

SURVEILLANCE DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA CAMPO TIBÚ
(ECOPETROL)



LEONEL PICO VELANDIA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA

2014

SURVEILLANCE DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA CAMPO TIBU
(ECOPETROL)

LEONEL PICO VELANDIA

Trabajo de grado modalidad práctica empresarial presentada como requisito para
optar al título de:

Ingeniero de Petróleos

Director Ecopetrol:

JAVIER HERNANDO VARGAS FLOREZ

Ingeniero de Petróleos

Co-Director UIS:

. OSCAR VANEGAS ANGARITA

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA

2014

DEDICATORIA

A Dios por permitirme realizar este sueño, gracias por la vida.

A mis padres por su apoyo en los buenos y malos momentos, pero sobre todo por la excelente formación ética y moral, que me han permitido alcanzar mis metas sin nunca perder el camino correcto. Gracias mama, Gracias papa.

A mis hermanos Oscar, Pedro, Julio, Miguel, por su compañía, consejos y los momentos en las etapas de nuestras vidas.

A mis primos, tios con los que compartí momentos inolvidables.

AGRADECIMIENTOS

Agradecimiento especial al ingeniero Javier Hernando Vargas Flórez por sus aportes, colaboración incondicional, conocimientos transmitidos, durante el desarrollo de la práctica.

A todo el departamento de producción e ingeniería por sus ayudas brindadas, por el tiempo y dedicación, por la confianza brindada además de la valiosa colaboración durante el desarrollo de la practica.

Al ingeniero Oscar Venagas Angarita por sus recomendaciones para la realización del presente trabajo.

A mis compañeros y amigos que colaboraron en el crecimiento personal y profesional.

A mi familia, por estar en todos los momentos de mi formación profesional.

A todas aquellas personas que en algún momento me colaboraron para la realización de este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	17
1 GENERALIDADES CAMPO TIBÚ.....	19
1.1 PRODUCCIÓN DEL CAMPO.....	23
1.2 INYECCIÓN DE AGUA.....	25
2 INYECCION DE AGUA.....	31
2.1 PRINCIPIOS BÁSICOS.....	31
2.1.1 Desplazamiento Tipo Pistón sin Fugas.....	31
2.1.2 Desplazamiento Tipo Pistón con Fugas.....	32
2.1.3 Llenado.....	32
2.1.4 Desplazamiento.....	32
2.1.5 Ruptura.....	32
2.1.6 Etapa Subordinada.....	32
2.2 PROPIEDADES IMPORTANTES EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA.....	32
2.2.1 Mojabilidad.....	33
2.2.2 Presión Capilar.....	33
2.2.3 Permeabilidades Relativas.....	34
2.2.4 Relación de Movilidades.....	35
2.3 FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN DE AGUA.....	35
2.3.1 Geometría del Yacimiento.....	36
2.3.2 Litología y Propiedades de la Roca.....	36
2.3.3 Profundidad del Yacimiento.....	36
2.3.4 Continuidad de la roca.....	36
2.3.5 Distribución de las Saturaciones de los fluidos.....	37
2.3.6 Propiedades de los fluidos de yacimiento.....	37
2.4 CONCEPTOS DE UNA INYECCION DE AGUA.....	38
2.4.1 Teoría Del desplazamiento inmiscible:.....	38

2.4.2	Relación de movilidades:.....	38
2.4.3	Patrones de inyección:.....	39
2.4.3.1	Inyección periférica:.....	39
2.4.3.2	Patrones de flujo.....	40
2.4.3.3	Espaciamientos entre pozos.....	41
2.4.4	Heterogeneidad del yacimiento.	42
2.4.5	Eficiencia de recobro.	43
2.4.5.1	Eficiencia de desplazamiento.	44
2.4.5.2	Eficiencia de barrido areal.	45
2.4.5.3	Eficiencias de barrido vertical.	45
2.4.5.4	Eficiencia de barrido volumétrico Ev.....	46
2.4.6	Tazas de inyección.	47
2.4.7	Predicción de ala inyección de agua.	48
2.4.8	Condiciones operacionales.....	49
2.4.8.1	Tasa de inyección.....	49
2.4.8.2	Presión de inyección.....	50
2.4.9	Fuente de Agua.	51
2.5	VARIABLES INVOLUCRADAS EN UNA INYECCION DE AGUA.....	51
3	INYECCIÓN SELECTIVA.....	53
3.1	ELEMENTOS INYECCIÓN SELECTIVA.	55
3.1.1	Empaques.....	55
3.1.2	Mandriles	56
3.1.3	Válvulas reguladoras de flujo.....	56
3.1.3.1	Válvula Powerwave	57
3.1.4	Conector on /OFF Tool	59
3.1.5	Niples Selectivos modelo F.....	60
4	SURVEILLANCE SISTEMA DE INYECCION DE AGUA CAMPO TIBU	61
4.1	TRAZADORES RADIATIVOS.	62
4.1.1	Principio.....	62

4.1.2	Sonda del Trazador	63
4.1.3	Esquema operativo.....	64
4.2	PRUEBAS DE INYECTIVIDAD.....	69
4.2.1	procedimiento.	69
4.3	PRUEBAS DE PRESIÓN.....	72
4.3.1	Prueba de presión estática.	73
4.3.1.1	Procedimiento para realizar pruebas de gradiente estático Campo Tibú.....	73
4.3.1.2	Consideraciones para trabajo con Lubricadores.....	75
4.3.1.3	Consideraciones para trabajo con equipos de Slick Line	76
4.3.2	Step Rate Test (SRT).	77
4.3.3	Prueba de Ascenso de Presión (PBU).....	78
4.3.3.1	Procedimiento prueba PBU Campo Tibú.	78
4.3.4	Pruebas de presión de Falloff	79
4.4	PRUEBAS DE PRESIÓN REALIZADAS CAMPO TIBÚ.	80
4.5	NIVELES DE FLUIDO Y DINAGRAMAS	81
4.6	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.....	83
4.7	NIVEL DE ARENA DE POZO.	84
4.8	REVISIÓN DE PATRONES.	84
4.8.1	Patrón TIBÚ – 129.....	84
4.8.2	ANÁLISIS.....	86
5	ACTIVIDADES MEJORAMIENTO SISTEMA DE INYECCION DE AGUA CAMPO TIBU.....	89
5.1	TOMA DE CAUDALES.	89
5.2	TECNOLOGÍA POWERWAVE.....	89
5.3	COILED TUBING.	90
5.4	INCREMENTAL ASOCIADO A LA INYECCIÓN.....	90
5.4.1	Lecciones Aprendidas.....	91
	CONCLUSIONES	92
	RECOMENDACIONES.....	94
	BIBLIOGRAFIA.....	95

ANEXOS97

LISTA DE FIGURAS.

Figura 1. Mapa de distribución de áreas campo Tibú.	21
Figura 2. Ubicación Campo Tibú.....	21
Figura 3. Columna estratigráfica, Cuenca Catatumbo.	23
Figura 4. Comportamiento producción Campo Tibú.	25
Figura 5. Distribución inyección de agua campo Tibu.....	25
Figura 6. Comportamiento de la inyección Campo Tibu.	27
Figura 7. Comportamiento producción/ inyección estación K-27	27
Figura 8. Comportamiento producción/ inyección estación J-25.....	28
Figura 9. Comportamiento producción/ inyección estación M-24.....	28
Figura 10. Comportamiento producción/ inyección estación M-14.....	29
Figura 11. Comportamiento inyección estación K-32.....	29
Figura 12. Mojabilidad de un sistema Aceite-Agua-sólido	33
Figura 13. Presión capilar	34
Figura 14. Permeabilidades Relativas.	35
Figura 15. Esquema de desplazamiento de petróleo por agua.....	37
Figura 16. Esquema de inyección periférica o externa	40
Figura 17. Patrón de línea directa.....	41
Figura 18. Patrón de cinco puntos (Regular)	41
Figura 19. Patrón de siete puntos (Regular)	42
Figura 20. Gráfica tipo para el coeficiente de Dykstra Parsons	43
Figura 21. Eficiencias de recobro por inyección de agua.....	44
Figura 22. Eficiencia de barrido vertical	46
Figura 23. Variación de la inyectividad de agua en un sistema radial.....	47
Figura 24. Esquema de inyección de 4 zonas.	54
Figura 25. Empaque recuperable hidráulico.	55
Figura 26. Mandril de inyección tipo bolsillo	56
Figura 27. Válvula reguladora de flujo.	57
Figura 28. Comparación inyección con válvulas Powerwave y sin válvulas powerwave.....	58
Figura 29. Válvula Powerwave Neptune.	59
Figura 30. Conector on/ OOF Tool.....	59
Figura 31. Niple Selectivo.	60
Figura 32. Metodologías para reuniones de seguimiento.	61
Figura 33. Sonda Trazador Radiactivo.	64
Figura 34. Registro Trazador Radiactivo.	65

Figura 35. Localización pruebas de presión área B.....	80
Figura 36. Localización pruebas de presión área A.....	81
Figura 37. Patrón pozo T-129.....	85
Figura 38. Comportamiento producción T-129.....	86
Figura 39. Patrón pozo T-528.....	87
Figura 40. Toma de caudales pozo inyector.....	89

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades de los Yacimientos Campo Tibú.	22
Tabla 2. Promedio de producción 2014	24
Tabla 3. Toma de niveles, dinagramas y servicios a pozo.....	25
Tabla 4. Pozos inyectoros Campo Tibú.	26
Tabla 5. Promedio inyección 2014.....	30
Tabla 6. Variables que afectan la inyección de agua.....	52
Tabla 7. Resultado trazador Radioactivo Tibu-096	65
Tabla 8. Análisis trazadores tomados primer semestre de 2014.	66
Tabla 9. Prueba de inyektividad Tibu-260.....	70
Tabla 10. Calibración de válvulas Tibu-260	71
Tabla 11. Cantidad de Nivel de fluidos y Dinagramas Campo Tibú	82
Tabla 12. Pruebas de producción campo Tibú.....	84
Tabla 13. Pozos tecnología Powerwave	90
Tabla 14. Pozos limpieza coiled tubing.....	90
Tabla 15. Caudal incremental asociado a la inyección.	91

LISTA DE ANEXOS.

ANEXO A. Estado mecánico Pozo T-94.	97
ANEXO B. Estado mecánico pozo T-67.	98
ANEXO C. Estado mecánico pozo T-100	99
ANEXO D. Estado mecánico pozo T-62	100
ANEXO E. Patrón de inyección Pozo T-93	101
ANEXO F. Seguimiento inyección pozo T-93	102

RESUMEN

TITULO:

SURVEILLANCE DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA CAMPO TIBÚ¹.

AUTOR:

LEONEL PICO VELANDIA².

PALABRAS CLAVES:

Surveillance, Powerwave, Sarta Selectiva, Patrón de Inyección, Dinagramas, Válvulas reguladoras de flujo, Trazador Radiactivo.

DESCRIPCION.

El campo Tibú se encuentra ubicado en el departamento de Norte de Santander, Colombia. Hace parte de la cuenca del Catatumbo y es operado por Ecopetrol, a este campo se le considera maduro por tener más de 70 años de producción.

El surveillance para un sistema de inyección de agua permite encontrar las estrategias adecuadas que se pueden desarrollar en un campo para monitorear y controlar de la manera más acertada todos los problemas que se presentan, tanto en el subsuelo como en superficie, con la finalidad de optimizar la producción de un campo.

