problemas fue que la dirección de los pozos, trató de seguir la dirección del mínimo esfuerzo horizontal de la roca (20° o 200° , plano horizontal), determinado en el estudio de Geomecánica de los Campos Hormiguero y Nantu.
- Las herramientas mecánicas utilizadas para construcción del pozo como la broca de perforación no provocan perjuicios en la formación.

- Las formaciones fueron perforadas con sobre balance, con un diferencial de presión (considerando las pérdidas de presión en la sarta de perforación según método API derivado de la Ley Exponencial tomado de Manual de Ingeniería FLUIDOS de Baker Hughes INTEQ) de 2,300, 2,585 y 3,120 psi en los pozos Hormiguero Sur 1, Hormiguero Sur 5 y Hormiguero Sur 9, respectivamente. La razón principal fue el uso del peso de lodo alto (valores mayores a 10 lpg), en base a las recomendaciones realizadas en el estudio de Geomecánica mencionado anteriormente. Este sobre balance pudo contribuir a la invasión de finos y fluido de perforación a la formación.
- La migración de finos también pudo darse por la presencia de caolinita en la arena Hollín Superior. Este hecho no se tomó en cuenta en la formulación del lodo, por lo que el contacto del agua con dicha arcilla no fue controlado.
- Otra causa para que se haya dado lugar a un daño de formación en los pozos estudiados es el uso de barita como material densificante en el fluido de perforación. Este tipo de daño es irreversible.
- Los tres pozos muestran una costra de lodo en la pared de la formación, lo que sugiere que hubo filtrado y que además existió un puenteo entre el fluido de perforación y la cara del yacimiento, aunque no se puede determinar el volumen de fluido que invadió la formación por el sobre balance de presión mencionado previamente.
- A pesar de haberse formado una costra de lodo en la cara de formación, el uso de barita fue un error técnico, ya que la partícula de la barita es muy variable lo cual hace difícil el control del filtrado. En Hormiguero Sur 1 particularmente se usó solamente barita, mientras que en los otros dos pozos se combinó con CaCO_3 .
- La calidad y procedencia de los fluidos que forman parte del fluido de matado no se encuentra ampliamente especificados en los reportes diarios de operaciones del taladro de reacondicionamiento. Por esto se realizaron

estudios con muestras de fluido de varios sitios, cuyos resultados se muestran más abajo.

- La producción ha declinado considerablemente de acuerdo a los historiales de producción, después de cada trabajo de reacondicionamiento y relacionándolo conjuntamente con el daño al mismo tiempo, éste aumenta. De acuerdo con su producción inicial Hormiguero Sur 1 ha disminuido su producción un 72%, Hormiguero Sur 5 un 36% y Hormiguero Sur 9 un 45%. A continuación se muestra detalladamente como la producción y el daño se han comportado después de cada trabajo de reacondicionamiento.
- Existe un daño por bloqueo de emulsión inversa (agua en aceite), así lo demuestran los resultados de todos los análisis de compatibilidad de fluidos entre el crudo tomado del pozo Hormiguero Sur 5 y las muestras de agua que fueron tomadas del río, del agua tratada de Nantu Battery y el fluido de matado que se utilizó en los trabajos de reacondicionamiento de Nantu 8.
- La presencia de escala en las etapas de la bomba y en la carcasa del sello y motor de varios equipos de fondo recuperados son una evidencia de la incompatibilidad de los fluidos que ingresan al pozo y que tiene contacto con los fluidos de la formación.
- La formulación del fluido de matado no contempla la presencia de caolinita en la matriz de la formación, esta arcilla no es inhibida por la presencia de cloruro de potasio (KCl).
- La presencia de sólidos permiten que la emulsión sea más estable.
- La estandarización de las etapas tienen un efecto negativo cuando estas se colocan en menor número que las etapas teóricamente calculadas de acuerdo a las necesidades de un pozo, lo que provoca la disminución del rango operativo de frecuencia, es decir, la BES alcanza el límite superior de frecuencia con una producción menor.

- Al simular en Autograph PC el desempeño de la bomba a condiciones actuales se obtuvo que la eficiencia de la misma en Hormiguero Sur 1 es de 31%, Hormiguero Sur 5 es de 23% y en Hormiguero Sur 9 es de 40%, esta baja eficiencia se debe a que las condiciones a las cuales fue configurada la bomba han cambiado drásticamente debido a la disminución del potencial del pozo, luego de sus últimos reacondicionamientos.
- En la misma simulación ajustada a condiciones actuales, reduciendo la presión en cabeza y manteniendo la producción, se obtuvo en los tres pozos analizados una disminución de frecuencia para la misma producción de fluido, consecuentemente un ahorro de energía y un mejoramiento en la eficiencia de la bomba.
- En los pozos Hormiguero Sur 1 y Hormiguero Sur 9 no es posible incrementar la producción, debido a que dichos pozos producen con una presión de fondo fluyente (alrededor de 400 psi al nivel del intake) muy cercana a la presión de burbuja; en Hormiguero Sur 5 por otra parte, incluso al mantener su frecuencia se logró un aumento de 80 BFPD. Este pozo tiene una presión de fondo fluyente de 1,670 psi, muy lejana a la $P_b = 305$ psi de la arena Hollín Superior.
- Las pérdidas de presión por fricción obtenidas en el análisis nodal a condiciones actuales de producción para diámetros de la tubería de producción de 2 3/8" x 1.995", 2 7/8" x 2.32" y 3 1/2" x 2.992" en Hormiguero Sur 1 fueron de 9, 4.3 y 1.3 PSI; en Hormiguero Sur 5 fueron de 36.3, 17.3 y 5.1 PSI y en Hormiguero Sur 9 fueron de 20.2, 9.6 y 2.8 PSI, respectivamente, se pudo determinar que para la tubería de 2 7/8" y 3 1/2" las pérdidas son casi despreciables esto es producto de los bajos caudales a los cuales se encuentran produciendo los pozos estudiados.
- Al realizar el análisis nodal en conjunto de los pozos de Hormiguero Sur utilizando como herramienta el software PIPESIM de Schlumberger, se

pudo determinar que las mayores pérdidas de presión se dan en el manifold situado en Hormiguero Sur A, al disminuir la presión de cabeza se calculó un aumento considerable en la producción que se detalla a continuación.

- Los cambios propuestos no involucran altos costos de inversión, ya que se involucran dentro tienen como objetivo mejorar los proceso

6.2 RECOMENDACIONES

- La perforación de nuevos pozos se debe mantener la dirección paralela a la del mínimo esfuerzo horizontal de la roca (20° o 200°) para evitar problemas de derrumbes.
- No se recomienda el uso de la barita como agente densificante en el fluido de perforación.
- Antes de formular un lodo de perforación se debería realizar un estudio granulométrico para determinar una aproximación del diámetro de poro y el tamaño promedio de la garganta poral, y finalmente estimar el tipo, la cantidad y calidad que debe tener el agente puentéate para aislar la formación productora y tener un filtrado controlado.
- Se deber utilizar tanto como agente densificante y puentéate al carbonato de calcio que cumpla con los requerimientos según la aproximación de la morfología del yacimiento que va ser perforado.
- Se debe considerar una nueva formulación del lodo de perforación, tomado en cuenta tanto el tipo de arcillas que conforman la arena productora, tanto como el peso y el estudio de Geomecánica del Campo Hormiguero y Nantu.

- Bajar a asentar el revestimiento una vez atravesada la lutita Napo Superior, para evitar un sobre balance excesivo en las zonas productoras tanto de la formación Napo como de Hollín, debido a que por su dureza y al riesgo de derrumbe tiene que perforarse con un peso de lodo alto. Sin embargo, esta idea fue rechazada por el tiempo de exposición que tendrían las lutitas de los conglomerados.
- Realizar una reformulación del fluido de matado donde se incluya tanto aditivos que prevengan la emulsión, la proliferación de bacterias, la formación de sulfatos, como la inhibición de acuerdo al tipo de arcilla, basándose en estudios de compatibilidad de fluidos, registros eléctricos de pozos vecinos y reactividad de las arcillas.
- Para los pozos productores de Hollín Superior se recomienda tomar en consideración para formular el agua de matado las pruebas ya realizadas de compatibilidad (Anexo 3.14), donde se utiliza aditivos químicos basados en surfactantes como SAFE BREAK 611 y SAFE BREAK CBF (marcas registradas de MiSwaco) para romper la emulsión.
- Se recomienda que al configurar el número de etapas las estandarizadas que van ser utilizadas sean mayores que las teóricas calculadas.
- Para poder incrementar la producción, disminuyendo la presión de cabeza en los pozos productores de Hormiguero Sur A se debe hacer una revisión de los pozos en los cuales su presión de fondo fluyente le permite aumentar su caudal.
- Hacer una optimización del diseño del manifold de tal manera que la presión con la cual debe entrar para vencer las pérdidas de presión por fricción disminuya.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Baker Hughes Centrilift. (2007). Submersible Pump Hand book, Pumping Systems, Oklahoma
- Baker Hughes INTEQ. (1998). Fluidos, Manual de Ingeniería. USA
- Baroid Drilling Fluids, Inc. (1988). Baroid Fluids Handbook. Houston, USA.
- Core Lab Reservoir Optimization. Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies. , Course Project.
- Dowell Schlumberger, Fundamentos Teóricos y Sistemas de Dowell Schlumberger Drilling Fluids. Venezuela.
- Dr. Rincón Mora A. (2002). Aspectos de Yacimientos de Crudos Pesados. Caracas.
- ENCAN Ecuador & Schlumberger. (2004). Hormiguero Field Geomechanical Workshop. Ecuador
- International Drilling Fluids.(1988). Technical Manual, for Drilling, Completion and Workover Fluids. United Kingdom.
- López Bowen, R. y Magaly Ordoñez S. (2007). Diseño de un fluido de completación que prevenga el daño de formación en pozos del Oriente Ecuatoriano. Escuela Politecnica Nacional.
- Oil & Gas Consultants International Inc. (1991). Production Optimization Using Nodal Analysis. USA. Dale Beggs H.
- Patiño Torres, Y. (2002). Selección de un sistema de fluidos de perforación y completación para las formaciones productoras del Oriente Ecuatoriano. Escuela Politecnica Nacional. Quito
- Rike Service, INC. (2006). Better Workovers: Results & Costs, Houston.

- Schlumberger. (2000). Completions Hydraulics Handbook. American Edition
- C. Smith, G. Tracy y Farrar Larce. (1999). Emphasizes the Solution of Common Reservoir Problems. Volumen 1 – Volumen 2. Oil & Gas Consultants International, USA.
- Apuntes de la materia de Sistemas de Producción. (2008). Ing Carlos Román.
- Apuntes de la materia de Perforación. (2007-2008). Ing Angel Ushiña.
- Ruiz Rodrigo. (2008). Conceptos Well Performance. www.oilproduction.net
- Qmax Ecuador S. A. (2007). Hojas Técnicas de Productos para fluidos de perforación.
- <http://www.monografias.com/trabajos15/danio-formacion/danio-formacion.shtml>

SIMBOLOGÍA

Pwf	= Presión de fondo fluyente, PSI
Pr	= Presión de reservorio, PSI
Qo	= Caudal de petróleo, BPPD
IP	= Índice de productividad
γ_o	= Gravedad específica del petróleo
γ_{MEZCLA}	= Gravedad específica del fluido (Mezcla de agua y petróleo)
Ht	= Altura dinámica del fluido, FT
Hs	= Intervalo entre la profundidad de disparos y la profundidad de descarga, FT
Hd	= Profundidad de descarga, FT
F	= Coeficiente de pérdidas de presión por fricción de Hazen Williamas
C	= Factor de rugosidad de la tubería, se considera 120
ID	= Diámetro interno de la tubería de producción, IN
Phd	= Presión ejercida por la columna de fluido en la tubería de producción, PSI
Pf	= Pérdidas de presión en la tubería por fricción, PSI
Pwh	= Presión de cabeza, PSI
P_{DESCARGA}	= Presión a cual sale de la bomba, PSI
ΔP_{skin}	= Pérdidas de presión debido al daño
q	= Caudal de fluido; BPD
μ_o	= Viscosidad del petróleo, cp
Bo	= Factor volumétrico del petróleo
K	= permeabilidad, md
h	= Espesor neto de la arena productora, pies

GLOSARIO

CATION.- Es un ion (átomo o molécula) con carga eléctrica positiva, esto es, con defecto de electrones. Los cationes se describen con un estado de oxidación positivo. Las sales típicamente están formadas por cationes y aniones (aunque el enlace nunca es puramente iónico, siempre hay una contribución covalente).

ANION.- Es un ion (átomo o molécula) con carga eléctrica negativa, es decir, con exceso de electrones. Los aniones se describen con un estado de oxidación negativo. De o en relación a una molécula con un polar, soluble en agua grupo unido a un no polares, el agua de la cadena de hidrocarburos insolubles.

HIDROFILICO.- Se refiere a una propiedad física de una molécula que puede transitoriamente vínculo con el agua (H_2O) a través de puentes de hidrógeno. Esta es termodinámicamente favorable, y hace que estas moléculas solubles, no sólo en el agua, sino también en otros disolventes polares. Hay partes hidrofílicas e hidrofóbicas de la membrana de la célula.

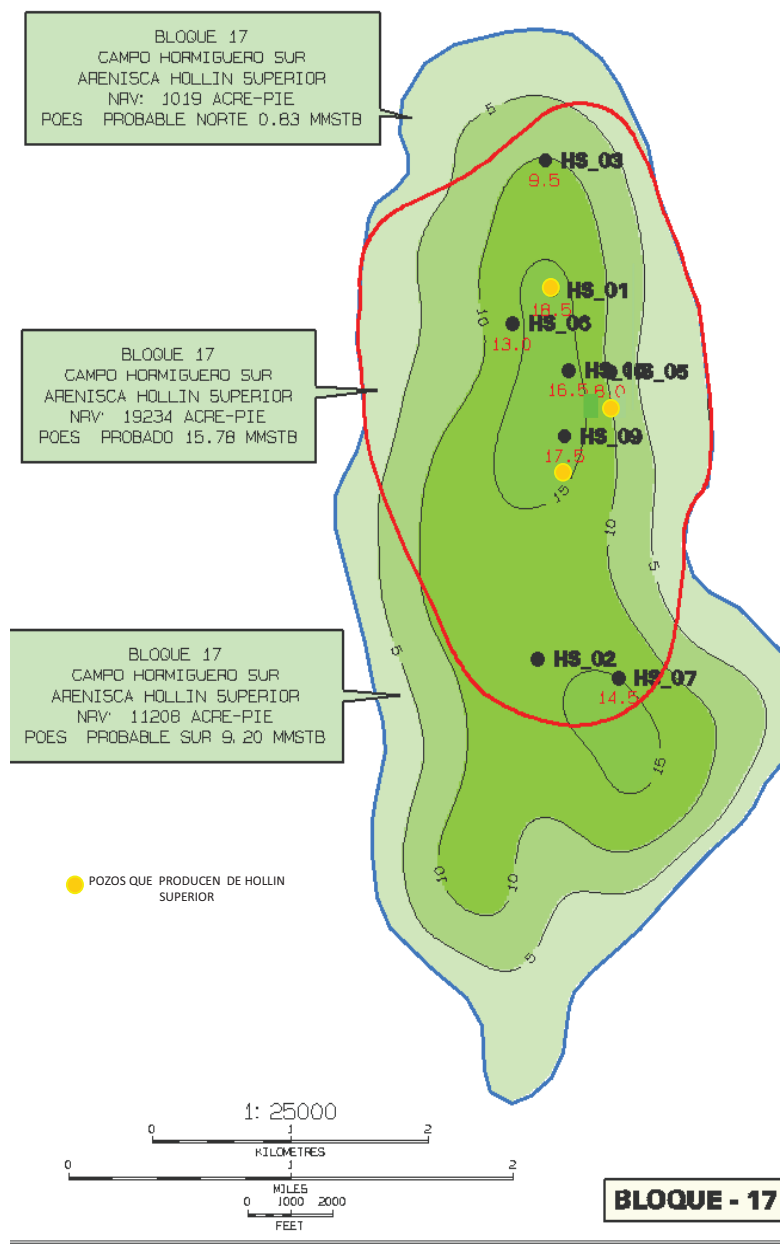
LIPOFILICO.- Se refiere a la capacidad de un compuesto químico para disolver las grasas, los aceites, los lípidos y solventes no polares como el hexano o tolueno. Las sustancias lipofílicas tienden a disolverse en otras sustancias lipofílicas, mientras que hidrofílicas (*amantes del agua*) las sustancias tienden a disolverse en el agua y otras sustancias hidrófilas.