Este trabajo presenta una serie de actividades y procedimientos que se realizan en el campo Tibú, para optimizar el sistema de inyección, dando solución a factores como pozos con problemas de suciedad (arenamiento, orgánicos), revisión y cambio de válvulas reguladoras de flujo, válvulas de corte, choques, cheques, cabezales, ajuste de presiones y caudales, con el fin de optimizar la producción del campo.

La revisión de las actividades propuestas en el Surveillance obliga a llevar un seguimiento mensual para el buen desarrollo del sistema de inyección, este monitoreo aplica para todos los trabajos y operaciones relacionadas con el control y manejo de inyección de agua, ya que un buen seguimiento de estas operaciones genera una inyección más estable y controlada en el campo, además ayuda a encontrar posibles causas de problemas no solo relacionados con inyección sino también de producción. Este seguimiento permitirá conocer detalladamente todas las actividades, operaciones, equipos, tareas, etc, relacionadas con un proceso de inyección de agua.

¹ Proyecto de Grado

² Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Javier Hernando Vargas Florez. Codirector: Ingeniero. Oscar Vanegas Angarita.

ABSTRACT

TITLE:

SURVEILLANCE OF SYSTEM WATER INJECTION IN TIBU FIELD³.

AUTHOR:

LEONEL PICO VELANDIA⁴.

KEYWORDS:

Surveillance, Powerwave, Selectivestring, Injectionpattern, Dinagramas, Flow control valves, Radioactive tracer.

DESCRIPTION

Tibu field is located in Norte de Santander, Colombia. It is part of the Catatumbo basin and operated by Ecopetrol, this field is considered mature, because it has more 70 years in production.

Surveillance for waterflooding system allows to find strategies suitable that it can develop in a field to guide and verify effectively problems in subsoil and surface to optimize the production.

This file shows activities and procedures the Tibu field doing for optimize the injection system, it is giving solutions to factors as Wells with problems of dirt (screenout, organics), reviewing and changing flow control valves, cut off valves, check valves, checks, heads, adjustment of pressure and flow to optimize the production in the field.

The review to activities approach in Surveillance requires a follow up every month to a good development of injection system, this check applies to all works and operations related with the control of waterflooding, because a good follow up to these operations develops a stable and controlled injection in the field, besides it helps to find possible causes of problems related with the injection and production. This monitoring will allow to know in detail all activities, operations, machines, works, etc. Related with waterflooding system.

³ Graduation Project

⁴ Faculty Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Eng. Javier Hernando Vargas Florez. Gomez. Codirector: Oscar Vanegas Angarita

INTRODUCCIÓN

En los últimos tiempos, la necesidad por encontrar nuevas reservas energéticas, acompañado de la necesidad de mantener la producción estable, obliga a la industria a evolucionar, controlar y mejorar los procesos actuales.

La inyección de agua es uno de los métodos de recobro mejorado más antiguo y usado en la actualidad por eso se hace necesario su monitoreo, revisión y optimización. No son en vano las enormes inversiones que se hacen a diario en el desarrollo de proyectos de inyección de agua que permiten la solución de problemas y retos del sector energético, pero muchos proyectos fallan en su proceso de evolución por no tener un seguimiento o soporte adecuado, lo cual bien realizado permite que los proyectos lleguen a ser exitosos.

El seguimiento y monitoreo del sistema de inyección de agua del campo Tibú está basado en la búsqueda de alternativas que permitan la optimización de la producción del campo, para ello es importante definir los pozos que requieran aislar, fracturar o estimular zonas, recañoneo de nuevas zonas, instalar sartas selectivas y mejorar condiciones de operación tanto en fondo como en superficie. Para un adecuado monitoreo es necesario tomar trazadores radioactivo (o ILT'S): uno (1) cada 3 meses como mínimo para pozos con inyección selectiva, y uno (1) al año para pozos inyectoros con sarta convencional, diseñar los Fall Off Test, pruebas de presión estática, toma de niveles de fluidos y dinagramas en pozos productores, pruebas de producción, pruebas de inyección, toma de fondos (pozos productores e inyectoros) y un correcto análisis de la producción diferida

Al momento de identificar alguna falencia en el sistema de inyección de agua, es necesario desarrollar las estrategias necesarias para buscar los métodos o

procedimientos más adecuados para garantizar el óptimo desempeño del sistema de inyección de agua.

1 GENERALIDADES CAMPO TIBÚ

El campo Tibú está ubicado 120 Kms al norte de la ciudad de Cúcuta fue una concesión hasta 1976. La fecha de descubrimiento fue 1941, las dimensiones del campo son: 30 x 10 km – 300 km², siendo el pozo descubridor el Tibú-01 en el anticlinal Tibú. La máxima producción alcanzada fue de 23.000 bbl/d (1945); e inicio de inyección de agua de 1960. El retorno de la concesión al estado colombiano (ECP) se produjo en 1976. Pozos existentes 510 de los cuales hay 124 productores, 40 inyectoros, 159 inactivos y 164 abandonados como yacimientos principales se tienen:

El Terciario: formación Barco; 4500 ft. Arenisca de grano fino a medió y arcillolita gris interestratificada. Porosidad: 15%, K = 100 md, API = 32, Rs = 450 Scf/stb.

Cretácico: Grupo Uribante (Aguardiente, Mercedes, Tibú), 9000 ft. Arenisca glauconítica con intercalaciones de caliza, caliza cristalina fosilífera densa, porosidad: 6-8%, K=fracturas, API =42-52, Rs = 7000 scf/stb.

Los yacimientos secundarios son del Terciario y corresponden a: Formación Carbonera, Formación Los Cuervos y Formación Catatumbo.

El mecanismo de producción inicial del yacimiento fue el empuje por gas en solución, razón por la cual fue necesario recurrir muy pronto a métodos de levantamiento artificial para la recuperación primaria de sus reservas. La presión inicial del yacimiento fue de 2210 psi y antes de la inyección de agua había

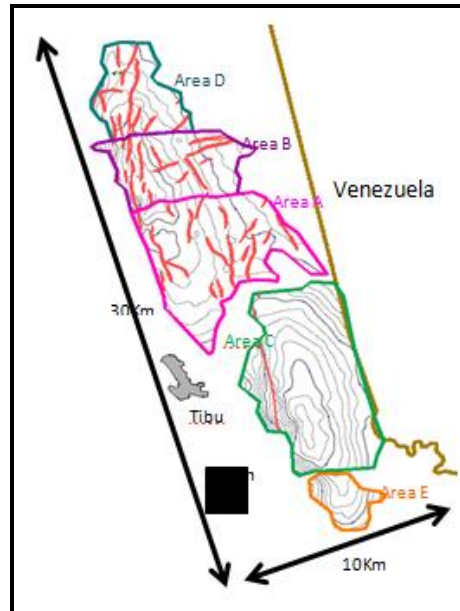
descendido en algunas partes del yacimiento hasta 500 psi. La recuperación de presión, aunque no ha sido uniforme, ha logrado mantenerse en 2000 psi en promedio. .

La producción de la formación Barco inicia en octubre de 1945 en las Áreas A, B, C Y D con 4323 BOPD, de los cuales el 90% provenía del Área A con 10 de los 14 pozos activos del campo.

En julio de 1951 la producción primaria alcanzó un máximo de 21700 BOPD a través de 114 pozos activos. En 1955 se inició un piloto de inyección de agua en el Área C, conformando dos patrones de siete puntos en la Formación Barco en el anticlinal Tibú. En agosto de 1956 inicia la producción del Área E con 131 BOPD. Posteriormente el proceso de inundación con agua se extendió al resto del Área C en 1959, al Área B en 1960, al Área A en 1961, al Área E en 1968 (finaliza en mayo de 1972) y finalmente al Área D en el año de 1969. El OOIP de la formación Barco del campo Tibú está estimado en 1044.84 MMBO. Sin embargo, por la complejidad geológica y por la tecnología empleada tan solo se ha logrado un factor de recobro total de 21% cuando los estándares mundiales oscilan entre 38% y 54% para este tipo de sistemas.

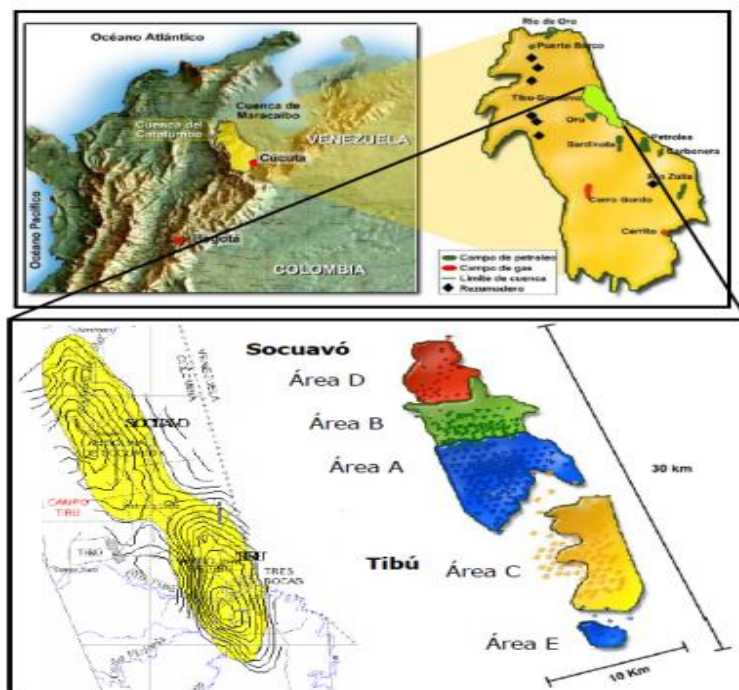
El mecanismo de producción inicial del yacimiento fue el empuje por gas en solución, razón por la cual se hizo necesario recurrir muy pronto a métodos de levantamiento artificial. La presión inicial del yacimiento fue 2210 psi y antes de la inyección de agua había descendido en algunas partes a 500 psi. La presión ha logrado mantenerse en 2000 psi aunque no ha sido uniforme.

Figura 1. Mapa de distribución de áreas campo Tibú.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Subsuelo y Confiabilidad del Catatumbo

Figura 2. Ubicación Campo Tibú.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Subsuelo y Confiabilidad del Catatumbo.