PRESION CAPILAR.- Cuando dos o más líquidos de coexistir en un sistema de los capilares, la combinación de la tensión superficial y la curvatura de los capilares, debido a causas de las dos fases de experimentar diferentes presiones La diferencia entre las presiones de los dos fases se conoce como la presión capilar.

EMULSION.- Consiste en una dispersión de las dos fases no miscibles entre sí, como en general una mezcla de una fase acuosa y una fase oleosa. Una emulsión es directa cuando se tiene gotas de aceite dispersas en una fase acuosa y como emulsión inversa cuando se cuenta con gotas de agua dispersas en una fase.

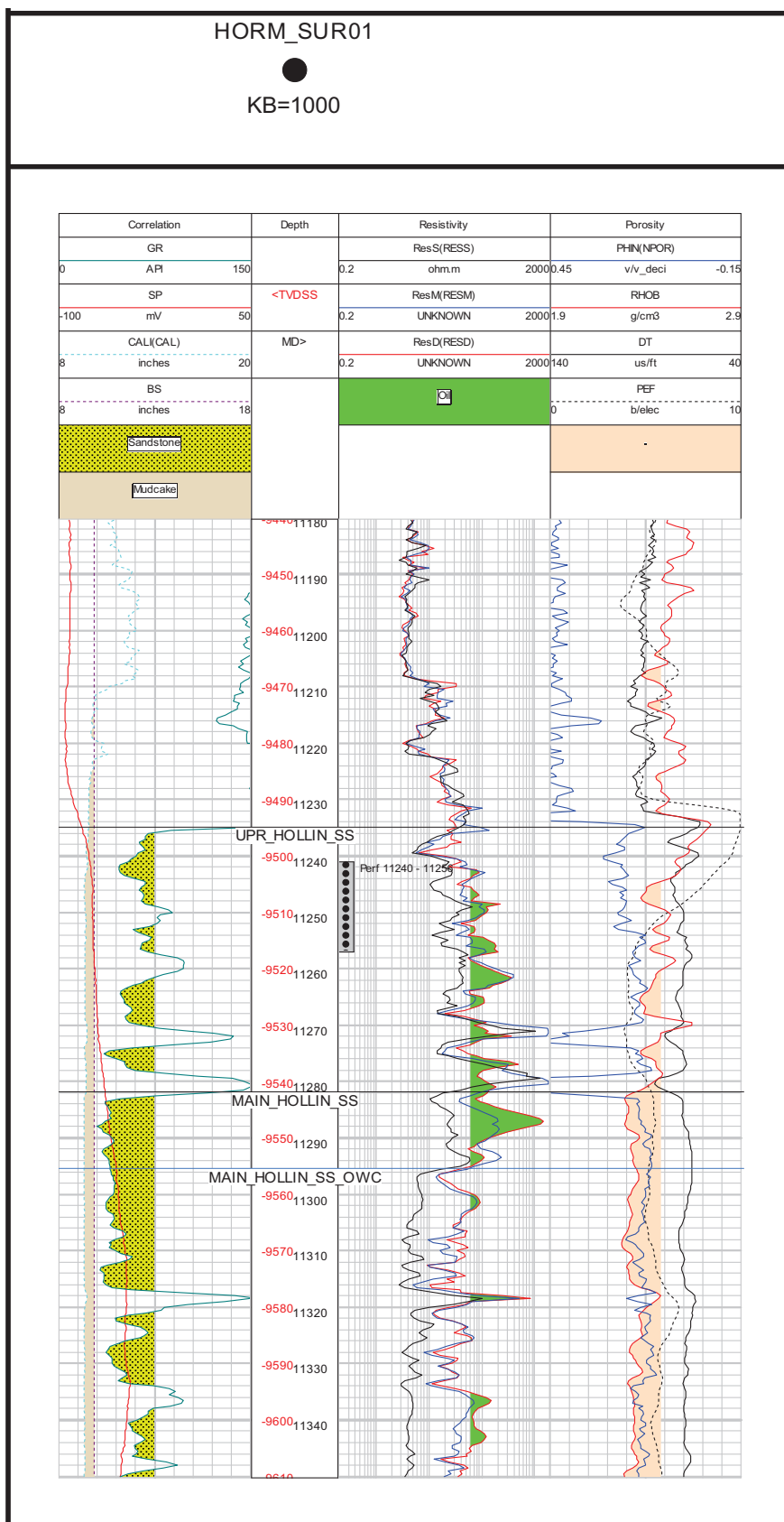
ANEXOS

ANEXO 1.1: Mapa de espesor neto de la arenisca Hollín Superior con los respectivos pozos que producen de la misma.



FUENTE: PetroOriental S. A.

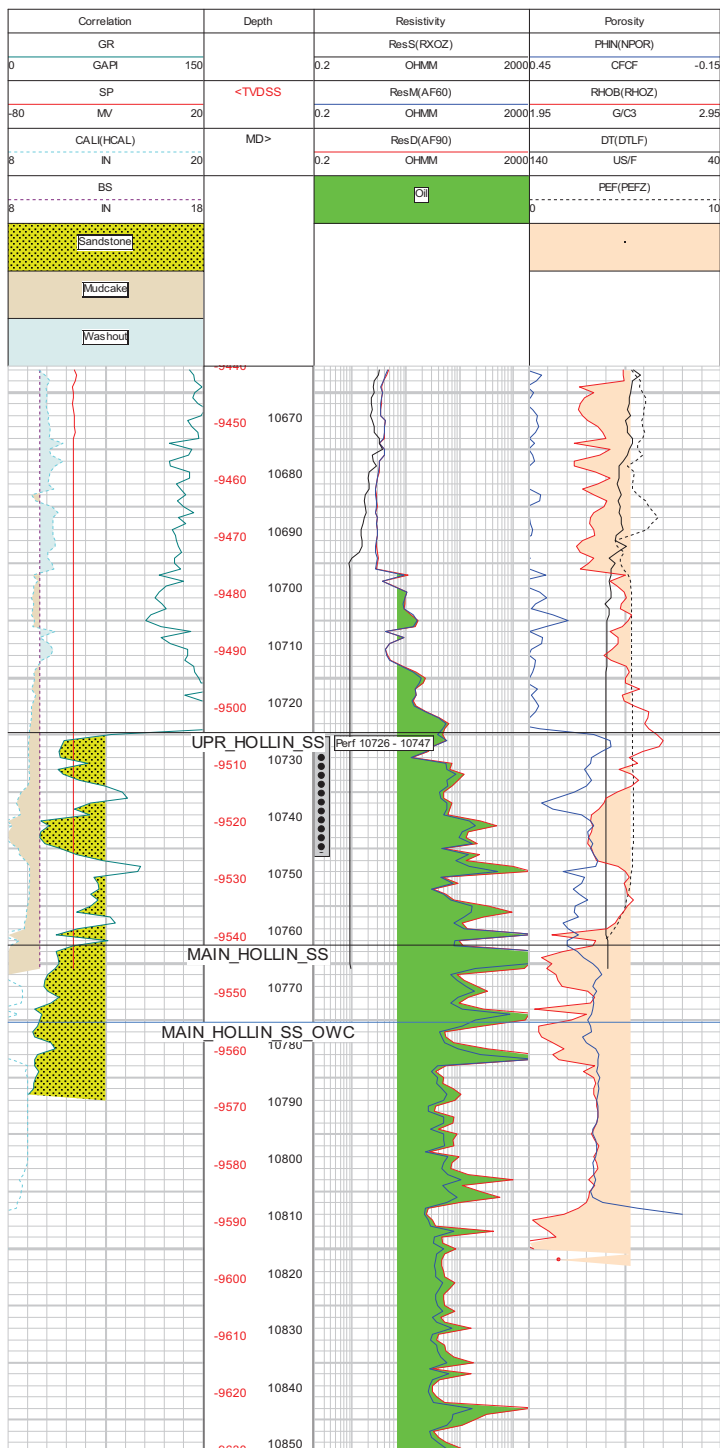
ANEXO 2.1: Registro Eléctrico de Hormiguero Sur 1



ANEXO 2.2: Registro Eléctrico de Hormiguero Sur 5

HORM_SUR05

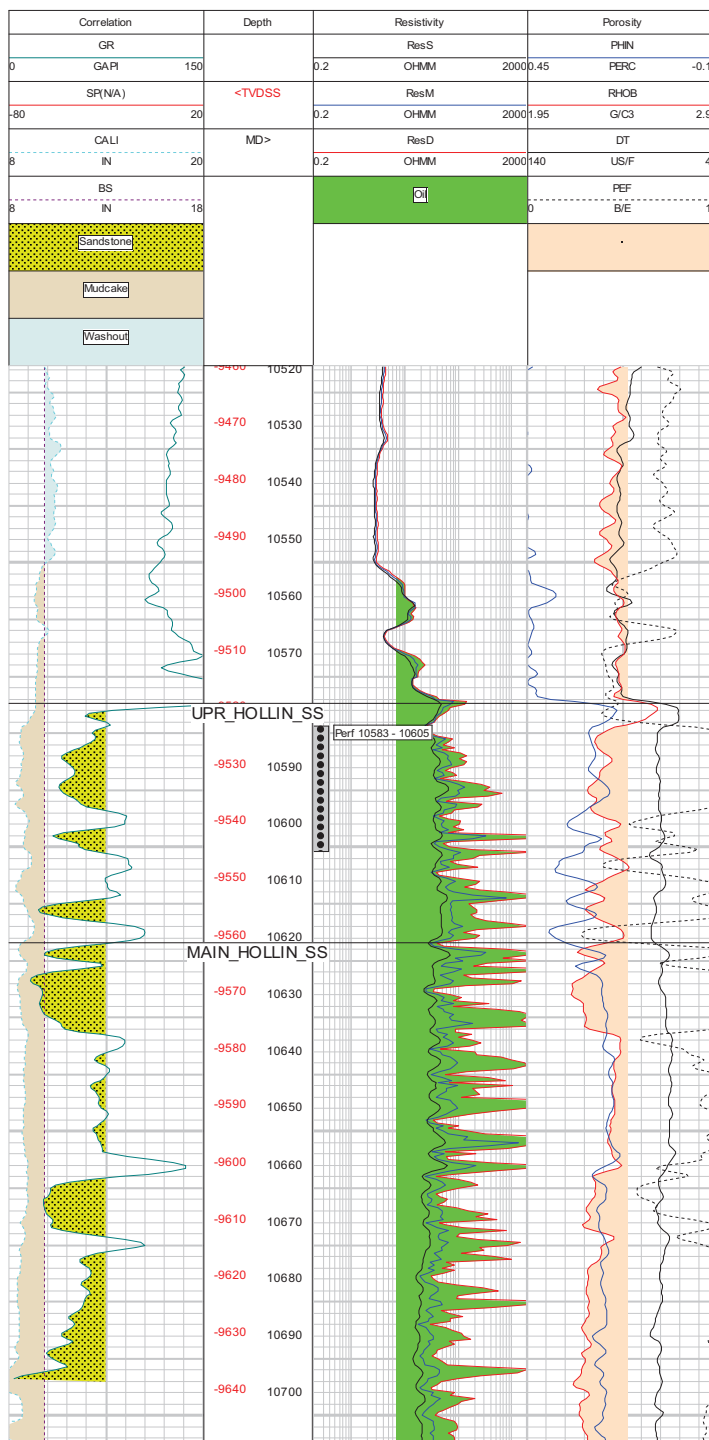
KB=1005



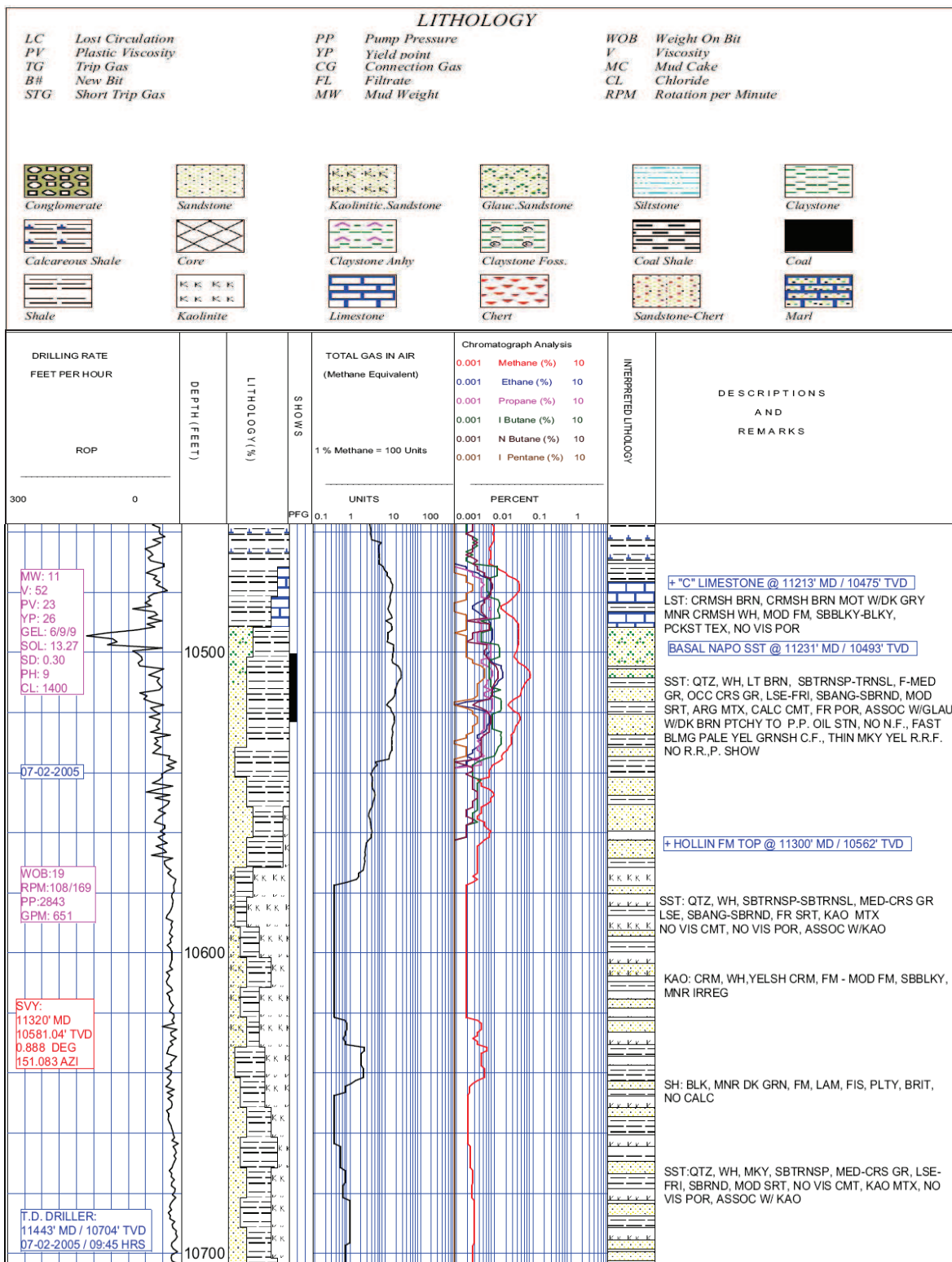
ANEXO 2.3: Registro Eléctrico de Hormiguero Sur 9