Fecha de descubrimiento: 1941

Dimensiones: 30 x 10 km – 300 km²

Pozo descubridor: Tibú-01 en Anticlinal Tibú

Máxima producción alcanzada: 23.000bbl/d (1963)

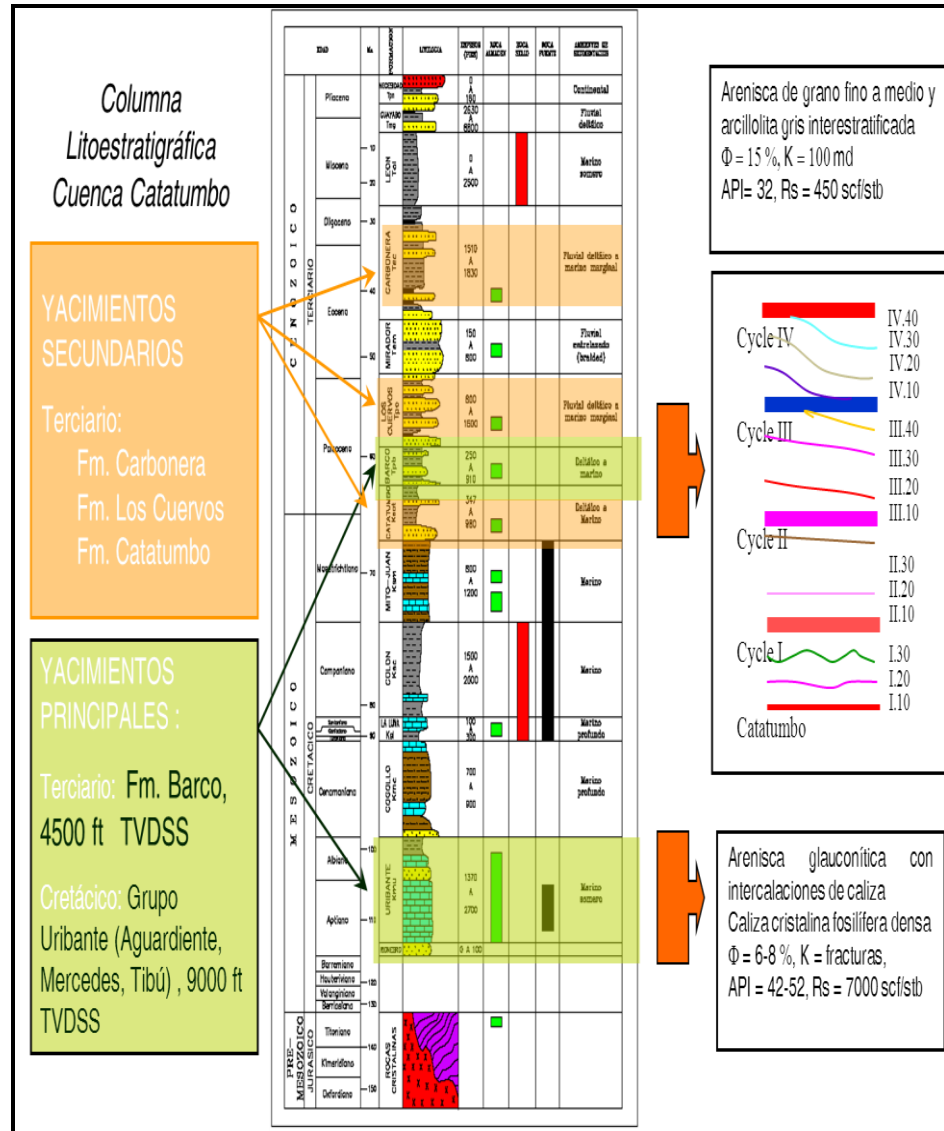
Inicio de inyección: 1955

Retorno de la concesión al Estado Colombiano (ECP): 1976

Tabla 1. Propiedades de los Yacimientos Campo Tibú.

CARACTERISTICAS	TERCIARIO	CRETACEO
Porosidad promedio	15%	6-8%
Permeabilidad promedio	100md	Fracturas
SW promedio	30%	40-50%
Profundidad promedio	4500 pies	9000 pies
Espesor promedio	70 pies	120 pies
Contacto Agua petróleo original	4553 pies	9216 pies
Hidrocarburo tipo	Parafinico	Parafinico
Gravedad API	32	42-52
Viscosidad del petróleo	1,5-4,1 cp	0,5 cp
Rs	450 scf/stb	7000scf/stb
Bo	1,2rb/stb	1,9 rb/stb

Figura 3. Columna estratigráfica, Cuenca Catatumbo.



Fuente: Presentación Proyecto Desarrollo Incremental Tibú.

1.1 PRODUCCIÓN DEL CAMPO.

La producción promedio durante el primer semestre del año 2014 fue de 1740 BOPD, estando 1022 BOPD por debajo del P-50 promedio para este periodo, el cual es de 2762 BOPD, alcanzando una ejecución del 62.99%.

Los sistemas de levantamiento artificial presentes en el campo Tibú son: Bombeo mecánico (BM, VSH2), bombeo de cavidades progresivas (PCP), Plunger Lift (PL)

Tabla 2. Promedio de producción 2014

2014				EJECUCIÓN P-50	
CAMPO	REAL	P-50	POP	BPPD	%
TIBU	1740	2762	2109	-1022	62.99

La producción se ha visto afectada durante este periodo por diferentes causas entre ellas:

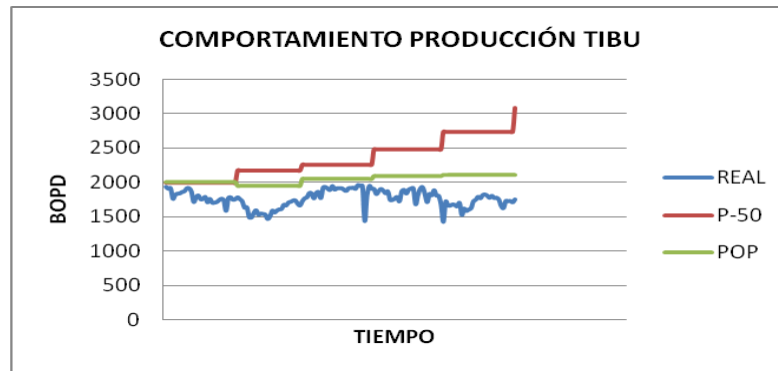
- Reposición de tramos de la línea colectora para lo cual se cierran pozos con plunger lift.
- Cortes eléctricos programados por parte de CENS.
- Cortes eléctricos programados por parte de mantenimiento.
- Atentado terrorista afectando líneas de producción, transferencia de gas y líneas eléctricas.
- Retrasos en la perforación y completamiento de 11 pozos productores que deberían de ser entregados en los dos (2) primeros trimestres del año.
- Pozos en espera de reacondicionamiento.

Para el control de producción y el sostenimiento de la producción del Campo Tibú se tomaron registros de nivel, dinagramas y registros de fondo teniendo como objetivo visualizar las oportunidades de optimización e intervenciones a pozo para cumplir con las metas de producción.

Tabla 3. Toma de niveles, dinagramas y servicios a pozo.

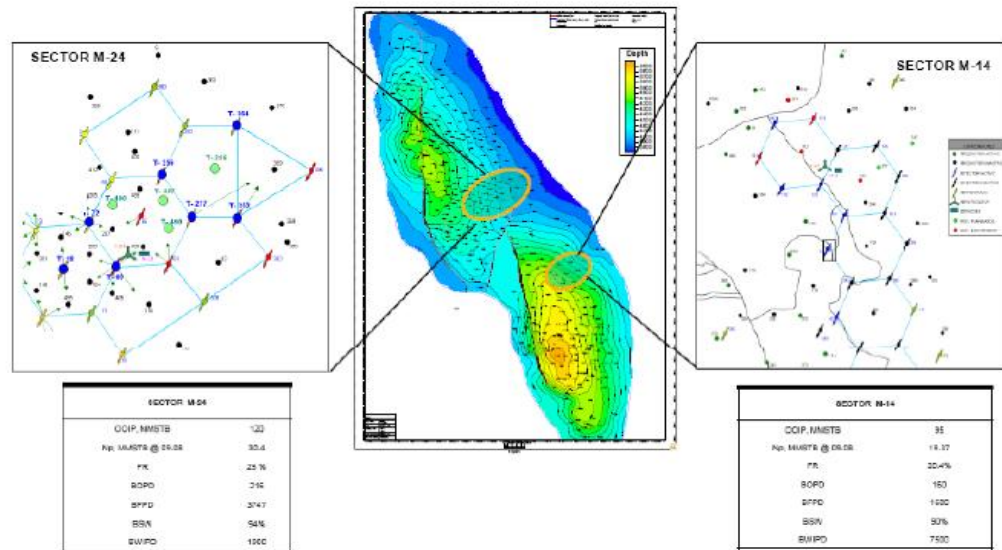
NIVELES	1252
DINAGRAMAS	548
TALLER BOMBAS	14
SERVICIOS A POZO	24

Figura 4. Comportamiento producción Campo Tibú.



1.2 INYECCIÓN DE AGUA

Figura 5. Distribución inyección de agua campo Tibú.



Fuente: Departamento de Producción SCO

Actualmente se inyecta agua en 5 estaciones del campo J-25 arenas (A, B), M-24 arena (A), K-27(B), M-14(C), K-32(B). Actualmente el Campo Tibú cuenta con un total de 51 pozos inyectoros con línea de inyección instalada: 46 activos y 5 pozos inyectoros inactivos, los pozos están inactivos por diferentes razones: esperando WO por integridad de pozos inyectoros, pruebas de inyectividad, igualmente hay 17 pozos intervenidos por el proyecto a espera de la instalación de la respectiva línea de flujo. Del total de pozos inyectoros 13 son sarta selectiva (SS)

Tabla 4. Pozos inyectoros Campo Tibú.

INYECTORES CAMPO TIBU		
T-380	T-065	T-073
T-089	T-277	T-313
T-174	T-018	T-078
T-017	T-035	T-135
T-037	T-364	T-116
T-015	T-069	
T-077	T-072	T-260
T-096	T-286	T-075
T-111	T-256	T-127
T-062	T-106	T-238
T-253	T-161	T-365
T-043	T-142	T-366
T-039	T-102	T-366
T-033	T-125	T-359
T-299	T-085	T-369
T-040	T-113	T-088
T-020	T-139	T-112
T-019	T-151	T-183
T-061	T-022	T-117
T-352	T-083	T-270
T-382	T-134	T-302
T-093	T-104	T-099
T-121	T-046	T-101
ACTIVOS		
INACTIVOS		
ESPRANDO LINEADE INYECCION		

Figura 6. Comportamiento de la inyección Campo Tibú.

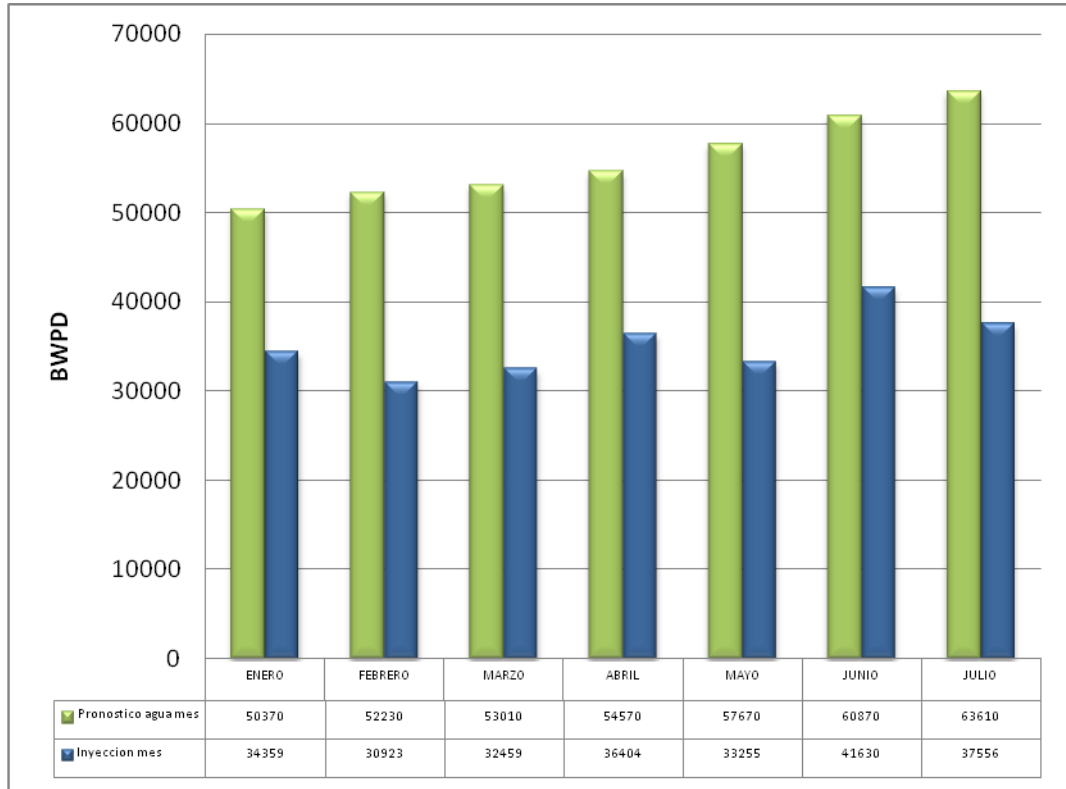


Figura 7. Comportamiento producción/ inyección estación K-27

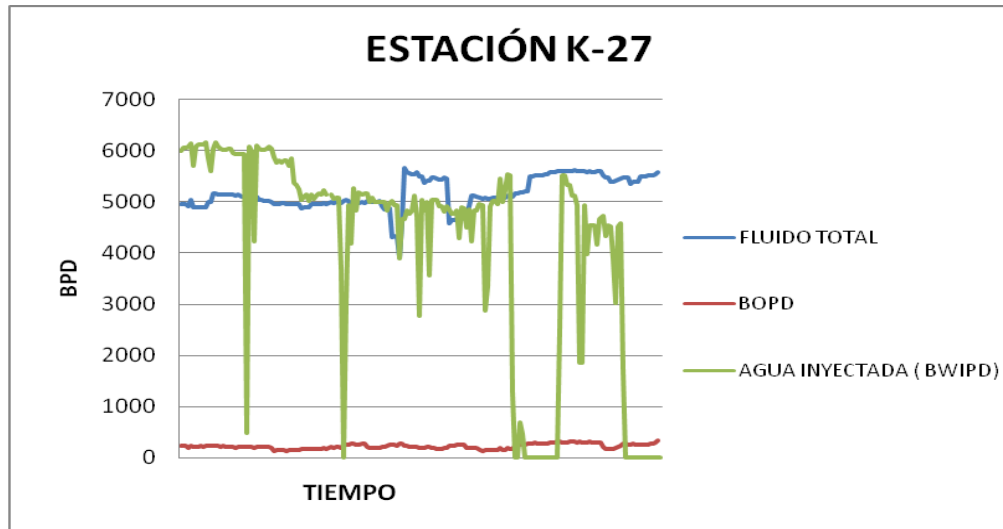


Figura 8. Comportamiento producción/ inyección estación J-25

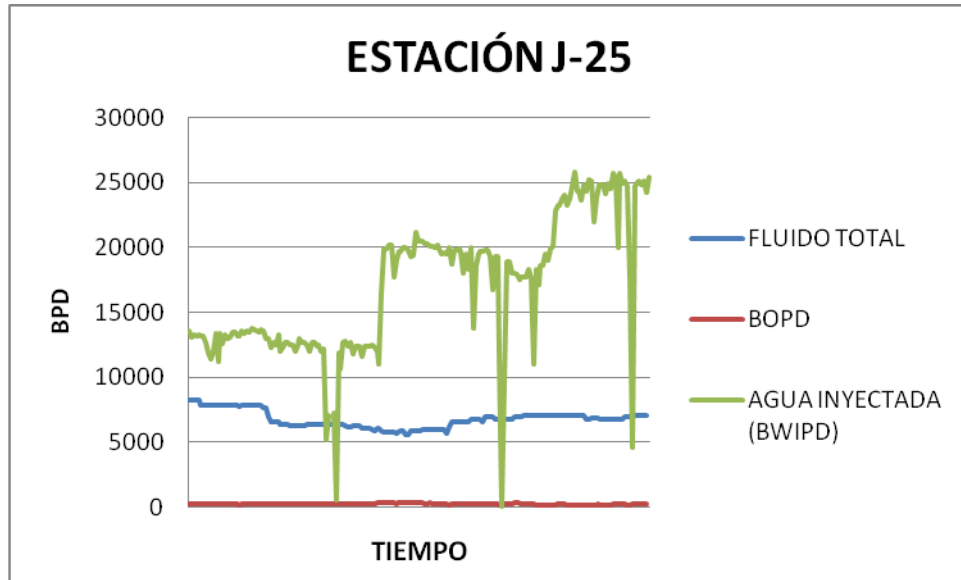


Figura 9. Comportamiento producción/ inyección estación M-24

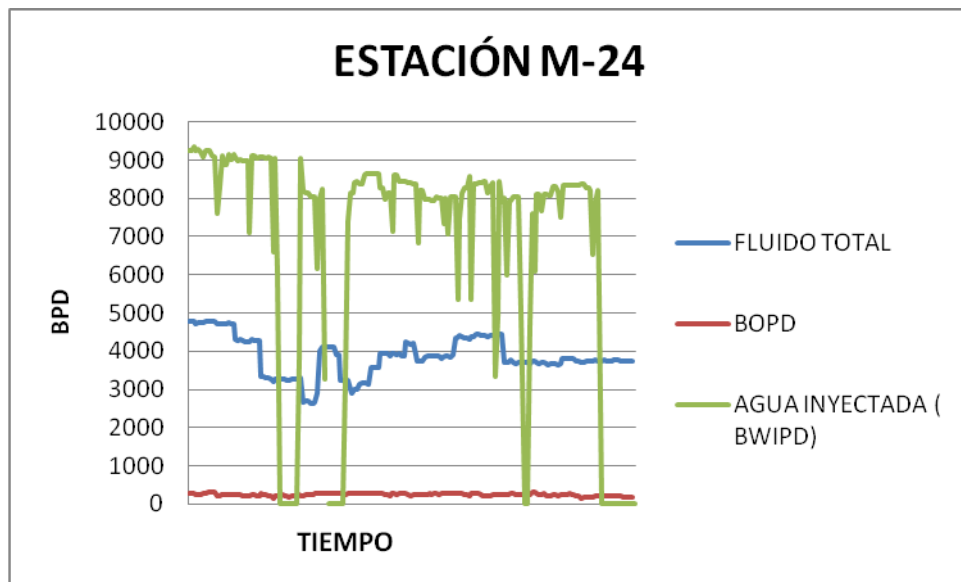


Figura 10. Comportamiento producción/ inyección estación M-14

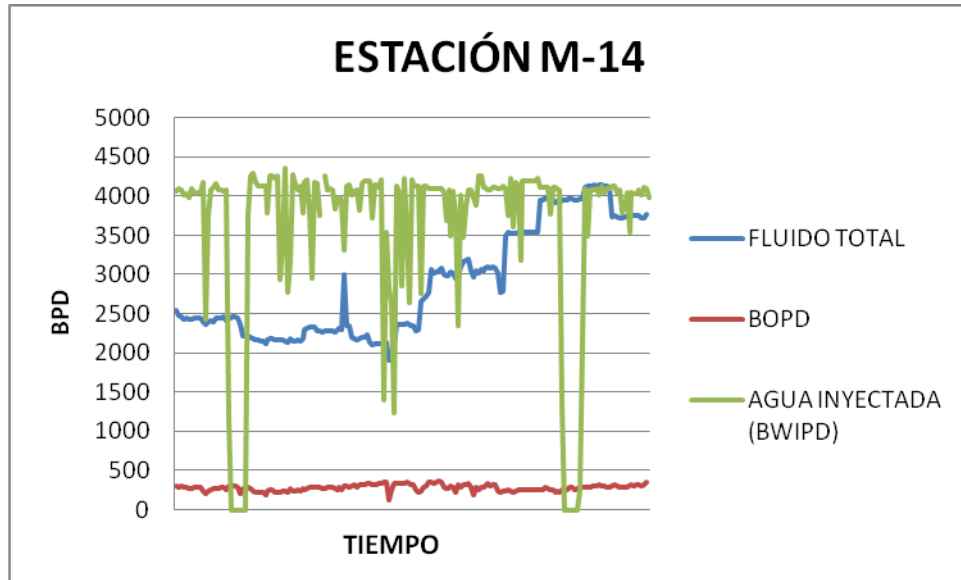


Figura 11. Comportamiento inyección estación K-32

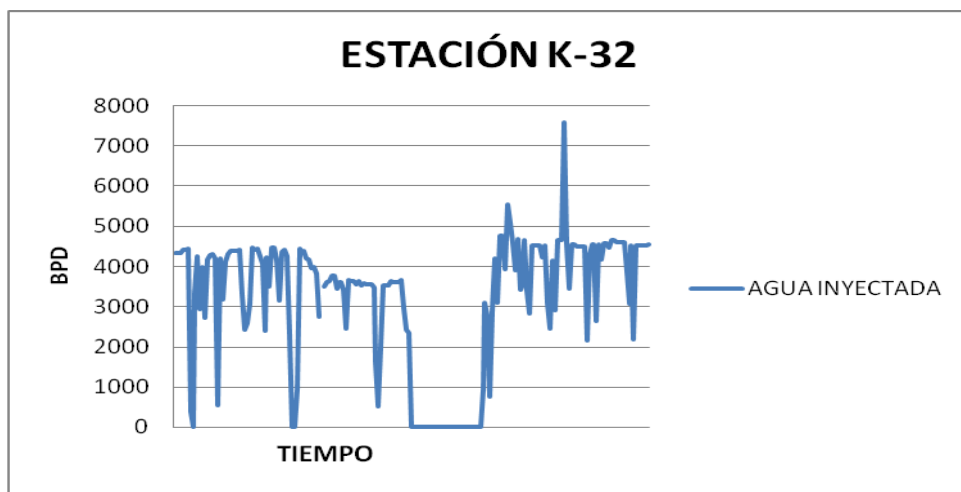


Tabla 5. Promedio inyección 2014.

2014				EJECUCIÓN P-50	
CAMPO	REAL	P-50	POP	BWPD	%
TIBU	37057	57703	43833	-20649	64,2

El comportamiento de la inyección durante el primer semestre del 2014 se vio afectado por las siguientes causas,

- Estación K-32 fuera de servicio 30 días por falla del variador de la bomba de inyección.
- Estación K-27, fuera de servicio 23 días por falla en el variador de la bomba y cortes eléctricos.
- Estación J-25 se presentaron cierres por conexiónamiento de líneas de inyección de agua.
- Estaciones J-25, K-27, K-32, M-24 YM-14 fuera de servicio por continuos cortes de energía.
- La falta de líneas de inyección en los nuevos pozos inyectoros afectan el pronóstico P-50 de inyección del campo Tibú.
- Estación M-24 fuera de servicio por 24 días por trabajos en los pozos T-495 y T-489.

2 INYECCION DE AGUA.

La inyección de agua es usualmente aplicada en yacimientos agotados en presión y también en yacimientos con empuje con capa de gas libre por el agotamiento de la presión. Inicialmente la presión del yacimiento es restaurada con una compresión de gas por el empuje del agua inyectada, re disolviendo el gas libre en el banco de aceite. La respuesta en la producción de aceite ocurre después del llenado (**fillup**), en el cual el aceite ocupa espacio anteriormente ocupado por el gas y es desplazado más fácilmente por el agua. Cuando un yacimiento es homogéneo, generalmente muy poca agua de la inyectada es producida, antes que las tasas de producción de aceite lleguen a los picos más altos.