HORM_SUR09

KB=1005

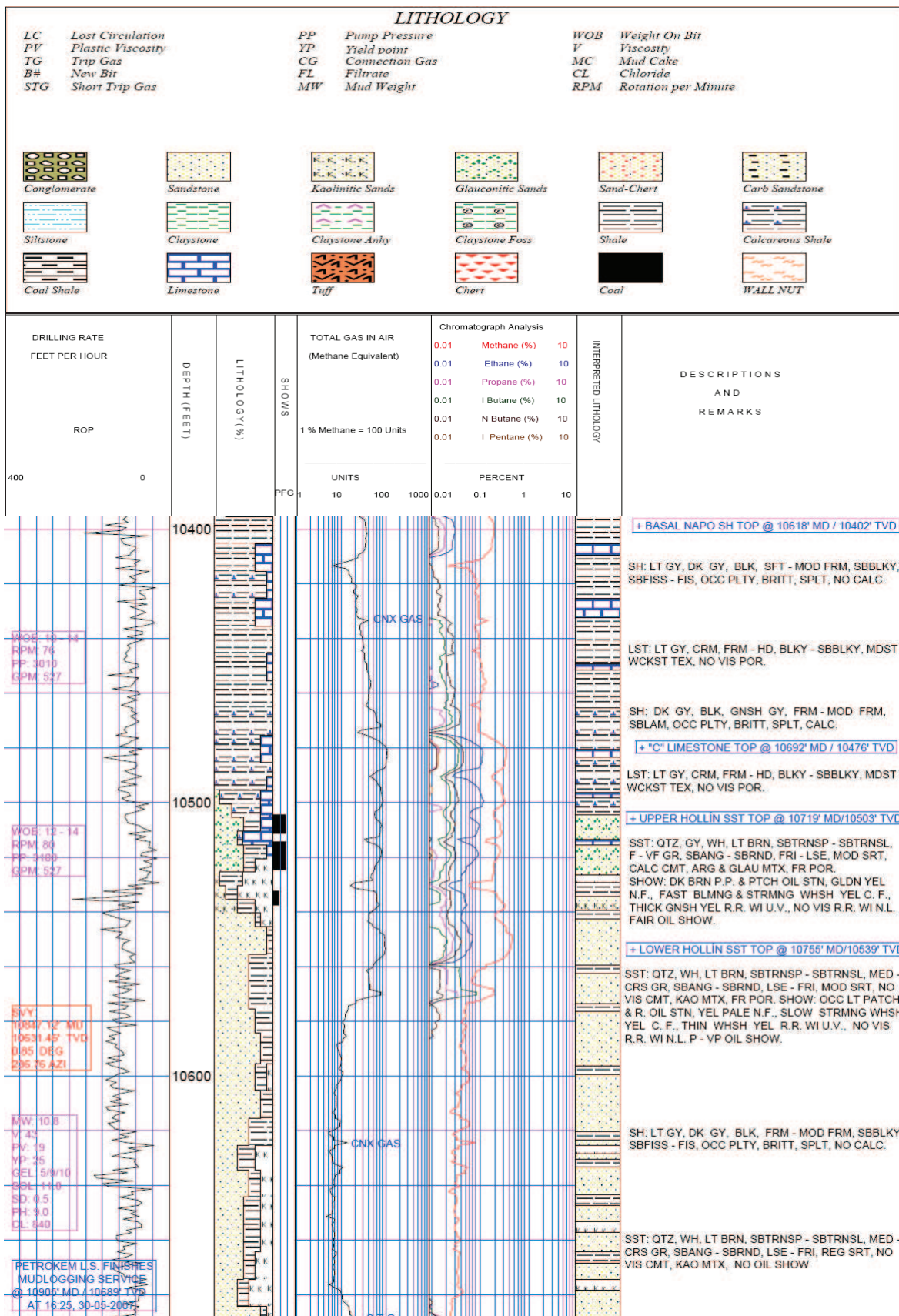


ANEXO 2.4: Registro Litológico de Hormiguero Sur 1



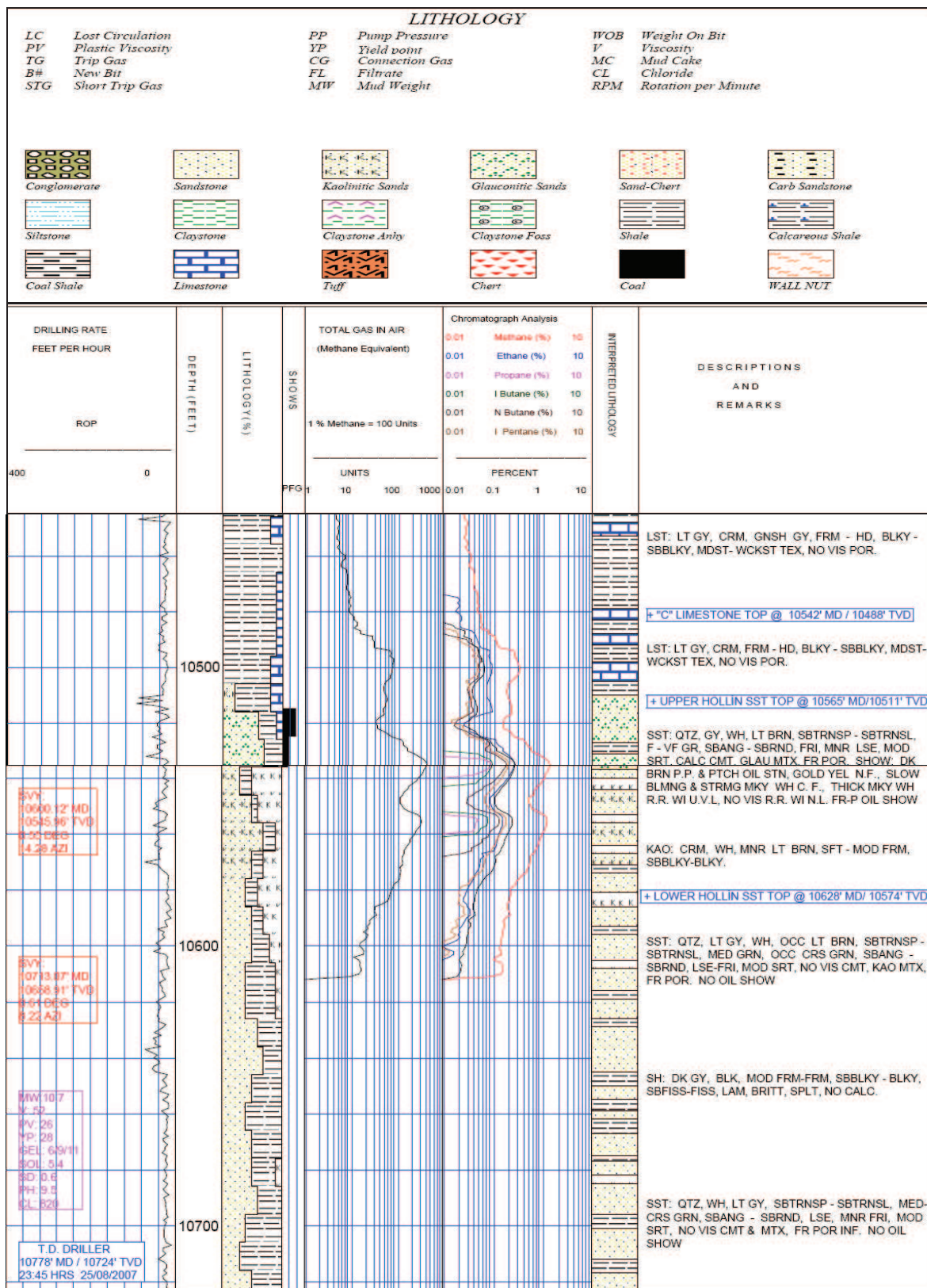
FUENTE: PetroOriental S. A.

ANEXO 2.5: Registro Litológico de Hormiguero Sur 5



FUENTE: PetroOriental S. A.

ANEXO 2.6: Registro Litológico de Hormiguero Sur 9



FUENTE: PetroOriental S. A.

ANEXO 2.7: Ejemplo del proceso seguido para establecer la hidráulica del fluido de perforación.

Para ello se siguió el proceso establecido en el Manual de Fluidos Baker Hughes y se consideraron los datos de Hormiguero Sur 1.

DATOS GENERALES :

DENSIDAD LODO	11	LPG
PROFUNDIDAD	10704	PIES
CAUDAL TOTAL	660	GPM

VISCOSIDADES		
Ø600	72	(lbs/100 pies)
Ø300	49	(lbs/100 pies)
Ø200	39	(lbs/100 pies)
Ø100	26	(lbs/100 pies)
Ø6	6	(lbs/100 pies)
Ø3	5	(lbs/100 pies)

ZONA	OD	ID	OD ANULAR	LONG-SARTA	DESCRIPCION
1	5	4,624	10,05	7089	5" Drilling pipe in hole
2	5	4,624	9,875	3553,59	5" Drilling pipe in casing
3	5	3	9,875	510,82	17 x 5" HWDP
4	6,375	3	9,875	32,4	Jars
5	5	3	9,875	90,16	3 x 5" HWDP
6	6,5	3	9,875	91,2	3 x 6 1/2" DC
7	6,75	2,81	9,875	3,68	Crossover
8	6,75	5,11	9,875	5,43	9-1/2" Stabilizer
9	6,88	2,81	9,875	30,98	NM DC (w/ Totco Ring)
10	6,5	2,81	9,875	5,85	9-3/4" Stabilizer
11	6,5	2,75	9,875	29,99	8" PDM & 9 7/8" PDC Bit

PERDIDAS DE PRESION

SARTA DE PERFORACION

VELOCIDAD PROMEDIO (FT/SEG):

FORMULA UTILIZADA

$$V_p = \frac{0.408 \times Q}{DI^2}$$

ZONA	V _p
1	12,59
2	12,59
3	29,92
4	29,92
5	29,92
6	29,92
7	34,10
8	10,31
9	34,10
10	34,10
11	35,61

INDICE DE FLUJO :

INDICE DE CONSISTENCIA :

FORMULA UTILIZADA

$$n_p = 3.32 \times \log\left(\frac{\theta 600}{\theta 300}\right)$$

np
0,554892902

ReL:

FORMULA UTILIZADA

$$ReL = 3470 - 1370(n_p)$$

ReL
2709,796724

FORMULA UTILIZADA

$$K_p = \frac{5.11 \times \theta 600}{1022^{n_p}}$$

np
7,86738592

ReT:

FORMULA UTILIZADA

$$ReT = 4270 - 1370(n_p)$$

ReT
3509,79672

VISCOSIDADES EFECTIVAS:

FORMULA UTILIZADA

$$\mu_{ep} = 100K_p \left(\frac{96V_p}{ID_{DP}}\right)^{np-1}$$

ZONA	
1	66,042
2	66,042
3	37,061
4	37,061
5	37,061
6	37,061
7	33,960
8	75,470
9	33,960
10	33,960
11	32,996

NUMERO DE REYNOLDS:

FORMULA UTILIZADA

$$N_{Rep} = \frac{928 \times D_{eff} \times V_p \times P_{lodo}}{\mu_{ep} \left(\frac{3n_p + 1}{4n_p}\right)^{np}}$$

ZONA	Rep
1	8133,23084
2	8133,23084
3	22338,9091
4	22338,9091
5	22338,9091
6	22338,9091
7	26026,7514
8	6440,25368
9	26026,7514
10	26026,7514
11	27372,2433

REGIMEN:

FORMULA UTILIZADA

Rep < ReL	LAMINAR
Rep > ReT	TURBULENTO
ReL < Rep < ReT	TRANSITORIO

ZONA	REGIMEN
1	TURBULENTO
2	TURBULENTO
3	TURBULENTO
4	TURBULENTO
5	TURBULENTO
6	TURBULENTO
7	TURBULENTO
8	TURBULENTO
9	TURBULENTO
10	TURBULENTO
11	TURBULENTO

FACTOR DE FRICCION:

FORMULA UTILIZADA

LAMINAR

$$f_p = \frac{16}{Re_p}$$

TURBULENTO

$$f_p = \frac{(\log n_p + 3.93) \div 50}{Re_p^{(1.75 - \log n_p) \div 7}}$$

TRANSITORIO

$$f_p = \left[\frac{Re_p - Re_L}{800} \right] \left[\frac{(\log n_p + 3.93) \div 50}{Re_L^{(1.75 - \log n_p) \div 7}} - \frac{16}{Re_L} \right]$$

ZONA	f_p
1	0,00556854
2	0,00556854
3	0,00416876
4	0,00416876
5	0,00416876
6	0,00416876
7	0,00399018
8	0,00595367
9	0,00399018
10	0,00399018
11	0,00393297

PERDIDAS DE PRESION:

FORMULA UTILIZADA

$$PDi = \frac{f \times V_p^2 \times \rho_{\text{todo}} \times L}{25.81 \times ID_{DP}}$$

Pp TOTAL	1303
-----------------	-------------

ZONA	
1	577,10
2	289,29
3	270,82
4	17,18
5	47,80
6	48,35
7	2,59
8	0,29
9	21,80
10	4,12
11	23,18

ESPACIO ANULAR

VELOCIDAD PROMEDIO (FT/SEG):

FORMULA UTILIZADA

$$V_a = \frac{0.408 \times Q}{ID^2_{HOLE} - OD^2_{DP}}$$

ZONA	V_p
1	3,543
2	3,713
3	3,713
4	4,735
5	3,713
6	4,872
7	5,183
8	5,183
9	5,366
10	4,872
11	4,872

INDICE DE FLUJO :

FORMULA UTILIZADA

$$n_a = 0.5 \times \log \left(\frac{\theta 300}{\theta 3} \right)$$

na

0,495613038

INDICE DE CONSISTENCIA:

FORMULA UTILIZADA

$$K_a = \frac{5.11 \times \theta 300}{511^{n_a}}$$

ka

11,3838266

ReL:

FORMULA UTILIZADA

$$Re L = 3470 - 1370 (n_a)$$

ReL
2791,010138

ReT:

FORMULA UTILIZADA

$$Re T = 4270 - 1370 (n_a)$$

ReT
3591,01014

VISCOSIDADES EFECTIVAS:

FORMULA UTILIZADA

$$\mu_{ea} = 100K_a \left(\frac{144V_a}{ID_{HOLE} - OD_{DP}} \right)^{n_a - 1}$$

ZONA	
1	110,986759
2	106,477532
3	106,477532
4	79,6994664
5	106,477532
6	77,1260589
7	71,912298
8	71,912298
9	69,1662603
10	77,1260589
11	77,1260589

NUMERO DE REYNOLDS:

FORMULA UTILIZADA

$$N_{Rea} = \frac{928 \times D_{eff} \times V_a \times P_{lodo}}{\mu_{ea} \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{na}}$$

ZONA	Rep
1	1423,85351
2	1501,61303
3	1501,61303
4	1836,38696
5	1501,61303
6	1883,17435
7	1989,33607
8	1989,33607
9	2052,26884
10	1883,17435
11	1883,17435

REGIMEN:

FORMULA UTILIZADA

Rep < ReL	LAMINAR
Rep > ReT	TURBULENTO
ReL < Rec < ReT	TRANSITORIO

ZONA	REGIMEN
1	LAMINAR
2	LAMINAR
3	LAMINAR
4	LAMINAR
5	LAMINAR
6	LAMINAR
7	LAMINAR
8	LAMINAR
9	LAMINAR
10	LAMINAR
11	LAMINAR