El tiempo de respuesta del aceite, la irrupción del agua y la magnitud de los picos máximos de tasas de producción, dependen de las características del yacimiento y de las tasas de inyección. Después de que se alcanzan los topes de producción, la tasa de producción de aceite declina con un incremento en el corte de agua.

2.1 PRINCIPIOS BÁSICOS.

En la inyección de agua, se logra la producción de petróleo, gracias al empuje de agua que pasa a ocupar un volumen de petróleo, entonces el fluido inyectado actúa como desplazante y el petróleo como desplazado, es necesario decir que ocurre un desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en el medio poroso, esto es similar al ocasionado por un pistón y se puede presentar de dos formas:

2.1.1 Desplazamiento Tipo Pistón sin Fugas.

El agua inyectada actúa como un pistón que desplaza todo el petróleo móvil de la zona invadida, por lo tanto detrás del frente de invasión la saturación de fluido desplazante es máximo y la del petróleo es residual.

2.1.2 Desplazamiento Tipo Pistón con Fugas.

El pistón generado por el agua inyectada no es completamente eficiente ya que permite que parte del petróleo que podría ser desplazado, se quede detrás del frente y por lo tanto la saturación de aceite luego del desplazamiento es mayor a la residual.

2.1.3 Llenado.

Al inicio del proceso de inyección el agua inyecta con el fin de re disolver el gas libre que se encuentre en la formación, el agua reemplaza al volumen ocupado por el gas. No existe un proceso de desplazamiento en esta etapa y su duración depende de la cantidad de gas libre y del volumen de agua inyectada.

2.1.4 Desplazamiento.

La inyección de agua está acompañada por un aumento de la presión de yacimiento, desde los pozos inyectoros hacia los productores, el fluido desplazado se mueve por la acción del fluido desplazante, generando bancos de agua y de petróleo en el yacimiento.

2.1.5 Ruptura.

Cuando se alcanza el punto de ruptura del frente de agua en el pozo productor comienza a producir el agua que se está inyectando aumentando su volumen cada vez más.

2.1.6 Etapa Subordinada.

Es el periodo que sigue de la ruptura.

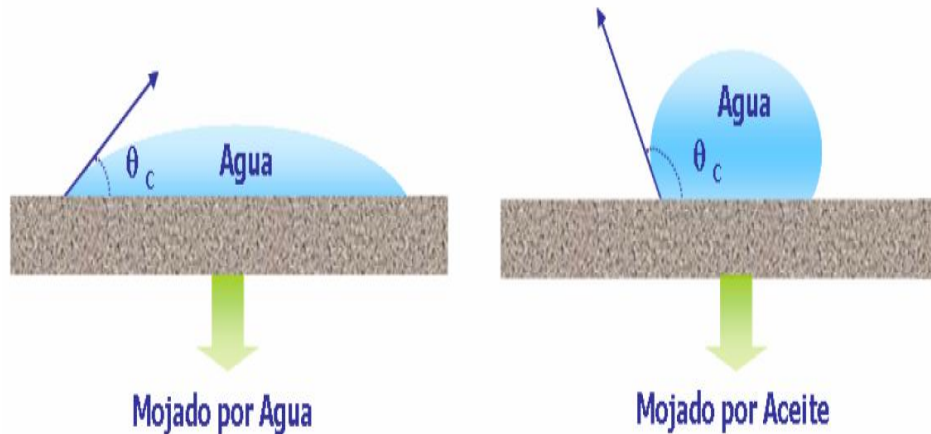
2.2 PROPIEDADES IMPORTANTES EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA.

La recuperación de petróleo está dominada por la mojabilidad de la roca, la presión capilar, las permeabilidades relativas.

2.2.1 Mojabilidad.

Un sistema aceite-agua roca puede ser mojado por aceite, dependiendo de la tendencia que tienen los fluidos a adherirse a una superficie solida lo cual afecta la distribución de los fluidos en el yacimiento. Cuando una fase está atrapada entre los intersticios más pequeños, entonces en un fluido poco móvil y moja perfectamente el área superficial de la roca, esta fase es llamada mojante y la fase no mojante trata de ocupar los espacios más grandes al tener mayor movilidad.

Figura 12. Mojabilidad de un sistema Aceite-Agua-solido

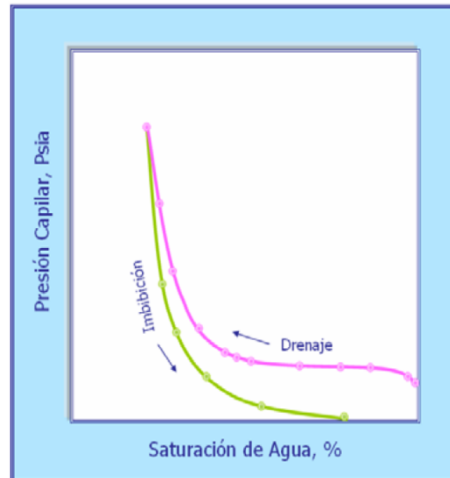


Fuente: integrated Waterflood Asset Management. THAKUR Ganesh y SATTER Abdus.1998

2.2.2 Presión Capilar.

Se define como la diferencia de presión a través de la interface que separa dos fluidos inmiscibles, es decir, la diferencia entre la presión de la no mojante y la fase mojante, afecta la distribución de los fluidos en el yacimiento y la saturación de aceite residual además dependiendo de la mojabilidad de la roca la presión capilar varia y se presenta el desplazamiento por imbibición y drenaje.

Figura 13. Presión capilar

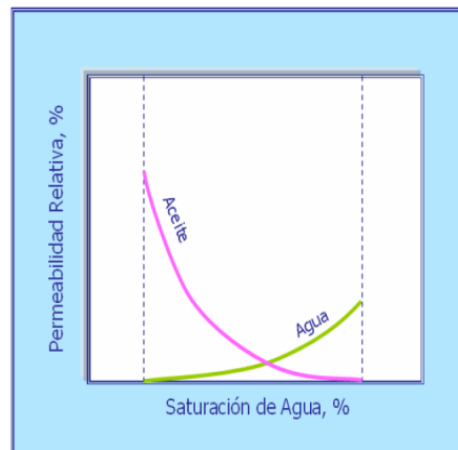


Fuente: integrated Waterflood Asset Management. THAKUR Ganesh y SATTER Abdus.1998

2.2.3 Permeabilidades Relativas.

Es definida como la relación de la permeabilidad efectiva del fluido a una saturación con respecto a la permeabilidad absoluta de la roca. La permeabilidad absoluta es la habilidad de una roca a permitir el flujo de un fluido del cual está 100% saturado y la permeabilidad efectiva es la medida de la conductancia de un fluido a través de un medio poroso cuando este se encuentra saturado con más de una fase.

Figura 14. Permeabilidades Relativas.



Fuente: integrated Waterflood Asset Management. THAKUR Ganesh y SATTER Abdus.1998

2.2.4 Relación de Movilidades.

Se define como la relación de movilidad de la fase desplazante (agua) y la movilidad de la fase desplazada (petróleo). La movilidad es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento y se calcula como la relación de permeabilidad efectiva de un fluido y la viscosidad de este.

La relación de movilidades generalmente, se designa como favorable o no favorable, cuando la relación de movilidad es igual a uno (1) las movilidades del agua y del petróleo son idénticas quiere decir que los fluidos se encuentran en la misma resistencia al moverse cuando es menor a uno el petróleo fluye más que el agua y por tanto es muy fácil para el agua desplazar el petróleo, cuando la relación de movilidad es mayor que uno (1) el agua se mueve más fácil que el petróleo y no es muy efectiva para desplazarlo.

2.3 FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN DE AGUA.

Algunas características del yacimiento determinan la viabilidad de un proyecto de inyección de agua, entre ellas se encuentran las siguientes.

2.3.1 Geometría del Yacimiento.

La estructura y estratigrafía de un yacimiento, controlan la localización de los pozos y determinan los métodos por los cuales el yacimiento puede ser producido a través de inyección de agua como es el caso del patrón de inyección empleado, varía dependiendo de las características del yacimiento.

2.3.2 Litología y Propiedades de la Roca.

La porosidad, permeabilidad, contenido de arcilla y espesor neto, son factores litológicos y propiedades de la roca que influyen en la eficiencia en la inyección de agua. La composición mineral de la arena también puede afectar el proceso de inyección, debido a las reacciones presentadas con el agua inyectada, dependiendo de la naturaleza del mineral.

2.3.3 Profundidad del Yacimiento.

Si el yacimiento es demasiado grande, económicamente no se puede realizar perforaciones para disminuir el espaciamiento entre pozos y por esto, no se pueden esperar altos recobros, en el caso de grandes profundidades, la saturación de aceite residual es baja debido a la compresibilidad de la roca y la expansión de los fluidos, que permitió su amplia explotación primaria en los yacimientos someros.

2.3.4 Continuidad de la roca.

Es importante tener en cuenta la continuidad de las propiedades de la roca, ya que el flujo de fluidos en el yacimiento, es en dirección de los planos de estratificación.

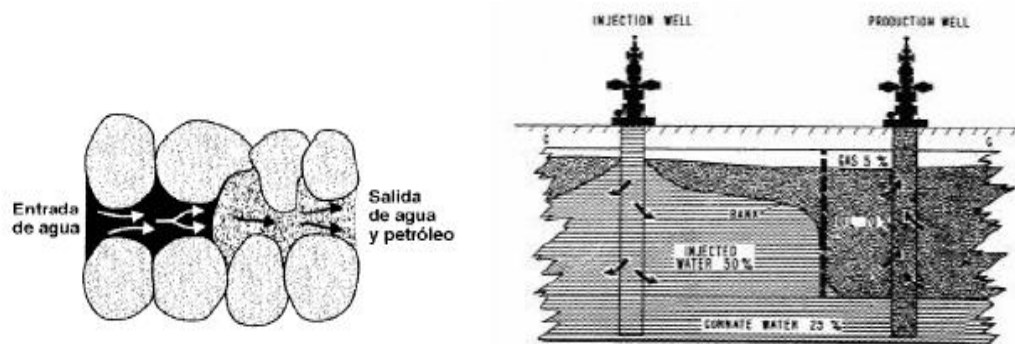
2.3.5 Distribución de las Saturaciones de los fluidos.

Una alta cantidad de aceite remanente es el primer criterio de éxito en operaciones de inyección de agua, al igual que entre más bajo sea el valor de la saturación de petróleo residual mayor será el recobro final. También es de interés conocer la saturación inicial de agua connata, esencialmente para determinar saturaciones de petróleo inicial bajas saturaciones de agua significan grandes cantidades de petróleo que queda en el yacimiento.

2.3.6 Propiedades de los fluidos de yacimiento.

Las propiedades físicas de los fluidos de yacimientos tiene efectos sobre el desarrollo de un proceso de inyección, la viscosidad del petróleo y las permeabilidades relativas de la roca son las más importantes, la viscosidad del crudo es considerada la más afectada en un proceso de inyección e agua gracias a la eficiencia de barrido.

Figura 15. Esquema de desplazamiento de petróleo por agua.



Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Magdalena Paris de Ferrer.

2.4 CONCEPTOS DE UNA INYECCION DE AGUA

Los conceptos más importantes al tratar una inyección de agua se encuentran definidos en los siguientes temas:

- Teoría de desplazamiento inmisible.
- Relación de movilidad.
- Patrones de inyección.
- Heterogeneidad del yacimiento.
- Eficiencia de recobro.
- Distribución vertical de permeabilidades horizontales.
- Tasas de inyección.
- Predicción de inyección de agua
- Condiciones operacionales
- Fuente de agua

2.4.1 Teoría Del desplazamiento inmisible:

Esta teoría se basa en el empuje de un fluido para desplazar a otro a través de un medio poroso, pero estos dos fluidos deben ser inmiscibles, o sea, no se mezclan. El fluido desplazante para este caso será el agua y el fluido desplazado será el aceite. Esta teoría se basa en la llamada ley de Darcy.

2.4.2 Relación de movilidades:

Es la relación entre la capacidad que tiene un fluido para fluir respecto a la misma capacidad de otro fluido. La relación de movilidades en el yacimiento, depende de las viscosidades del fluido desplazante y el desplazado, por esta razón cuando el proceso de inyección de agua se inicia con la presión de yacimiento cercana a la presión de burbuja, se presenta mayor eficiencia de barrido, debido a una relación de movilidades comparada con una presión mucho más baja.

2.4.3 Patrones de inyección:

En el proceso de inyección de agua es necesario contar con pozos inyectoros y productores, que se pueden ubicar de diferentes maneras, con el fin de obtener una mayor eficiencia de barrido. La inyección de agua puede realizarse por medio de una distribución irregular de los pozos o también, ordenándolos en un patrón de inyección, donde el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores.

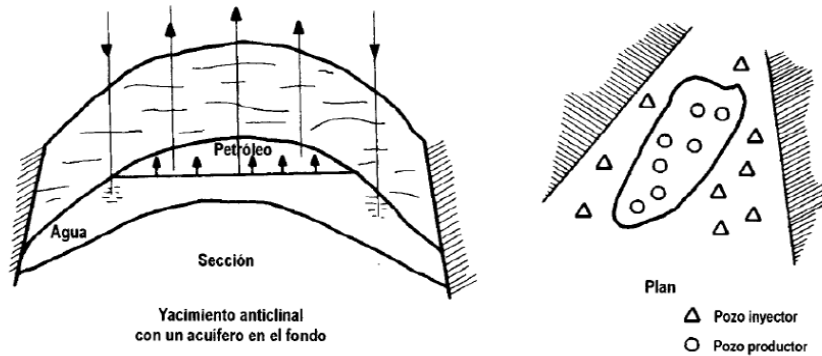
2.4.3.1 Inyección periférica:

Los pozos inyectoros en un arreglo periférico están en los bordes o en las periferias del yacimiento, es decir, en el acuífero del yacimiento. Las ventajas en los arreglos periféricos son muy grandes. Es usual tener una mejor eficiencia de barrido areal que en los patrones de inyección.

Cuando los pozos inyectoros se localizan en la parte más baja de la estructura del yacimiento, los efectos de segregación gravitacional pueden ser usados para incrementar la eficiencia de desplazamiento.

Para yacimientos con empuje de agua, es lógico seleccionar los pozos ubicados en el borde del yacimiento para ser convertidos a inyectoros. La principal desventaja está en que la respuesta del agua de inyección se limita a la proximidad entre los pozos inyectoros y los pozos productores y entonces, la mayoría de los pozos productores que están lejos de los pozos inyectoros, no responden rápidamente a la inyección. Por esta razón, la inyección periférica es usada en yacimientos relativamente pequeños o usando una combinación con patrones de flujo.

Figura 16. Esquema de inyección periférica o externa



Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Magdalena Paris de Ferrer.

2.4.3.2 Patrones de flujo.

Los patrones de flujo pueden ser divididos en dos tipos:

- Patrones de flujo irregulares
- Patrones de flujo regulares

Los patrones raramente se pueden usar de manera perfecta, es difícil que los patrones de inyección se acomoden a la representación teórica. Por razones técnicas o legales, muchos campos están usando patrones de flujo irregulares y esto hace difícil la evaluación de la eficiencia de recobro y los monitoreos, así como también dificulta la evaluación del estado actual del yacimiento para mejorar el recobro de aceite bajo ciertas circunstancias.

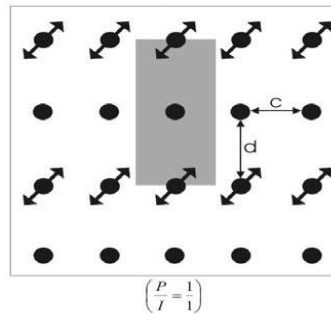
Los patrones de flujo se pueden clasificar en patrones de 4 puntos, 5 puntos, 7 puntos y 9 puntos. El patrón de inyección a escoger depende del yacimiento y de restricciones técnicas, legales, y económicos.

2.4.3.3 Espaciamientos entre pozos.

El espaciamiento entre pozos está definido como las distancias areales entre pozo y pozo, sin importar si es inyector o productor. El espaciamiento entre pozos en patrones de línea directa es una unidad de área dividida por dos.

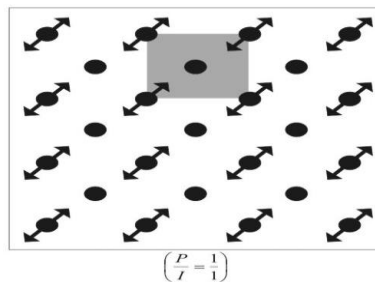
En los patrones de línea escalonada, la posición de los productores y de los inyectores esta intercalada a partir de la mitad de la distancia entre pozos similares adyacentes. La eficiencia de barrido areal de patrones de línea escalonada es superior.

Figura 17. Patrón de línea directa



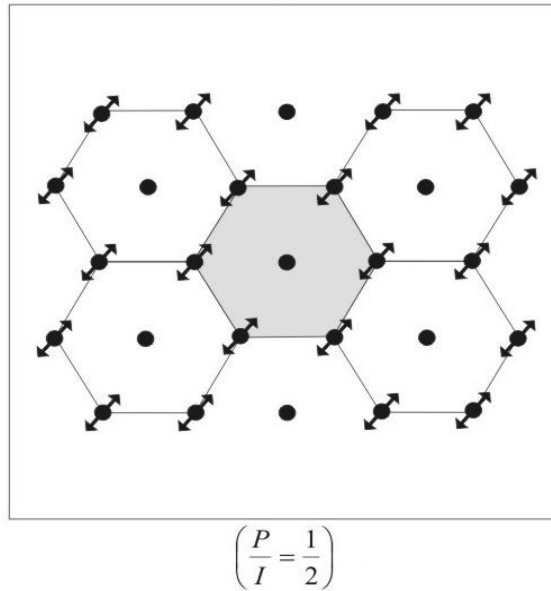
Fuente: integrated Waterflood Asset Management. THAKUR Ganesh y SATTER Abdus.1998

Figura 18. Patrón de cinco puntos (Regular)



Fuente: integrated Waterflood Asset Management. THAKUR Ganesh y SATTER Abdus.1998

Figura 19. Patrón de siete puntos (Regular)



Fuente: integrated Waterflood Asset Management. THAKUR Ganesh y SATTER Abdus.1998

2.4.4 Heterogeneidad del yacimiento.

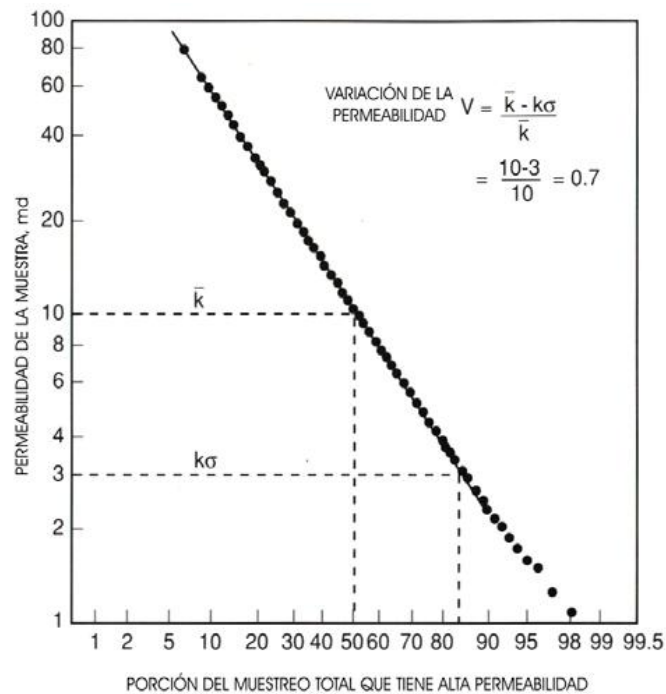
Los yacimientos no son uniformes en sus propiedades como permeabilidad, porosidad, distribución poral, humectabilidad, saturación de agua inicial y las propiedades de los fluidos, estas variaciones pueden ser tanto areales, como verticales. La producción del yacimiento, si es primaria o secundaria, está bien influenciada por estas heterogeneidades.

Los métodos más comunes para la caracterización de la variación de la permeabilidad vertical son:

- Distribución de la capacidad de flujo (permeabilidad x espesor), la cual evalúa en graficas de capacidad acumulada contra espesor acumulado, de yacimientos que tienen diferentes permeabilidades debido a diferentes estratos. Para una permeabilidad uniforme, la distribución de la capacidad se grafica como una línea recta. La desviación de esta línea recta es la medida de la heterogeneidad debido a la variación de permeabilidad.

- El coeficiente de Lorenz es un método basado en la distribución de la capacidad de flujo medido por el contraste en la permeabilidad para casos homogéneos. El coeficiente se define por la relación de áreas.
- El factor de variación de Dykstra-Parsons es un método que se basa en la distribución de permeabilidad.
- Los rangos de la variación de permeabilidad son de 0 (uniforme) a 1 (extremadamente heterogéneo) y es muy usado para caracterizar yacimientos heterogéneos.

Figura 20. Grafica tipo para el coeficiente de Dykstra Parsons



Fuente: integrated Waterflood Asset Management. THAKUR Ganesh y SATTER Abdus.1998

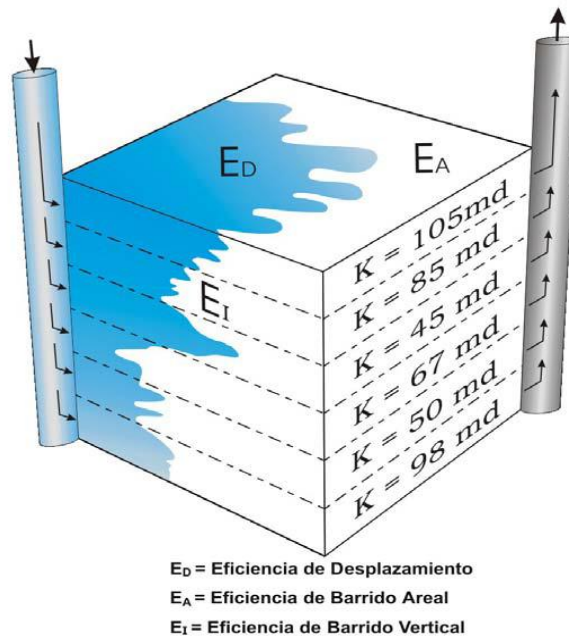
2.4.5 Eficiencia de recobro.