FACTOR DE FRICCIÓN:

FORMULA UTILIZADA

LAMINAR

$$f_a = \frac{24}{(N_{Re})}$$

TURBULENTO

$$f_a = \frac{(\log \frac{n_a}{a} + 3.93)}{Re} \div 50$$

TRANSITORIO

$$f_a = \left[\frac{Re - ReL}{800} \right] \left[\frac{(\log \frac{n_a}{a} + 3.93) + 50}{ReL^{1.75 \log \frac{n_a}{a} + 7}} \right] \frac{24}{ReL}$$

ZONA	f_p
1	0,01685567
2	0,01598281
3	0,01598281
4	0,01306914
5	0,01598281
6	0,01274444
7	0,01206433
8	0,01206433
9	0,01169437
10	0,01274444
11	0,01274444

PERDIDAS DE PRESION:

FORMULA UTILIZADA

$$Pa = \frac{f \times V_a^2 \times P_{lodo}}{25.81 \times (ID_{HOLE} - OD_{DP})} \times L$$

P TOTAL	214,5
----------------	--------------

ZONA	
1	126,59
2	68,47
3	9,84
4	1,16
5	1,74
6	3,48
7	0,16
8	0,24
9	1,48
10	0,22
11	1,15

DENSIDAD DE CIRCULACION EQUIVALENTE:

FORMULA UTILIZADA

$$ECD = \rho_o + \frac{(\sum \Delta P_d)}{(0.052 TVD)}$$

ECD	11,385433
------------	------------------

VELOCIDAD CRITICA:

FORMULA UTILIZADA

$$V_c = \left[\frac{Re L.Ka.(2na + 1)^{na} \times 100}{928 \cdot \rho(D2 - D1) \cdot \left(\frac{144}{D2 - D1}\right)^{1-na}} \right]^{1/(2-na)}$$

ZONA	V_c
1	5,54
2	5,61
3	5,61
4	6,25
5	5,61
6	6,33
7	6,49
8	6,49
9	6,58
10	6,33
11	6,33

TASA DE BOMBEO CRITICO:

FORMULA UTILIZADA

$$Q_c = 2.45 .V_c .(D_2^2 - D_1^2)$$

ZONA	Qc
1	1032
2	996
3	996
4	871
5	996
6	857
7	826
8	826
9	809
10	857
11	857

PERDIDA DE PRESION EN LA BROCA:

FORMULA UTILIZADA

$$P_b = \frac{156 .5 \times Q^2 \times \rho_L}{(N_1^2 + N_2^2 + N_3^2)^2}$$

Pb	
781	[PSI]

FUENTE: PetroOriental S. A.

**ANEXO 2.8: ANÁLISIS DE DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE LA ARCILLAS DE
HORMIGUERO 16**

MUESTRA POZO: HORMIGUERO 16M-1 HORMIGUERO 16 LOWER "U" HORMIGUERO 16 HOLLÍN	CODIGO:	No. 01-07-09-PGH-001
		01-07-09
REPORTE LABORATORIO		

01 julio 09

ANALIZADOR DE TAMAÑO DE PARTÍCULA HORIBA

El análisis de granulometría se realizó de la siguiente manera:

Se recibió muestras de arena de:

HORMIGUERO 16 M-1,
 HORMIGUERO 16 LOWER "U",
 HORMIGUERO 16 HOLLÍN,

Y se procedió a realizar la prueba en el analizador de tamaño de partícula y los resultados se indican a continuación:

Samples Identification:

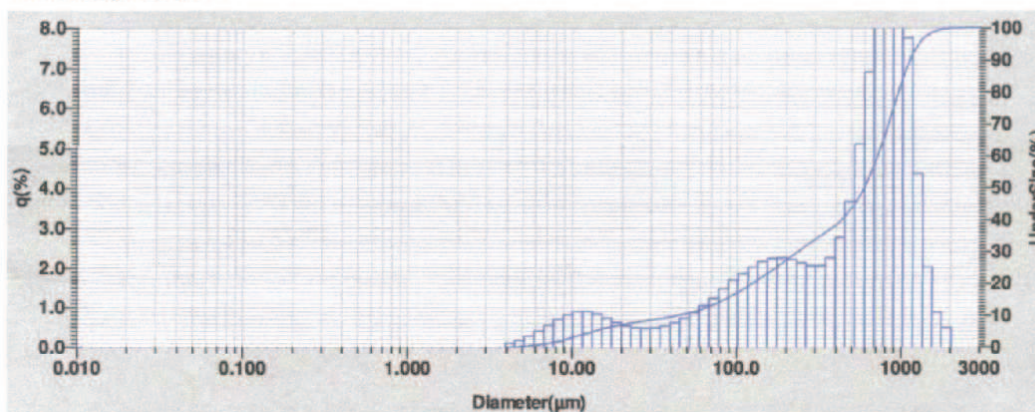
Operator:	ANDES PETROLEUM
Well:	HORMIGUERO 16
Date Taken:	15/06/09
Location:	HORMIGUERO
Sample cutting:	ARENAS

Sample #	Date	Description	Particle Size Distribution by HORIBA			Graph
			D 10 %, μ	D 50 %, μ	D 90 %, μ	
20090616125644	16-06-09	20090616125644 ANÁLISIS ARENAS HORMIGUERO16 M-1	7.8099	120.22127	325.2322	
200906161721126	16-06-09	200906161721126 ANÁLISIS ARENAS HORMIGUERO16 L-U	7.6094	47.92846	111.2320	
200906241031150	24-06-09	200906241031150 ANÁLISIS ARENAS HORMIGUERO16 HOLLÍN	43.8523	594.65350	1121.7029	

2009.06.24 10:48:36

HORIBA Laser Scattering Particle Size Distribution Analyzer LA-950

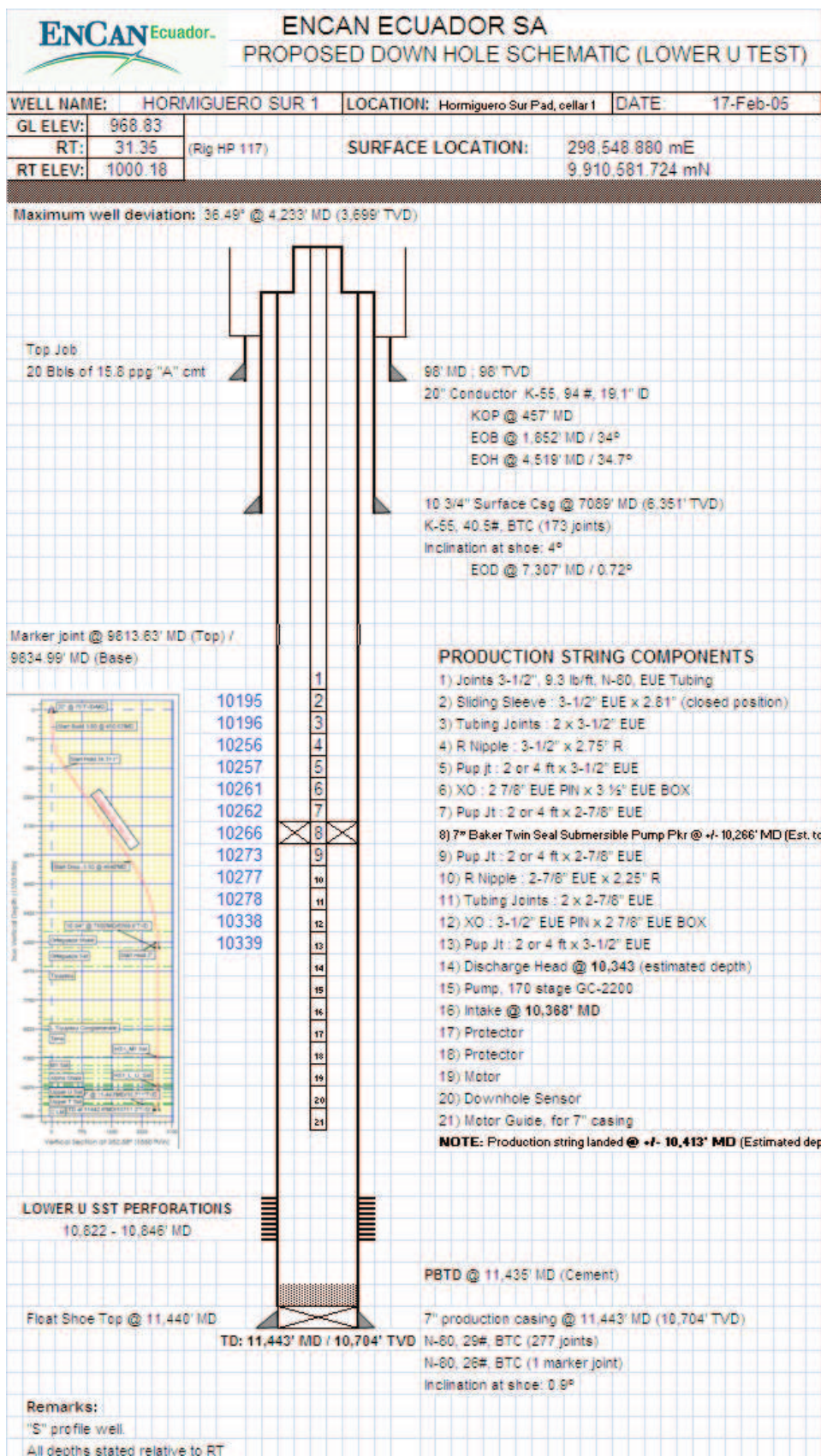
Sample Name	:				
ID#	:	200906241031150	Median Size	:	594.65350(μm)
Data Name	:	HORMIGUERO 16 HOLLIN (2)	Mean Size	:	579.56433(μm)
Transmittance(R)	:	96.0(%)	Std.Dev.	:	417.4290(μm)
Transmittance(B)	:	95.7(%)	Geo.Mean Size	:	339.2056(μm)
Circulation Speed	:	5	Geo.Std.Dev.	:	3.8679(μm)
Agitation Speed	:	1	Mode Size	:	940.7024(μm)
Ultra Sonic	:	05:00 (7)	Span	:	OFF
Form of Distribution	:	Auto	Diameter on Cumulative %	:	(2)10.00 (%) - 43.8523(μm)
Distribution Base	:	Volume		:	(9)90.00 (%) - 1121.7029(μm)
Refractive Index (R)	:	1.60-0i in water[RI=1.60(1.600 - 0.000i),Water(1.333)]			
Refractive Index (B)	:	1.60-0i in water[RI=1.60(1.600 - 0.000i),Water(1.333)]			
Material	:				
Source	:				
Lot Number	:				
Test or Assay. Number	:				



No.	Diameter(μm)	q(%)	UnderSize(%)	No.	Diameter(μm)	q(%)	UnderSize(%)	No.	Diameter(μm)	q(%)	UnderSize(%)	No.	Diameter(μm)	q(%)	UnderSize(%)
1	0.011	0.000	0.000	25	0.296	0.000	0.000	49	7.697	0.553	1.307	73	200.000	2.247	27.612
2	0.013	0.000	0.000	26	0.339	0.000	0.000	50	8.816	0.693	2.200	74	229.075	2.205	29.817
3	0.015	0.000	0.000	27	0.389	0.000	0.000	51	10.097	0.809	3.009	75	262.376	2.133	31.951
4	0.017	0.000	0.000	28	0.445	0.000	0.000	52	11.585	0.896	3.905	76	300.518	2.056	34.007
5	0.020	0.000	0.000	29	0.510	0.000	0.000	53	13.286	0.901	4.805	77	344.206	2.053	36.060
6	0.022	0.000	0.000	30	0.584	0.000	0.000	54	15.172	0.835	5.641	78	394.294	2.251	38.311
7	0.026	0.000	0.000	31	0.669	0.000	0.000	55	17.377	0.730	6.371	79	451.856	2.752	41.062
8	0.029	0.000	0.000	32	0.766	0.000	0.000	56	19.904	0.622	6.993	80	517.200	3.646	44.708
9	0.034	0.000	0.000	33	0.877	0.000	0.000	57	22.797	0.536	7.525	81	592.587	5.098	49.806
10	0.039	0.000	0.000	34	1.005	0.000	0.000	58	26.111	0.482	8.011	82	678.504	6.904	56.710
11	0.044	0.000	0.000	35	1.151	0.000	0.000	59	29.987	0.465	8.475	83	777.141	8.438	65.148
12	0.051	0.000	0.000	36	1.318	0.000	0.000	60	34.255	0.492	8.957	84	890.116	9.581	74.728
13	0.058	0.000	0.000	37	1.510	0.000	0.000	61	39.231	0.534	9.491	85	1019.515	9.810	84.538
14	0.067	0.000	0.000	38	1.729	0.000	0.000	62	44.938	0.621	10.112	86	1167.725	7.761	92.259
15	0.076	0.000	0.000	39	1.981	0.000	0.000	63	51.471	0.733	10.845	87	1337.481	4.351	96.650
16	0.087	0.000	0.000	40	2.269	0.000	0.000	64	58.953	0.872	11.717	88	1531.914	1.996	98.646
17	0.100	0.000	0.000	41	2.599	0.000	0.000	65	67.523	1.041	12.758	89	1754.613	0.871	99.516
18	0.115	0.000	0.000	42	2.976	0.000	0.000	66	77.339	1.231	13.990	90	2009.687	0.494	100.000
19	0.131	0.000	0.000	43	3.409	0.000	0.000	67	88.583	1.458	15.448	91	2301.841	0.000	100.000
20	0.150	0.000	0.000	44	3.905	0.000	0.000	68	101.460	1.680	17.127	92	2636.467	0.000	100.000
21	0.172	0.000	0.000	45	4.472	0.103	0.103	69	116.219	1.840	18.967	93	3000.000	0.000	100.000
22	0.197	0.000	0.000	46	5.122	0.172	0.275	70	133.103	2.011	20.978				
23	0.226	0.000	0.000	47	5.867	0.274	0.549	71	152.453	2.155	23.132				
24	0.259	0.000	0.000	48	6.720	0.405	0.954	72	174.616	2.233	25.365				

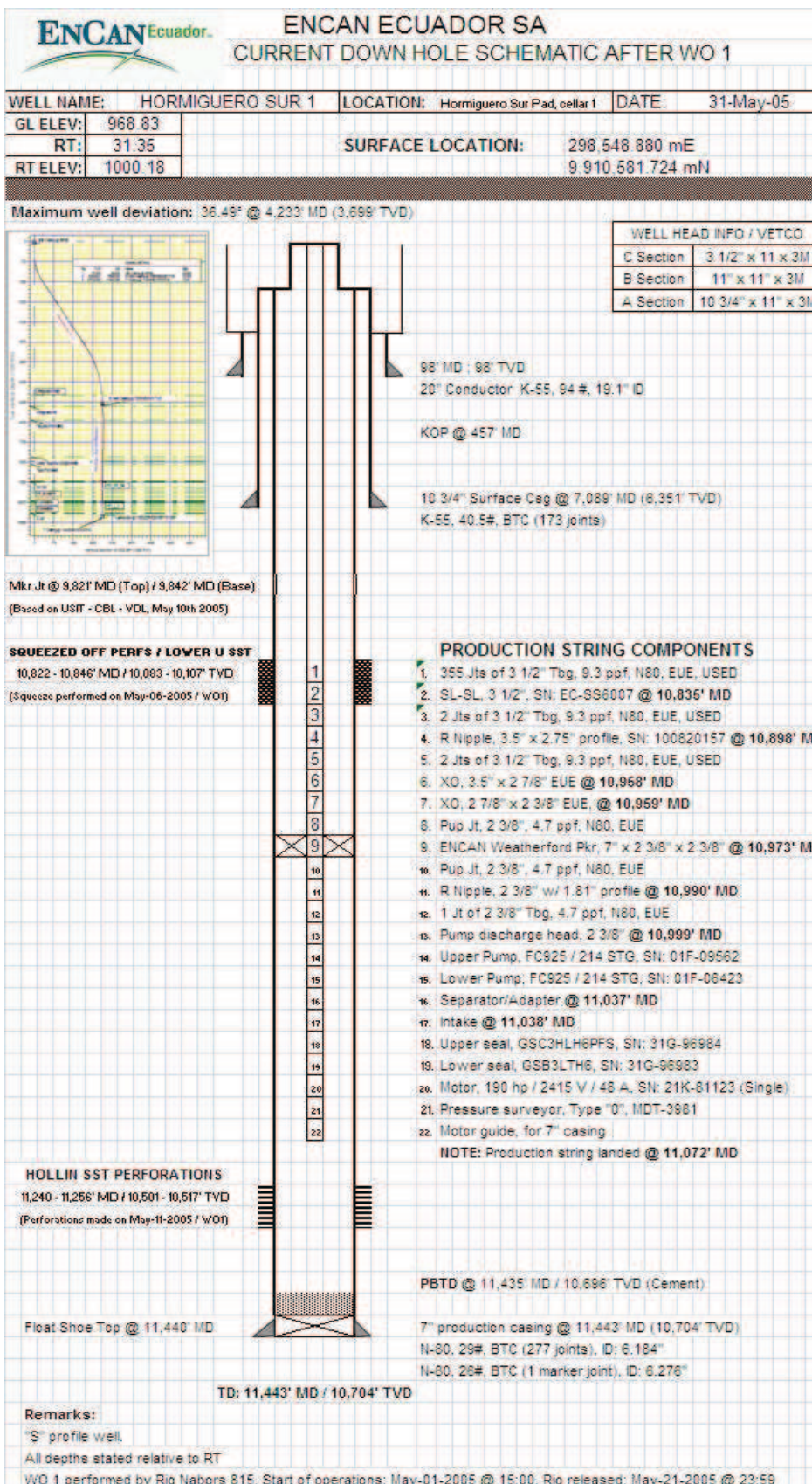
FUENTE: Mi Swaco.