Cuando una cierta cantidad de agua es inyectada en el yacimiento, no se sabe la cantidad de aceite que se desplazara en la región invadida por el agua inyectada,

así como la cantidad de aceite que se recuperara en los pozos productores, por lo cual se necesita estimar la eficiencia del recobro de la inyección de agua para evitar estas incertidumbres.

La eficiencia de recobro puede ser definida como la fracción de aceite inicial recuperado del yacimiento. Esta variable se puede analizar en términos de la eficiencia de desplazamiento, la eficiencia de barrido areal y la eficiencia de barrido vertical.

Figura 21. Eficiencias de recobro por inyección de agua.



Fuente: integrated Waterflood Asset Management. THAKUR Ganesh y SATTER Abdus.1998

2.4.5.1 Eficiencia de desplazamiento.

Se define como la fracción de aceite en sitio en la región de barrido, desplazada por el agua de inyección. Las variaciones de las propiedades del yacimiento y de los procesos, pueden afectar la eficiencia de desplazamiento, variables como fracturas, Angulo de buzamiento, saturaciones iniciales, relación de viscosidad,

diferencial de gravedad, relación de permeabilidad relativa, presión capilar y tasas de inyección. A excepción de las fracturas, todas las otras variables están incluidas en la ecuación de flujo fraccional, por lo cual es importante entender la relación entre la eficiencia de desplazamiento pueden analizarse en pruebas de sensibilidad de los cambios en flujo fraccional para una variable específica. Si ese cambio de la variable resulta en un incremento en el valor de flujo fraccional, la eficiencia de desplazamiento disminuye.

La eficiencia de desplazamiento se puede determinar en pruebas de laboratorio, con correlaciones basadas en el cálculo de avance frontal.

2.4.5.2 Eficiencia de barrido areal.

Es el área barrida por el agua inyectada dividida por el área del patrón. Esta eficiencia es difícil de determinar solo con los datos de campo. Se requiere una combinación de estudios de campo, de laboratorio y matemáticos, para hacer una mejor estimación. Esta eficiencia ha sido extensamente estudiada en laboratorio. En muchos casos las pruebas están basadas en condiciones ideales, sin embargo la simulación matemática puede proveer información adicional para determinar la eficiencia de barrido areal.

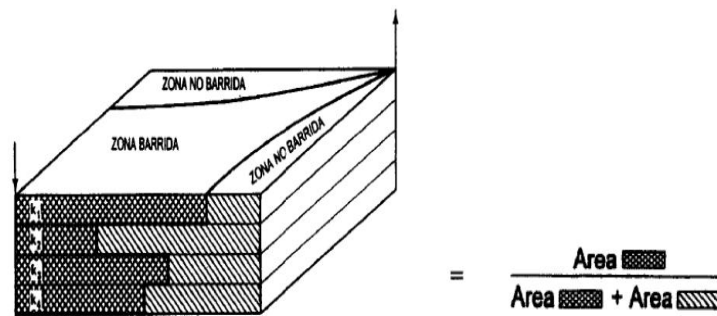
La eficiencia de barrido areal se ve afectada por el Angulo de buzamiento, las fracturas, la distribución areal de permeabilidad, las barreras, la segregación gravitacional, la distribución de saturación de gas, la relación de movilidad, los patrones de flujo y las tasas de inyección. La relación de movilidad y la distribución areal de permeabilidad son las que probablemente influyen más en la eficiencia de barrido areal.

2.4.5.3 Eficiencias de barrido vertical.

Hay muchos factores que afectan la eficiencia de barrido vertical, tales como la variación vertical de permeabilidades horizontales. La diferencia de gravedad, la saturación inicial de gas, la presión capilar, la relación de movilidad, el flujo

cruzado y las tasas de inyección. La relación de movilidad, la variación vertical de permeabilidades horizontales y las tasas de inyección son las variables que más afectan la eficiencia de barrido vertical. La eficiencia de barrido vertical es muy difícil de determinar, debido a que no se tiene un número limitado de puntos de control del yacimiento. El perfil de inyección de los pozos inyector y el perfil de producción de los pozos productores, rara vez indican la eficiencia de barrido vertical que puede tener el yacimiento.

Figura 22. Eficiencia de barrido vertical



Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Magdalena Paris de Ferrer.

2.4.5.4 Eficiencia de barrido volumétrico E_v .

Se define como la fracción total del yacimiento (o del arreglo) que es invadida o entra en contacto con el fluido desplazante, es decir el cociente entre el volumen invadido y el volumen total del yacimiento. Esta eficiencia se calcula a partir de la cobertura con la cual ocurre la invasión vertical (debido finalmente a la estratificación) y de la cobertura areal (debido básicamente al arreglo y espaciado de los pozos).

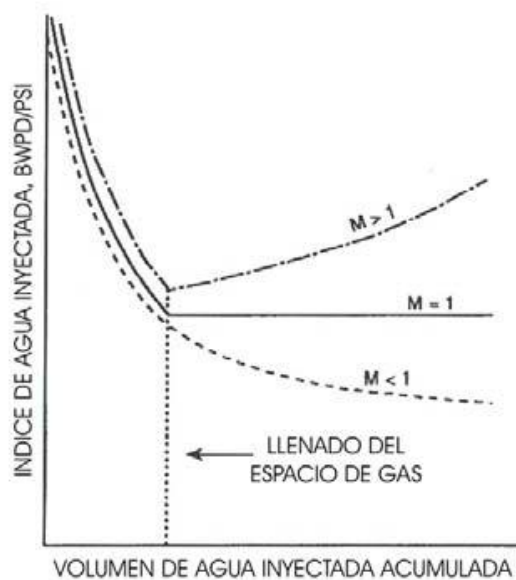
2.4.6 Tazas de inyección.

La cantidad de aceite recuperado y la durabilidad de la inyección de agua, dependen de las tasas de inyección de agua al yacimiento. La tasa de inyección la cual puede variar durante toda la vida del proyecto, es influenciada por algunos factores. Las variables que afectan las tasas de inyección son : propiedades de las rocas y los fluidos, la movilidad de los fluidos en las áreas barridas y no barridas, la geometría del yacimiento, los patrones de flujo, el espaciamiento y el radio del pozo.

En un periodo temprano de inyección para un yacimiento agotado por capa de gas en solución, la tasa de inyección de agua disminuye rápidamente con respecto al valor inicial.

Después del llenado (fillup) la variación de la inyectividad depende de la relación de movilidad. La inyectividad se mantiene constante con una relación de movilidad de uno, si la relación de movilidad es mayor a uno no es favorable y menor a uno es favorable.

Figura 23. Variación de la inyectividad de agua en un sistema radial



Fuente: integrated Waterflood Asset Management. THAKUR Ganesh y SATTER Abdus.1998

2.4.7 Predicción de la inyección de agua.

Un método de predicción de inyección consiste en aplicar un conjunto de ecuaciones que simulan el comportamiento esperado del yacimiento y permite pronosticar información sobre su futuro, en aspectos como: tiempo de ruptura, petróleo recuperado, producción de petróleo en función del tiempo, esquema de inyección producción de agua, antes y después de la ruptura.

Existe una gran cantidad de métodos propuestos, los cuales presentan muchas similitudes, pero pueden diferir en la forma como toma en cuenta la estratigrafía del yacimiento, el comportamiento de inyección de los pozos, la eficiencia de barrido areal, la razón de movilidad, el mecanismo de desplazamiento y cualquier otra variable que pueda afectar el proceso de inyección de agua. Generalmente los métodos se clasifican de acuerdo con las variables que más afectan el problema que se desea simular, por lo tanto, la clasificación puede hacerse de la siguiente manera.

- Métodos concernientes al tipo de desplazamiento
- Métodos relativos a la heterogeneidad del yacimiento
- Métodos referentes a la eficiencia de barrido areal
- Métodos relacionados con modelos matemáticos
- Métodos empíricos

Pero el método de predicción más adecuado es aquel que incluye todo lo relativo a los efectos de flujo de fluidos (permeabilidades relativas, presencia de saturación de gas inicial.), al arreglo de pozos (eficiencia de barrido areal, variación en el arreglo de pozos) y la heterogeneidades del yacimiento (estratificación variación areal y vertical de la permeabilidad, flujo cruzado) por lo tanto, se

requiere mucha información acerca de la roca y de los fluidos, además de la heterogeneidad del yacimiento, para crear un método de predicción perfecto y los que existen son solamente aproximaciones.

Generalmente se realiza la predicción de los procesos de inyección de agua con simuladores numéricos de alta capacidad, los cuales permiten incluir la mayor cantidad de detalles del yacimiento y de los fluidos, para lograr la predicción más acertada posible; se basa en un balance general de materia, tomando en cuenta las heterogeneidades del yacimiento y la dirección del flujo de fluidos, además, la localización de los pozos inyectoros y productores, y sus condiciones de operación.

La simulación de yacimientos juega un papel importante en el planeamiento, monitoreo y evaluación del comportamiento del yacimiento y de los procesos de recobro de hidrocarburos, partiendo del análisis de viabilidad económica antes del inicio del proceso, y la valoración y predicción de posibles modificaciones realizadas durante la aplicación de la inyección.

2.4.8 Condiciones operacionales.

La inyección de agua requiere diseño especial de los parámetros operacionales que influyen en la recuperación de petróleo, dependiendo de las características específicas del yacimiento. Es necesario tener especial cuidado con factores como: geología del yacimiento, mecanismos de producción, propiedades de la roca y el fluido, presión del yacimiento, patrones de inyección, espaciamiento entre pozos y por su puesto factores operacionales como presión y tasa de inyección.

2.4.8.1 Tasa de inyección.

Se ha estudiado el efecto de las variaciones de la tasa de inyección de agua y su correspondiente tasa de avance a través de la formación, sobre el comportamiento del proyecto de inyección y la recuperación final, respecto a todo esto se puede establecer que para cualquier saturación de petróleo, hay una

velocidad máxima crítica sobre la cual la eficiencia de recuperación disminuye notablemente y cuando esta velocidad crítica es superada, la relación de agua-petróleo aumenta muy rápidamente y reduce la vida económica del proyecto e igualmente la recuperación final de petróleo.

En cualquier caso, el agua inyectada utilizando pozos de inyección, y la eficiencia de proceso depende en gran capacidad de la inyección presentada por estos pozos. Por esto, es muy conveniente estudiar el comportamiento de estos pozos en lo concerniente a la capacidad de inyección y a sus variaciones a lo largo del tiempo. La tasa de inyección inicial de un pozo depende principalmente de la permeabilidad efectiva de la arena al agua, la viscosidad del agua, el espesor de la arena, el radio efectivo del pozo, la presión de yacimiento, el factor de llenado, que es una función del radio efectivo del pozo y el taponamiento de la cara de la arena y del espacio poroso por materias en suspensión, productos de corrosión o por interacciones con el agua inyectada.

2.4.8.2 Presión de inyección.

La presión de inyección puede mantenerse a voluntad, pero no debe exceder el límite de seguridad sobre el cual ocurre un fraccionamiento de la formación, si esto llega a suceder, se ocasionarían pérdidas del fluido inyectado, canalizaciones y daño a la formación, que disminuye la eficiencia del proceso de inyección.