ANEXO 3.1: Esquema de la Completación Inicial de Hormiguero Sur 1



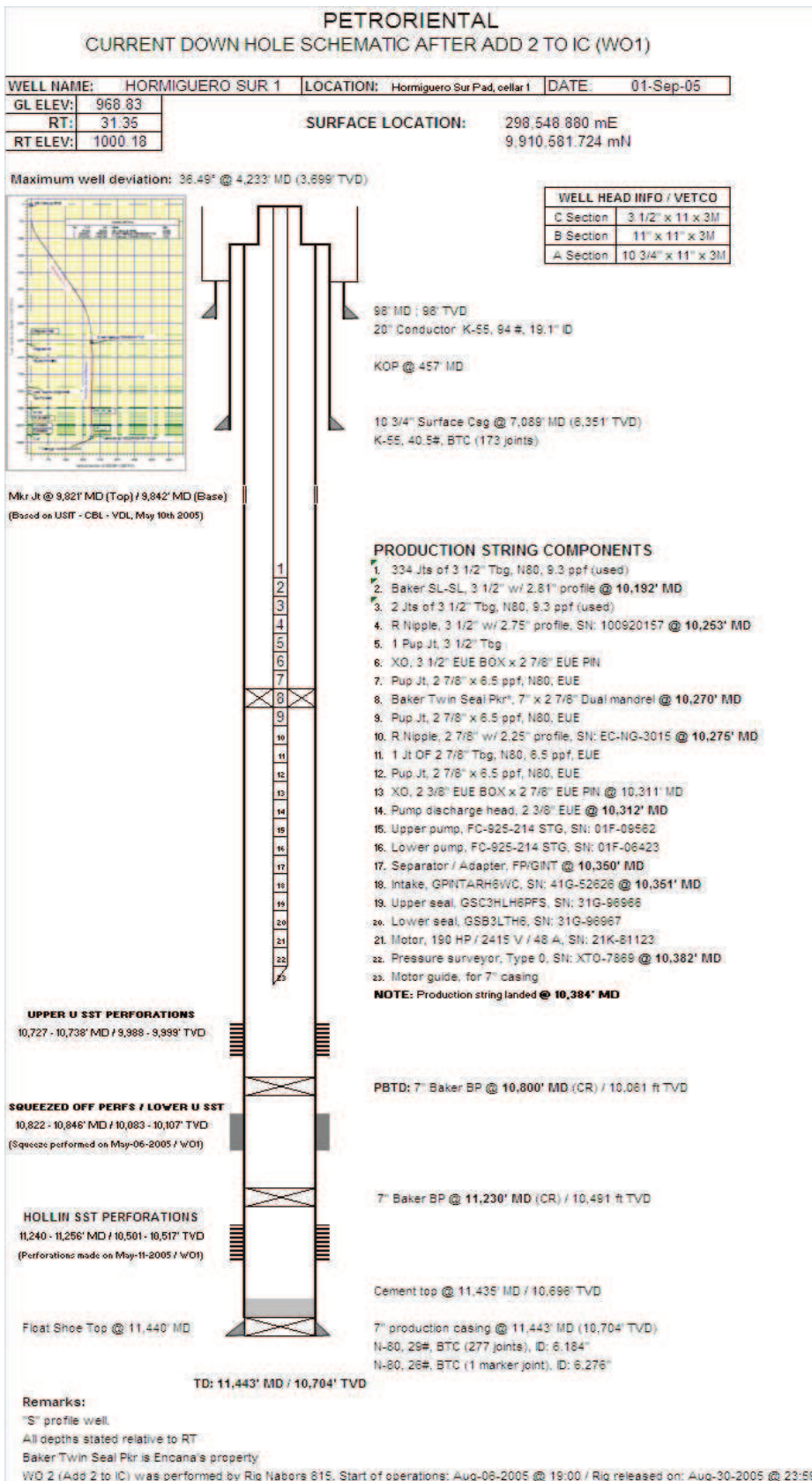
FUENTE: PetroOriental S. A.

ANEXO 3.2: Esquema de la Completación Inicial adicional de
Hormiguero Sur 1



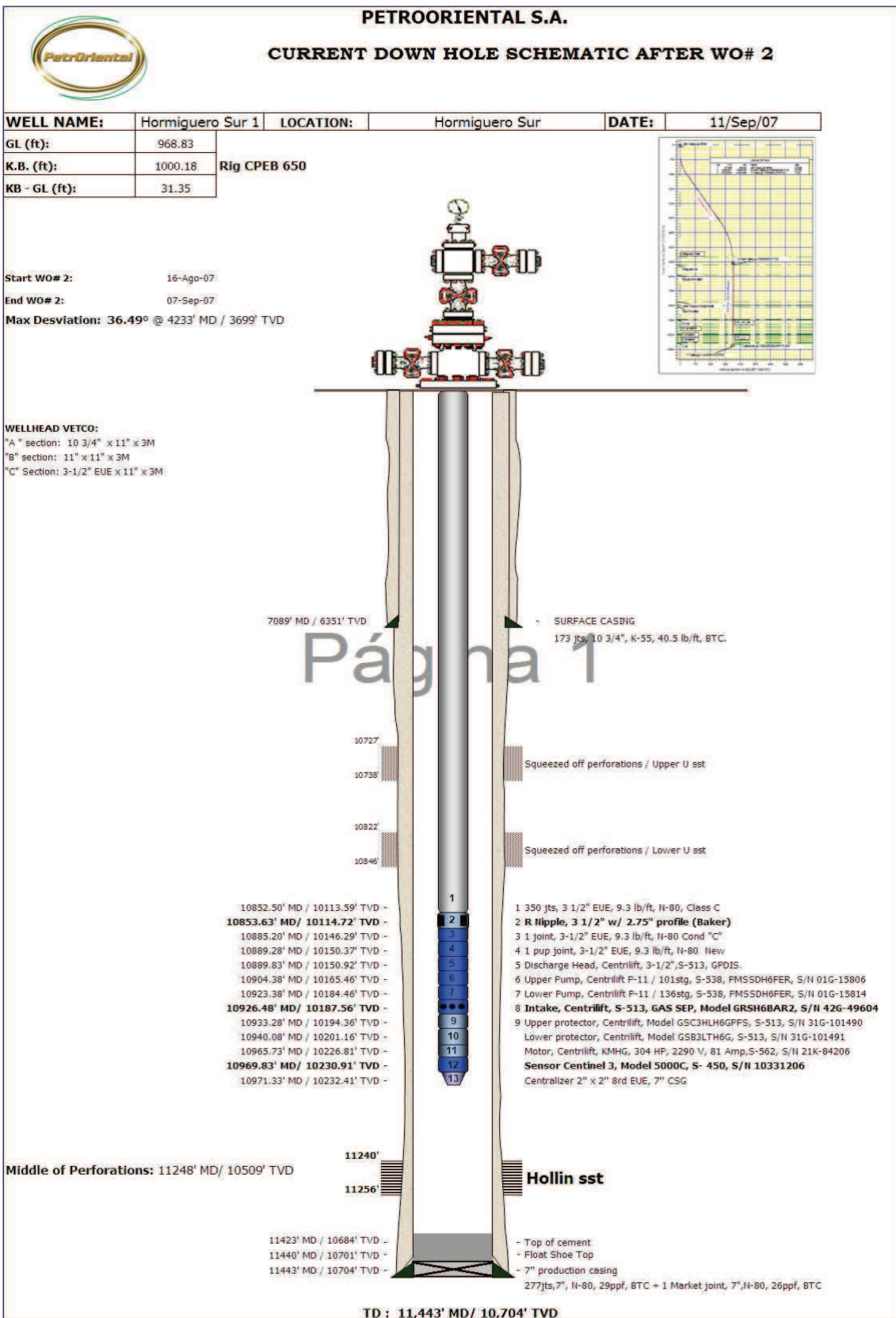
FUENTE: PetroOriental S. A.

ANEXO 3.3: Esquema de la Completación del W.O. 1 de Hormiguero
Sur 1



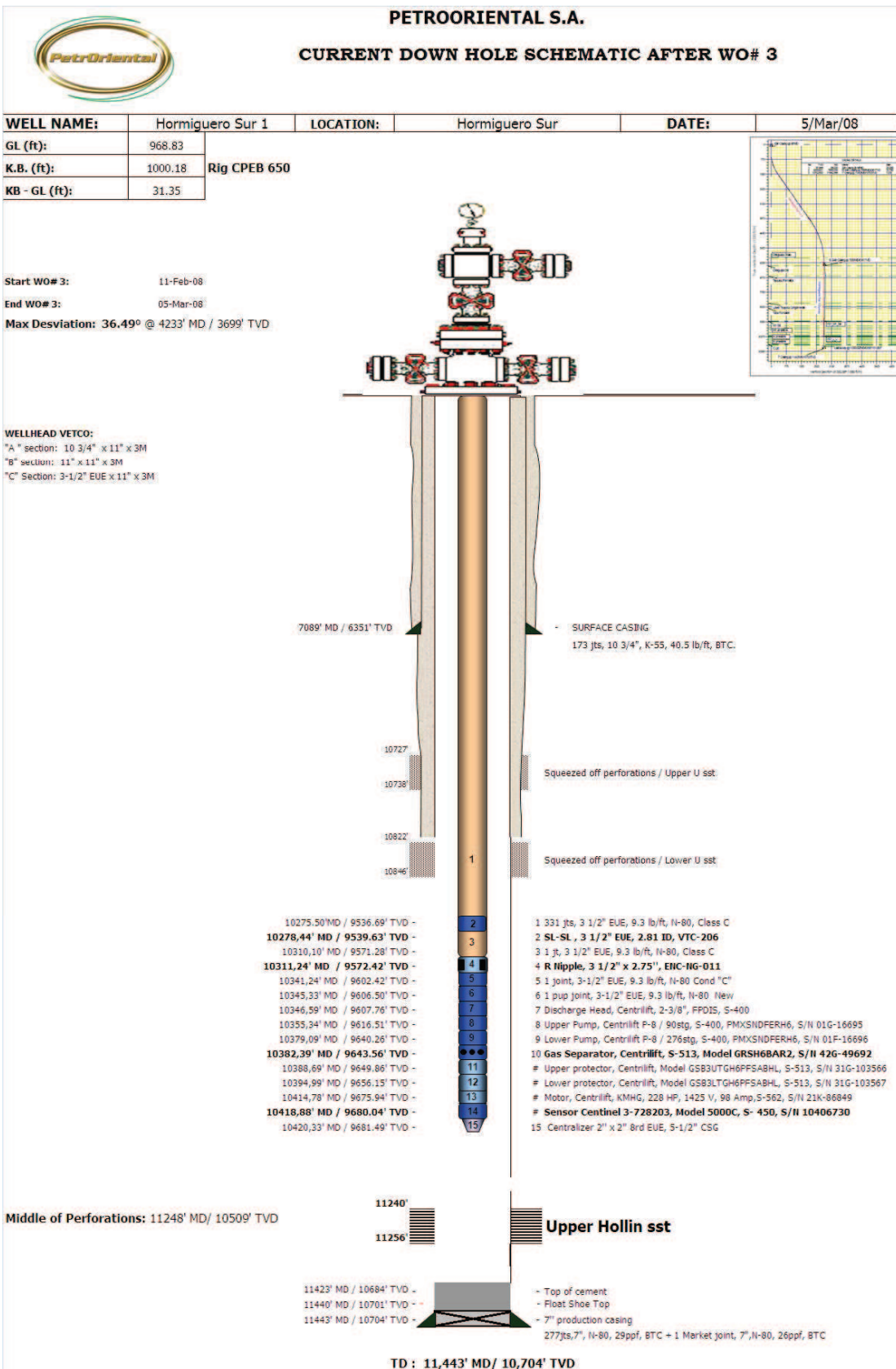
FUENTE: PetroOriental S. A.

ANEXO 3.4: Esquema de la Completación del W.O. 2 de Hormiguero
Sur 1



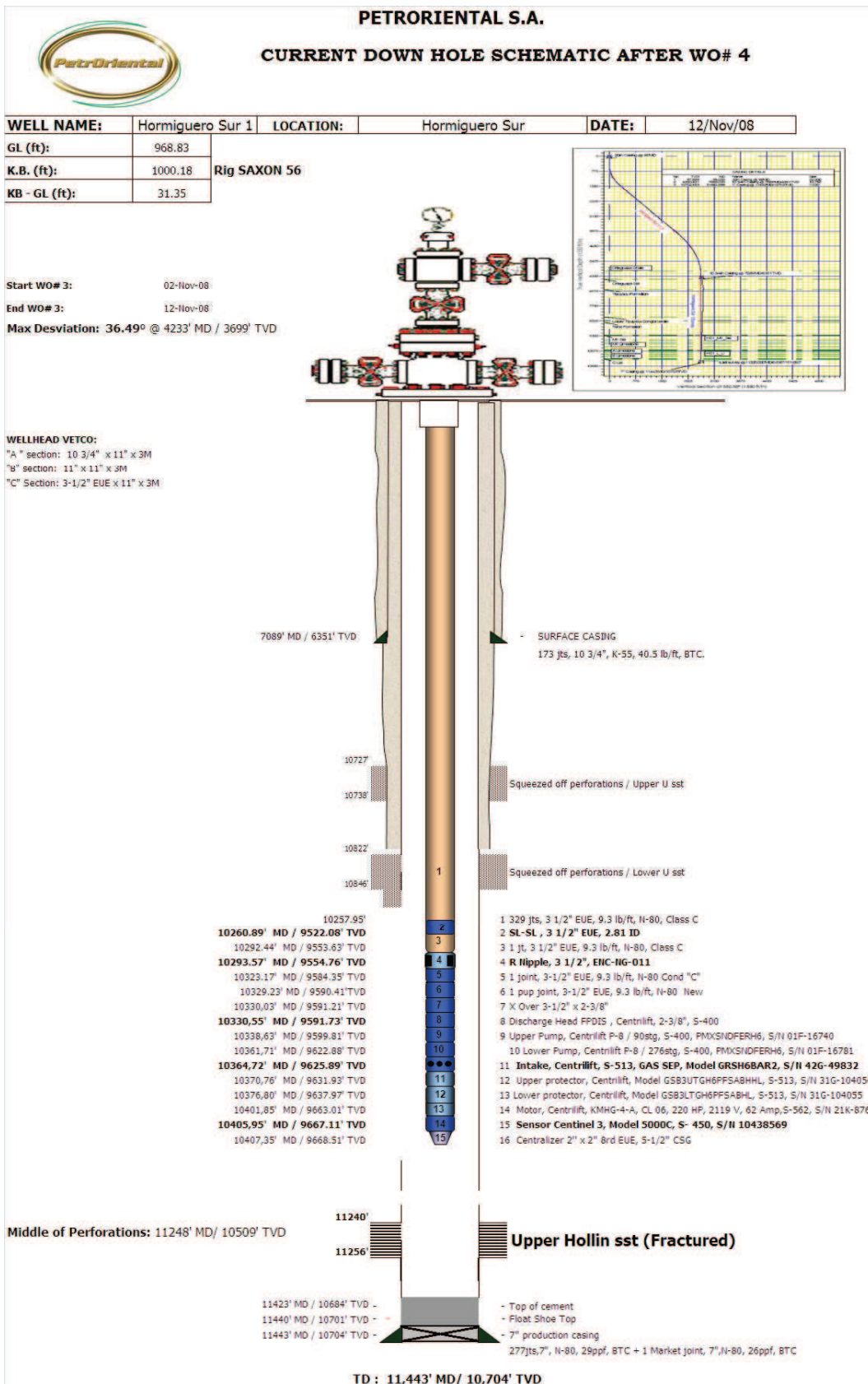
FUENTE: PetroOriental S. A.

ANEXO 3.5: Esquema de la Completación del W.O. 3 de Hormiguero
Sur 1



FUENTE: PetroOriental S. A.

ANEXO 3.6: Esquema de la Completación del W.O. 4 de Hormiguero
Sur 1



FUENTE: PetroOriental S. A.

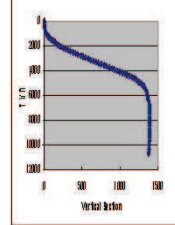
ANEXO 3.7: Esquema de la Completación inicial de Hormiguero Sur 5



PETROORIENTAL S.A.

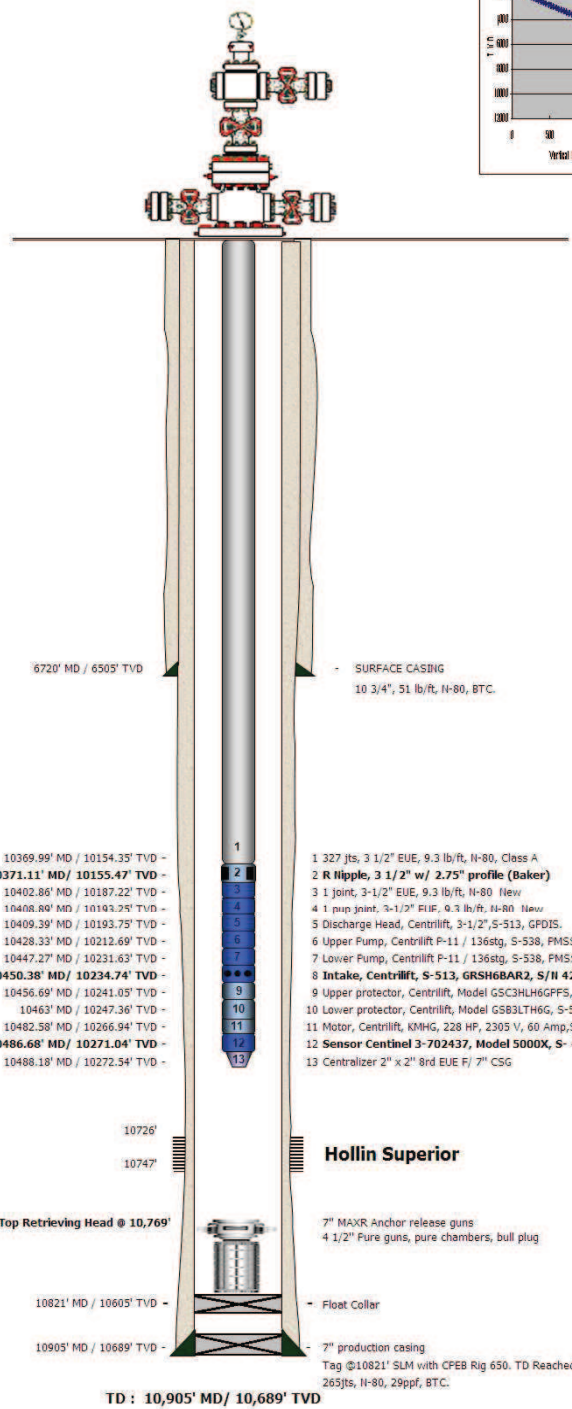
CURRENT DOWN HOLE SCHEMATIC AFTER IC

WELL NAME:	Hormiguero Sur 5	LOCATION:	Hormiguero Sur	DATE:	2/Jun/07
GL (ft):	968.8	Rig CPEB 650			
K.B. (ft):	1005.3				
KB - GL (ft):	36.5				



Inicio IC: 23-Jun-07
 Fin IC: 02-Jul-07
 Max Deviation: 22° @ 3315.58' MD / 3215.59' TVD

CABEZAL VETCO:
 "A" section: 10 3/4" x 11" x 3K
 "B" section: 11" 3K x 11" 3K
 "C" section: 3-1/2" EUE 3 M x 11" 3K



- 10369.99' MD / 10154.35' TVD -
 - 10371.11' MD / 10155.47' TVD -**
 - 10402.86' MD / 10187.22' TVD -
 - 10408.89' MD / 10193.25' TVD -
 - 10409.39' MD / 10193.75' TVD -
 - 10428.33' MD / 10212.69' TVD -
 - 10447.27' MD / 10231.63' TVD -
 - 10450.38' MD / 10234.74' TVD -**
 - 10456.69' MD / 10241.05' TVD -
 - 10463' MD / 10247.36' TVD -
 - 10482.58' MD / 10266.94' TVD -
 - 10486.68' MD / 10271.04' TVD -**
 - 10488.18' MD / 10272.54' TVD -
- 1 327 jts, 3 1/2" EUE, 9.3 lb/ft, N-80, Class A
 - 2 R Ripple, 3 1/2" w / 2.75" profile (Baker)**
 - 3 1 joint, 3-1/2" EUE, 9.3 lb/ft, N-80 New
 - 4 1 pup joint, 3-1/2" EUE, 9.3 lb/ft, N-80 New
 - 5 Discharge Head, Centrilift, 3-1/2", S-513, GPDIS.
 - 6 Upper Pump, Centrilift P-11 / 136stg, S-538, FMSSDH6FER, S/N 01G-13504
 - 7 Lower Pump, Centrilift P-11 / 136stg, S-538, FMSSDH6FER, S/N 01G-13502
 - 8 Intake, Centrilift, S-513, GRSH6BAR2, S/N 426-49148**
 - 9 Upper protector, Centrilift, Model GSC3HLH6GPF5, S-513, S/N 31G-101451
 - 10 Lower protector, Centrilift, Model GSB3LTH6G, S-513, S/N 31G-101452
 - 11 Motor, Centrilift, KMHG, 228 HP, 2305 V, 60 Amp, S-562, S/N 21K-83889
 - 12 **Sensor Centinel 3-702437, Model 5000X, S- 450, S/N 10313342**
 - 13 Centralizer 2" x 2" 8rd EUE F / 7" CSG

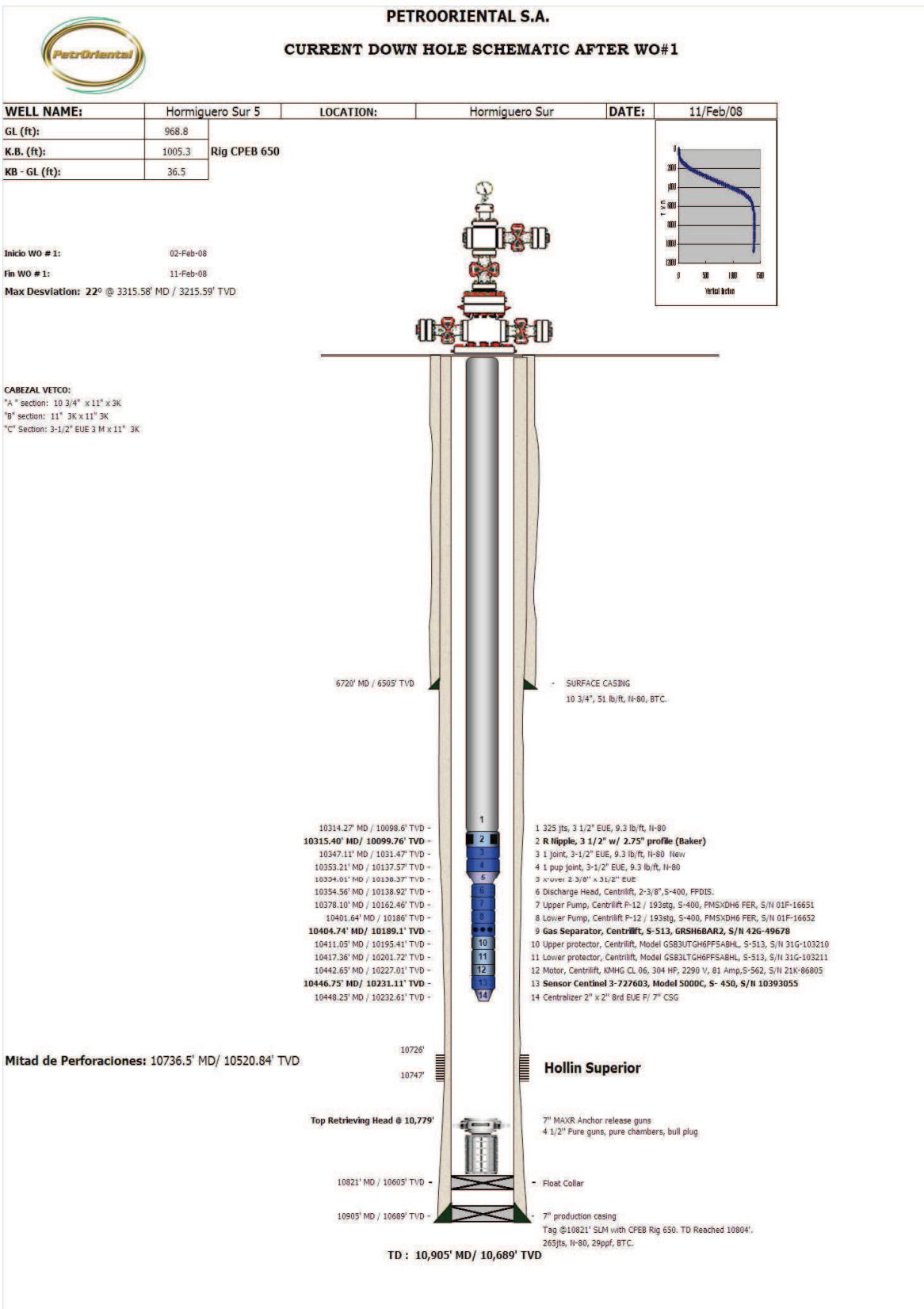
Mitad de Perforaciones: 10736.5' MD/ 10520.84' TVD

Hollin Superior

- 10726'
 - 10747'
 - Top Retrieving Head @ 10,769'**
 - 10821' MD / 10605' TVD -
 - 10905' MD / 10689' TVD -
- 7" MAXR Anchor release guns
 - 4 1/2" Pure guns, pure chambers, bull plug
 - Float Collar
 - 7" production casing
 - Tag @10821' SLM with CPEB Rig 650. TD Reached 10804'.
 - 265Jts, N-80, 29ppf, BTC.

TD : 10,905' MD / 10,689' TVD

ANEXO 3.8: Esquema de la Completación del W.O. 1 de Hormiguero
Sur 5



FUENTE: PetroOriental S. A.

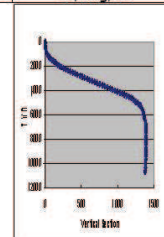
ANEXO 3.9: Esquema de la Completación del W.O. 2 de Hormiguero
Sur 5



PETROORIENTAL S.A.

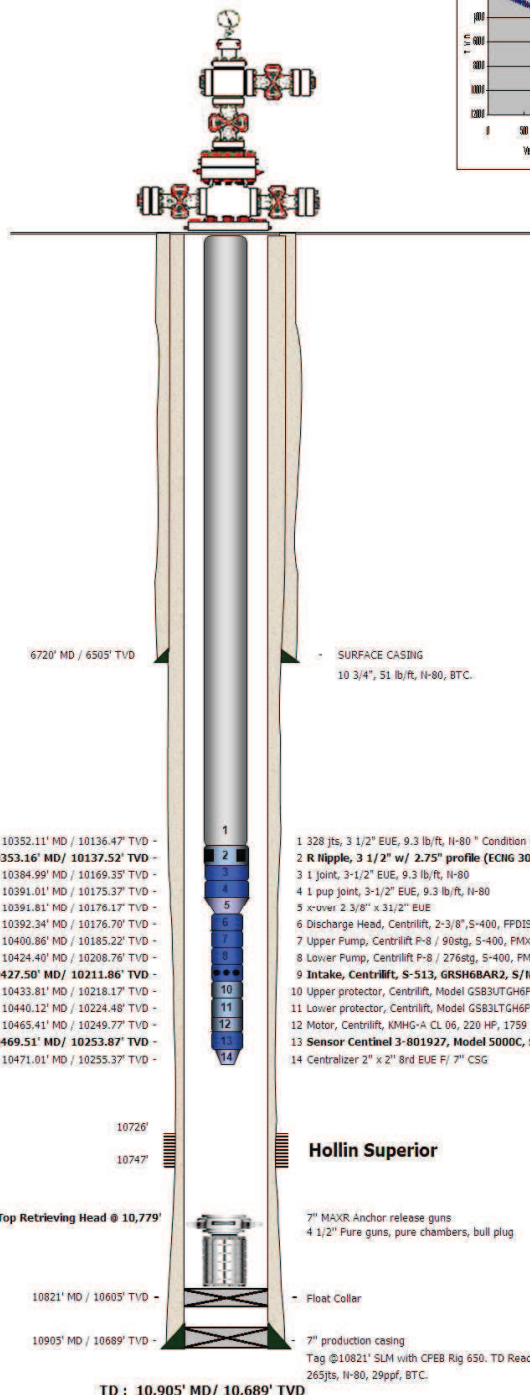
CURRENT DOWN HOLE SCHEMATIC AFTER WO# 2

WELL NAME:	Hormiguero Sur 5	LOCATION:	Hormiguero Sur	DATE:	30/Aug/08
GL (ft):	968.8	Rig SINOPEC 903			
K.B. (ft):	1005.3				
KB - GL (ft):	36.5				



Inicio WO # 2: 17-Ago-08
 Fin WO # 2: 30-Ago-08
 Max Desviation: 22° @ 3315.58' MD / 3215.59' TVD

CABEZAL VETCO:
 "A" section: 10 3/4" x 11" x 3K
 "B" section: 11" 3K x 11" 3K
 "C" Section: 3-1/2" EUE 3 M x 11" 3K



ANEXO 3.10: Esquema de la Completación del W.O. 3 de Hormiguero
Sur 5

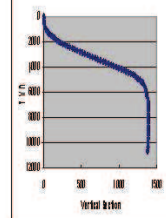


PETROORIENTAL S.A.

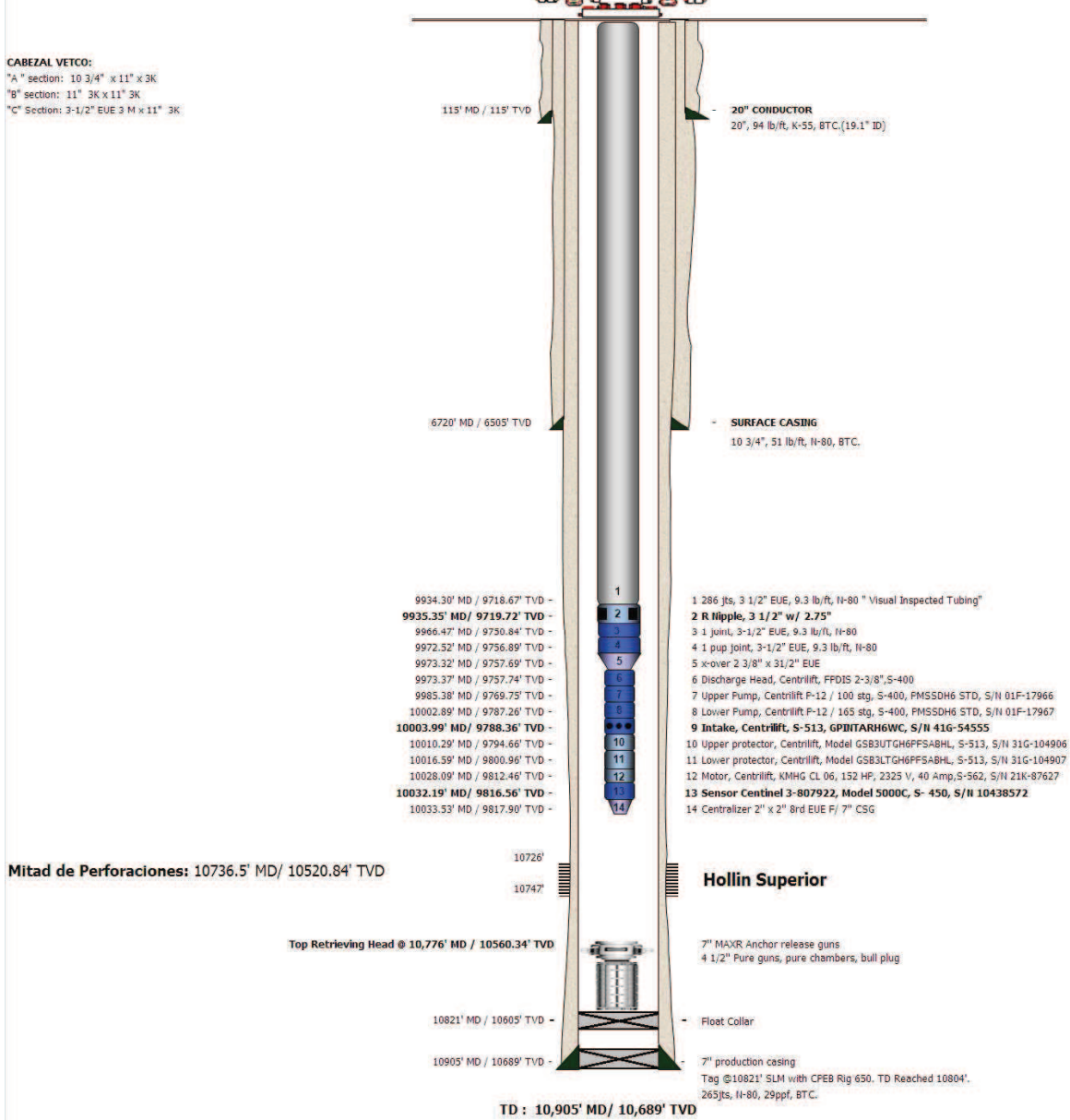
CURRENT DOWN HOLE SCHEMATIC AFTER WO# 3

WELL NAME:	Hormiguero Sur 5	LOCATION:	Hormiguero Sur	DATE:	10/Dec/08
GL (ft):	968.8	Rig SAXON 56			
K.B. (ft):	1005.3				
KB - GL (ft):	36.5				

Inicio WO # 2: 30-Nov-08
 Fin WO # 2: 09-Dic-08
 Max Deviation: 22° @ 3315.58' MD / 3215.59' TVD

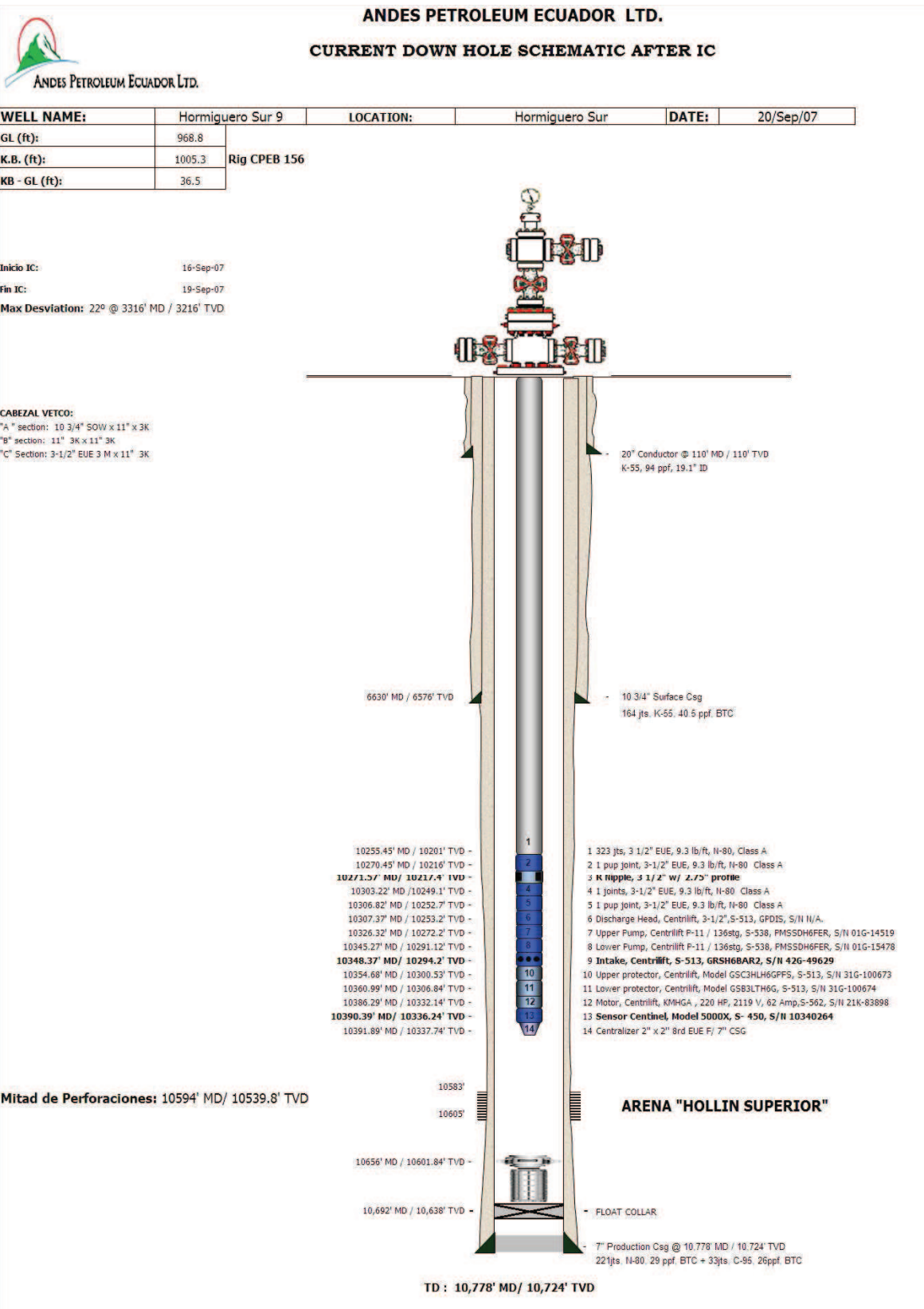


CABEZAL VETCO:
 "A" section: 10 3/4" x 11" x 3K
 "B" section: 11" 3K x 11" 3K
 "C" Section: 3-1/2" EUE 3 M x 11" 3K



FUENTE: PetroOriental S. A.

ANEXO 3.11: Esquema de la Completación inicial de Hormiguero Sur 9



ANEXO 3.12: Esquema de la Completación del W.O. 1 de Hormiguero
Sur 9



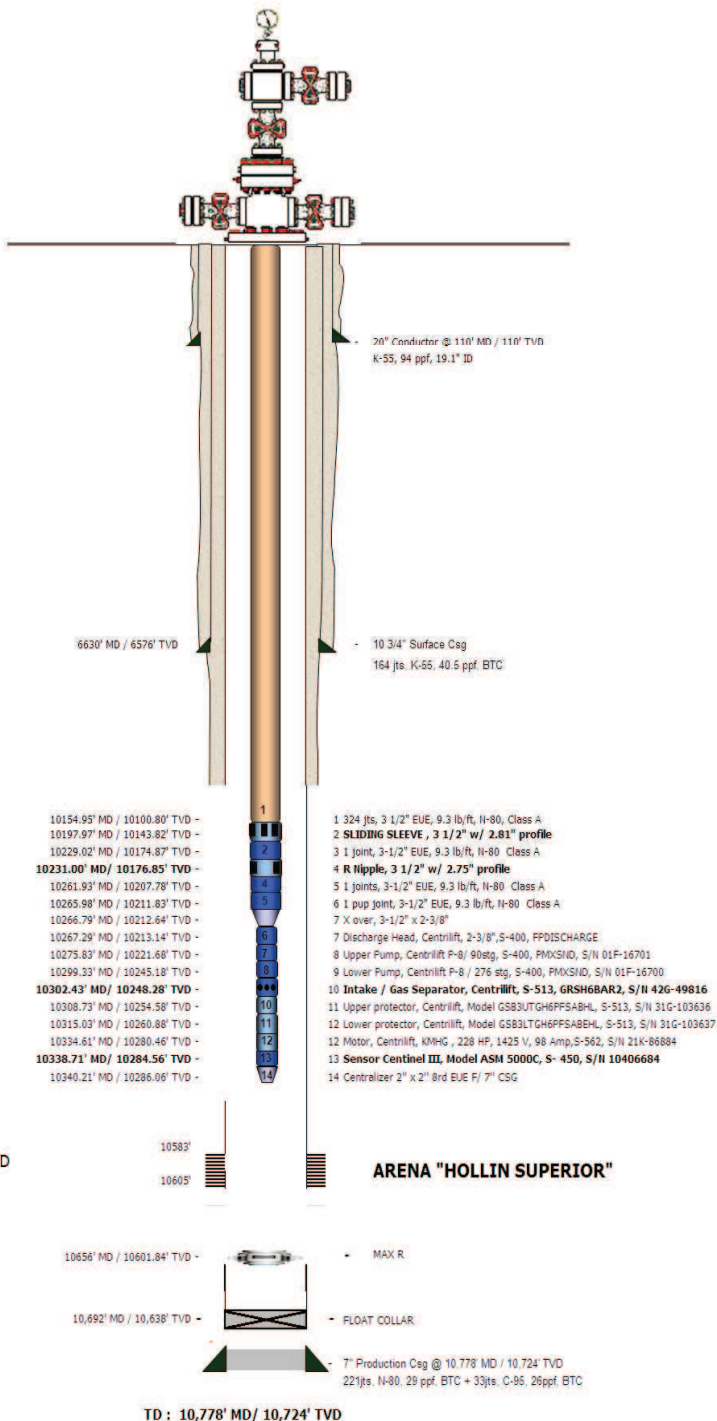
ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD.

ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD.
CURRENT DOWN HOLE SCHEMATIC AFTER IC

WELL NAME:	Hormiguero Sur 9	LOCATION:	Hormiguero Sur	DATE:	7/May/08
GL (ft):	968.8				
K.B. (ft):	1005.3	Rig CPEB 650			
KB - GL (ft):	36.5				

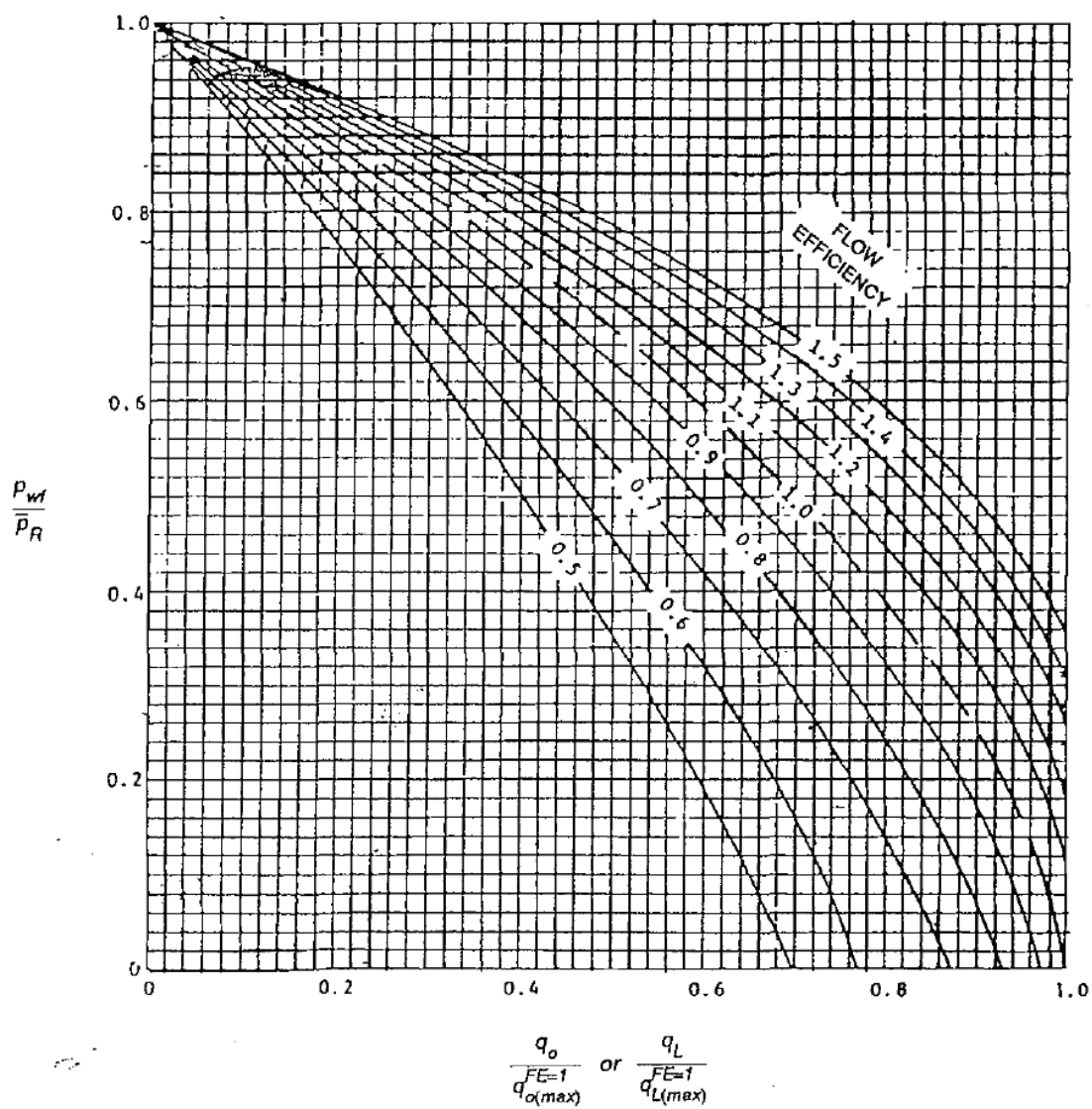
Inicio IC: 18-Abr-08
Fin IC: 30-Abr-08
Max Desviation: 22° @ 3316' MD / 3216' TVD

CABEZAL VETCO:
 "A" section: 10 3/4" SOW x 11" x 3K
 "B" section: 11" 3K x 11" 3K
 "C" section: 3-1/2" FUE 3 M x 11" 3K



FUENTE: PetroOriental S. A.

ANEXO 3.13: Carta que permite determinar la eficiencia de flujo.



FUENTE: Production Optimization, Using Nodal Anlisy, H Dale Beggs, 2000, USA

ANEXO 3.14: Pruebas de compatibilidad del fluido con aditivos para evitar la emulsión.



M-I Overseas Limited

Quito Technical Service Lab
 Irlanda E10-16 y República de El Salvador Ed. Torre Siglo XXI – Piso 1
 Phone: +593(2) 225-5104 www.miswaco.com

CRUDO HOLLIN HORMIGUERO SUR	CODIGO:	No. 02-07-09-PHL-001
		02 julio 09
TS LAB REPORT		

PRUEBA DE COMPATIBILIDAD.

REPORTE LABORATORIO DE FLUIDOS.

ANDES PETROLEUM

Muestras de crudo, agua filtrada, agua de río y agua de hollín del campo HORMIGUERO SUR, fueron enviados al Laboratorio de Fluidos (Quito) para realizar pruebas de compatibilidad. Las concentraciones y parámetros a utilizar fueron los siguientes:

60mL agua filtrada	Crudo Hollín HORMIGUERO SUR
60mL agua de río	Crudo Hollín HORMIGUERO SUR
60 ml agua de hollín	Crudo Hollín HORMIGUERO SUR

PROCEDIMIENTO:

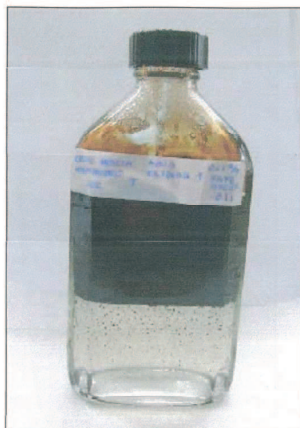
1. Pre calendar en baño María a la temperatura deseada que corresponde a 145°F.
2. Colocar 60mL de salmuera de completación en un frasco transparente graduado junto con el mismo volumen (60mL) de crudo.
3. Colocar el frasco que contiene el crudo y salmuera en el baño María durante 45 minutos a 145°F.
4. Retirar el frasco del baño María y colocarlo en un vaso de precipitación en el mezclador durante un minuto para generar la emulsión.
5. Luego de la agitación, inmediatamente se lo coloca en el frasco graduado original y se agrega la concentración requerida de demulsificante y se lo regresa al baño María. Se registra los cambios en la fase de separación en 1, 30 y 60 minutos. Se toma una fotografía a los 30 minutos.

FUENTE: Mi Swaco.

Agua filtrada + Crudo Hollín HORMIGUERO SUR
+ 0.1% SAFE BREAK 611

@ 145 °F en baño María.

Observación	1 min.	30 min.	60 min.
Fase de separación	75%	99%	100%
Espesor de la interfase emulsificada como % del volumen total	25%	1%	0%
Fase de separación adicional (p.e. sólidos)	NO	NO	NO
Coalescencia de crudo en la fase de salmuera	NO	SI	NO
Precipitado	NO	NO	NO



@ 30 Min

FUENTE: Mi Swaco.

Agua filtrada + Crudo Hollín HORMIGUERO SUR
+ 0.3% SAFE BREAK 611

@ 145 °F en baño María.

Observación	1 min.	30 min.	60 min.
Fase de separación	90%	99%	100%
Espesor de la interfase emulsificada como % del volumen total	10%	1%	0%
Fase de separación adicional (p.e. sólidos)	NO	NO	NO
Coalescencia de crudo en la fase de salmuera	SI	SI	NO
Precipitado	NO	NO	NO



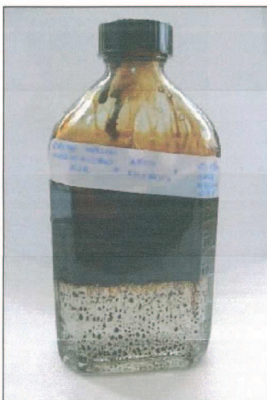
@ 30 Min

FUENTE: Mi Swaco.

Agua filtrada + Crudo Hollín HORMIGUERO SUR
+ 0.1% SAFE BREAK CBF

@ 145 °F en baño de agua.

Observación	1 min.	30 min.	60 min.
Fase de separación	65%	90%	99%
Espesor de la interfase emulsificada como % del volumen total	35%	10%	1%
Fase de separación adicional (p.e. sólidos)	NO	NO	NO
Coalescencia de crudo en la fase de salmuera	SI	SI	SI
Precipitado	NO	NO	NO



@ 30 Min

FUENTE: Mi Swaco.

Agua filtrada + Crudo Hollín HORMIGUERO SUR
+ 0.3% SAFE BREAK CBF

@ 145 °F en baño María.

Observación	1 min.	30 min.	60 min.
Fase de separación	85%	100%	100%
Espesor de la interfase emulsificada como % del volumen total	15%	0%	0%
Fase de separación adicional (p.e. sólidos)	NO	NO	NO
Coalescencia de crudo en la fase de salmuera	SI	SI	SI
Precipitado	NO	NO	NO



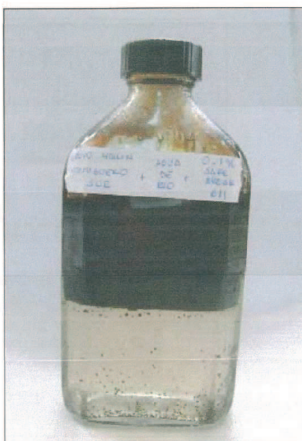
@ 30 Min

FUENTE: Mi Swaco.

Agua de río + Crudo Hollín HORMIGUERO SUR
+ 0.1% SAFE BREAK 611

@ 145 °F en baño María.

Observación	1 min.	30 min.	60 min.
Fase de separación	70%	92%	99%
Espesor de la interfase emulsificada como % del volumen total	30%	8%	1%
Fase de separación adicional (p.e. sólidos)	NO	NO	NO
Coalescencia de crudo en la fase de salmuera	SI	SI	NO
Precipitado	NO	NO	NO



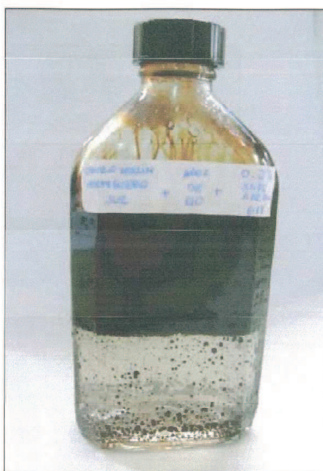
@ 30 Min

FUENTE: Mi Swaco.

Agua de río + Crudo Hollín HORMIGUERO SUR
+ 0.2% SAFE BREAK 611

@ 145 °F en baño María.

Observación	1 min.	30 min.	60 min.
Fase de separación	75%	95%	99%
Espesor de la interfase emulsificada como % del volumen total	25%	5%	1%
Fase de separación adicional (p.e. sólidos)	NO	NO	NO
Coalescencia de crudo en la fase de salmuera	SI	SI	SI
Precipitado	NO	NO	NO



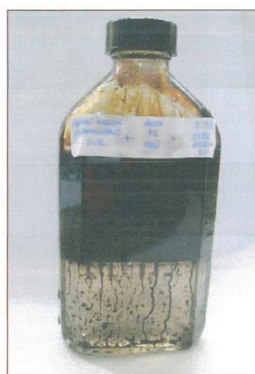
@ 30 min

FUENTE: Mi Swaco.

Agua de río + Crudo Hollín HORMIGUERO SUR
+ 0.3% SAFE BREAK 611

@ 145 °F en baño María.

Observación	1 min.	30 min.	60 min.
Fase de separación	80%	97%	99%
Espesor de la interfase emulsificada como % del volumen total	20%	3%	1%
Fase de separación adicional (p.e. sólidos)	NO	NO	NO
Coalescencia de crudo en la fase de salmuera	SI	SI	SI
Precipitado	NO	NO	NO



@ 30 Min

FUENTE: Mi Swaco.

Agua de río + Crudo Hollín HORMIGUERO SUR
+ 0.1% SAFE BREAK CBF

@ 145 °F en baño María.

Observación	1 min.	30 min.	60 min.
Fase de separación	45%	60%	90%
Espesor de la interfase emulsificada como % del volumen total	55%	40%	10%
Fase de separación adicional (p.e. sólidos)	NO	NO	NO
Coalescencia de crudo en la fase de salmuera	SI	SI	SI
Precipitado	NO	NO	NO



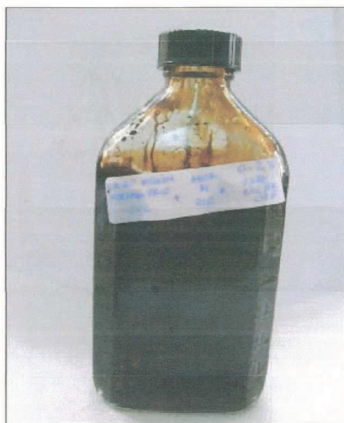
@ 30 Min

FUENTE: Mi Swaco.

Agua de río + Crudo Hollín HORMIGUERO SUR
+ 0.2% SAFE BREAK CBF

@ 145 °F en baño María.

Observación	1 min.	30 min.	60 min.
Fase de separación	0%	1%	70%
Espesor de la interfase emulsificada como % del volumen total	100%	99%	30%
Fase de separación adicional (p.e. sólidos)	NO	NO	NO
Coalescencia de crudo en la fase de salmuera	SI	SI	SI
Precipitado	NO	NO	NO



@ 30 Min

FUENTE: Mi Swaco.

Agua de río + Crudo Hollín HORMIGUERO SUR
+ 0.3% SAFE BREAK CBF

@ 145 °F en baño María.

Observación	1 min.	30 min.	60 min.
Fase de separación	0%	1%	75%
Espesor de la interfase emulsificada como % del volumen total	100%	99%	25%
Fase de separación adicional (p.e. sólidos)	NO	NO	NO
Coalescencia de crudo en la fase de salmuera	SI	SI	SI
Precipitado	NO	NO	NO



@ 30 Min

FUENTE: Mi Swaco.

Agua de Hollín + Crudo Hollín HORMIGUERO SUR
+ 0.1% SAFE BREAK 611

@ 145 °F en baño María.

Observación	1 min.	30 min.	60 min.
Fase de separación	0	0	0
Espesor de la interfase emulsificada como % del volumen total	100	100	100
Fase de separación adicional (p.e. sólidos)	NO	NO	NO
Coalescencia de crudo en la fase de salmuera	SI	SI	SI
Precipitado	NO	NO	NO



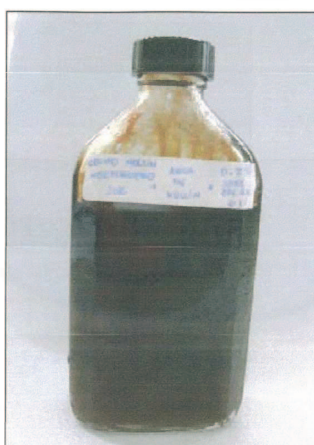
@ 30 Min

FUENTE: Mi Swaco.

Agua de Hollín + Crudo Hollín HORMIGUERO SUR
+ 0.2% SAFE BREAK 611

@ 145 °F en baño María.

Observación	1 min.	30 min.	60 min.
Fase de separación	0	0	0
Espesor de la interfase emulsificada como % del volumen total	100	100	100
Fase de separación adicional (p.e. sólidos)	NO	NO	NO
Coalescencia de crudo en la fase de salmuera	SI	NO	NO
Precipitado	NO	NO	NO



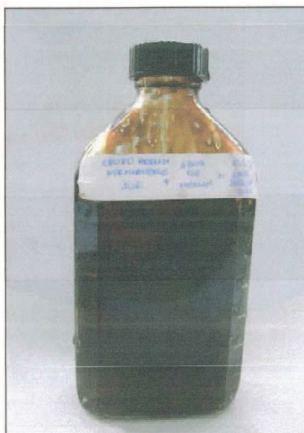
@ 30 min

FUENTE: Mi Swaco.

Agua de Hollín + Crudo Hollín HORMIGUERO SUR
+ 0.3% SAFE BREAK 611

@ 145 °F en baño María.

Observación	1 min.	30 min.	60 min.
Fase de separación	0	0	0
Espesor de la interfase emulsificada como % del volumen total	100	100	100
Fase de separación adicional (p.e. sólidos)	NO	NO	NO
Coalescencia de crudo en la fase de salmuera	SI	SI	SI
Precipitado	NO	NO	NO



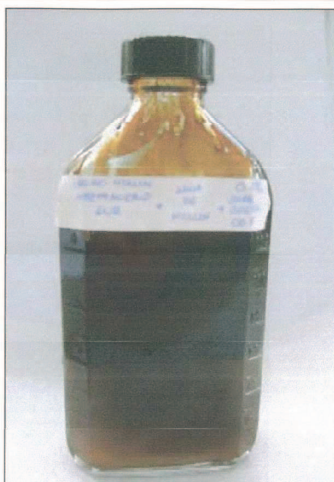
@ 30 Min

FUENTE: Mi Swaco.

Agua de Hollín + Crudo Hollín HORMIGUERO SUR
+ 0.1% SAFE BREAK CBF

@ 145 °F en baño María.

Observación	1 min.	30 min.	60 min.
Fase de separación	0	0	0
Espesor de la interfase emulsificada como % del volumen total	100	100	100
Fase de separación adicional (p.e. sólidos)	NO	NO	NO
Coalescencia de crudo en la fase de salmuera	SI	SI	SI
Precipitado	NO	NO	NO



@ 30 Min

FUENTE: Mi Swaco.

Agua de Hollín + Crudo Hollín HORMIGUERO SUR
+ 0.2% SAFE BREAK CBF

@ 145 °F en baño María.

Observación	1 min.	30 min.	60 min.
Fase de separación	0	0	0
Espesor de la interfase emulsificada como % del volumen total	100	100	100
Fase de separación adicional (p.e. sólidos)	NO	NO	NO
Coalescencia de crudo en la fase de salmuera	SI	SI	SI
Precipitado	NO	NO	NO



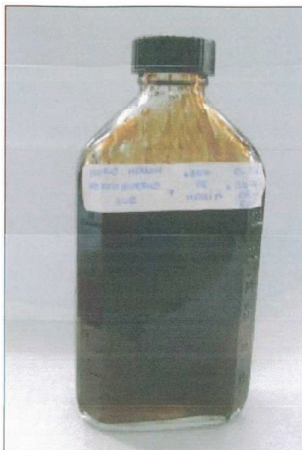
@ 30 Min

FUENTE: Mi Swaco.

Agua de Hollín + Crudo Hollín HORMIGUERO SUR
+ 0.3% SAFE BREAK CBF

@ 145 °F en baño María.

Observación	1 min.	30 min.	60 min.
Fase de separación	0	0	0
Espesor de la interfase emulsificada como % del volumen total	100	100	100
Fase de separación adicional (p.e. sólidos)	NO	NO	NO
Coalescencia de crudo en la fase de salmuera	SI	SI	SI
Precipitado	NO	NO	NO



@ 30 Min

FUENTE: Mi Swaco.