La viscosidad del petróleo y del agua, el espesor de la arena, el radio efectivo del pozo, la presión del yacimiento, las características litológicas, estructurales, porosidad, fracturas, profundidad del yacimiento y temperatura, son características que no pueden alterarse ni controlarse a voluntad, sin embargo la presión de inyección en la cara de la formación puede ser determinada conociendo la presión del cabezal, la profundidad de la arena y la densidad relativa del agua. En las pruebas de inyectividad se mide la presión necesaria para que el agua penetre a la formación, cuando el agua comienza a ser inyectada pro

un pozo dado, la tasa de inyección alcanza un caudal máximo y luego disminuye gradualmente durante la fase inicial del proceso, finalmente la declinación de la capacidad de inyección se hace cada vez menor hasta que se obtiene una tasa más o menos estable.

2.4.9 Fuente de Agua.

Cuando se planea la implementación de un proceso de inyección de agua, el punto clave es la disponibilidad del fluido que se piensa inyectar y del tratamiento que se le debe dar para poder iniciar y continuar el proceso.

El agua del proceso de inyección puede tener varias fuentes: agua producida de un yacimiento que está siendo inundado, agua producida de un yacimiento con propiedades similares, acuíferos o zonas no productoras de aceite, aguas superficiales como lagos, ríos.

El agua que se va a usar en el proceso de inyección, debe ser sometida a pruebas previas que garanticen la eficiencia del proceso: Análisis Iónico y Mineral, Pruebas de Compatibilidad, Pruebas de Sensibilidad de la Formación.

2.5 VARIABLES INVOLUCRADAS EN UNA INYECCION DE AGUA.

Es importante determinar todas las variables que afectan la inyección de agua para posteriormente seleccionar las de mayor importancia.

Tabla 6. Variables que afectan la inyección de agua.

VARIABLES INVOLUCRADAS EN UNA INYECCIÓN DE AGUA	
Heterogeneidad del yacimiento	Relación de Movilidad
Mecanismo de producción primaria	Angulo de Buzamiento
Porosidad	Daño de formación
Permeabilidad	Eficiencia de desplazamiento
Saturación de aceite inicial	Saturación de gas
Saturación de aceite residual	Factores Volumétricos
Saturación de agua inicial al proceso	Permeabilidades Relativas
Saturación inicial de agua	Humectabilidad de la roca
Viscosidad del aceite	Espaciamiento
Gravedad API del aceite	Profundidad del yacimiento
Estructura del yacimiento	Canalización
Condición mecánica de los pozos	Composición de la formación
Presiones (diferencial de presión)	Tiempo de inyección
Presión de fracturamineto	patrones de flujo
Presencia y dirección de las fracturas.	

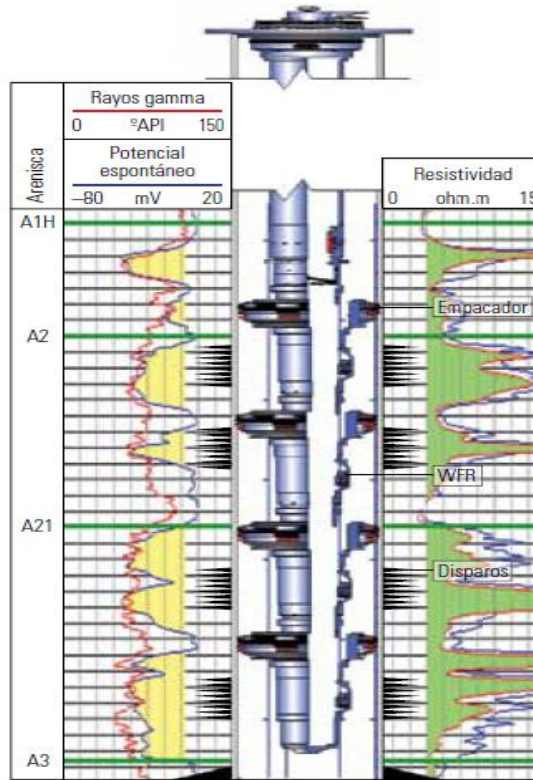
Fuente: Gerencia de Yacimientos Ecopetrol S.A.

3 INYECCIÓN SELECTIVA

La eficiencia en el diseño de un sistema de inyección de agua requiere de la implementación de nuevas tecnologías y herramientas que permitan mejorar el barrido de petróleo hacia diferentes pozos productores. En zonas donde la estratificación y diferencia de permeabilidades crea una canalización del agua de inyección y no permite que exista un barrido vertical uniforme, es necesario la implementación de este sistema de inyección selectiva, en donde el principal objetivo es aislar cada zona y proveer a cada una por separado la tasa de inyección óptima, permitiendo así que las zonas menos invadidas también sean contactadas y desplazadas por el agua de inyección.

Existen un tipo de sartas especiales, compuestas de determinado número de mandriles y válvulas que permiten realizar la inyección a diferentes caudales en diferentes zonas sometidas a inyección, permitiendo así ajustar el caudal de acuerdo a las propiedades petrofísicas de cada zona.

Figura 24. Esquema de inyección de 4 zonas.



Fuente: Ecopetrol-Schlumberger presentaciones 2008-2009 Alianza Casabe.

Este sistema está diseñado para regular volúmenes exactos de inyección de agua con una mínima caída de presión. Este proceso permite que los fluidos sean inyectados en múltiples zonas a través de una sola sarta de inyección. El fluido es inyectado a través de cada regulador de inyección hacia el casing y luego a la formación mediante los perforados, el sistema de empaques no permite que exista comunicación entre las diferentes zonas de inyección.

Estos resultados logran una plena identificación estratigráfica para cada pozo de inyección, teniendo claro antes de cualquier intervención las profundidades de la arena de interés, intervalos cañoneados y puntos de separación hidráulica entre zonas de inyección. Sin embargo el éxito de estas operaciones está ligado casi en su totalidad a la efectividad de las herramientas utilizadas, tanto empaques como válvulas reguladoras de flujo.

Se ha comprobado que la inyección selectiva permite un barrido de crudo completamente uniforme, permitiendo incrementar el recobro de reservas en los pozos productores del modelo además que permitirá aprovechar la longitud total de los intervalos perforados.

3.1 ELEMENTOS INYECCIÓN SELECTIVA.

Existen en el mercado gran variedad de prototipos que se ajustan a las necesidades del cliente .en general el proceso de instalaciones de estos completamientos requieren la utilización de: empaques (hidráulicos o mecánicos), mandriles de inyección y válvulas reguladores de flujo.

3.1.1 Empaques

Los empaques generalmente utilizados en este tipo de inyección son de asentamiento mecánico o hidráulico, los empaques son los que me permiten aislar las zonas en la inyección selectiva.

Figura 25. Empaque recuperable hidráulico.



Fuente: MORENO Andrés. Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicado a la fase piloto en campo Tibú (Ecopetrol).Universidad Industrial de Santander. 2011.

Mandriles

Son el receptáculo de las válvulas reguladoras de flujo a la profundidad deseada, existen tres tipos de mandriles: convencional, concéntrico y de bolsillo, siendo este último tipo de mandril el utilizado en la inyección selectiva, dada su facilidad para sentar y retirar las válvulas.

Figura 26. Mandril de inyección tipo bolsillo



Fuente: MORENO Andrés. Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicado a la fase piloto en campo Tibú (Ecopetrol). Universidad Industrial de Santander. 2011.

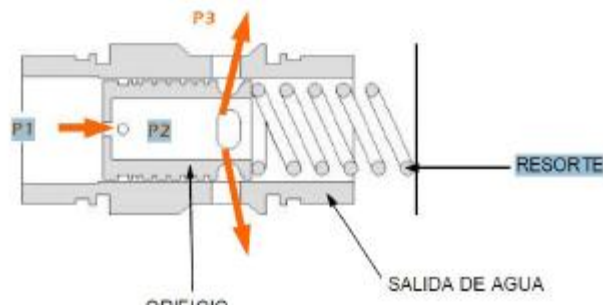
3.1.2 Válvulas reguladoras de flujo.

El principio se basa en el uso de dos orificios en el regulador, uno de dimensiones fijas y otro cuyas dimensiones varían con la posición del tubo de flujo que actúa contra el resorte.

El caudal de agua por el orificio fijo origina una caída de presión y la correspondiente fuerza con tendencia a mover el orificio aguas abajo. Un resorte en la válvula trata de resistir este movimiento siendo vencido, reduce el área de salida, que a su vez determina el caudal que puede pasar.

Permite el control efectivo del caudal de inyección, caudal constante no importa las variaciones de presión, permite regular altos caudales de inyección.

Figura 27. Válvula reguladora de flujo.

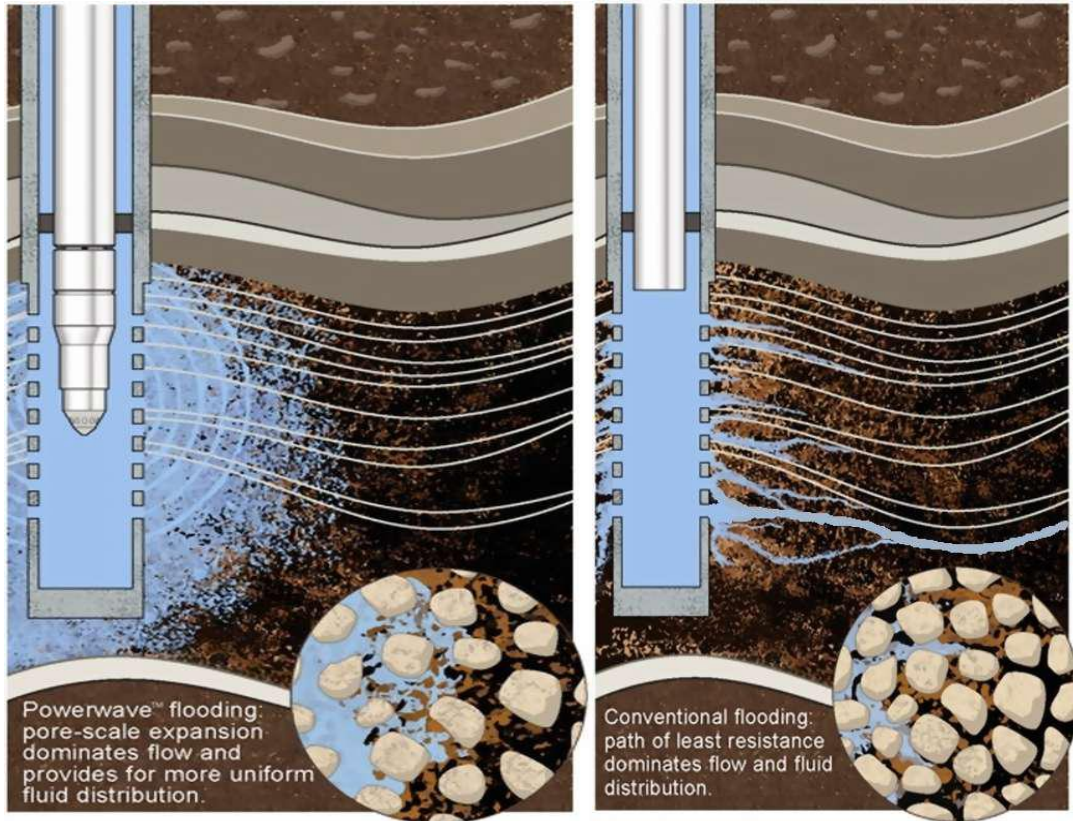


Fuente: MORENO Andrés. Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicado a la fase piloto en campo Tibú (Ecopetrol). Universidad Industrial de Santander. 2011.

3.1.2.1 Válvula Powerwave

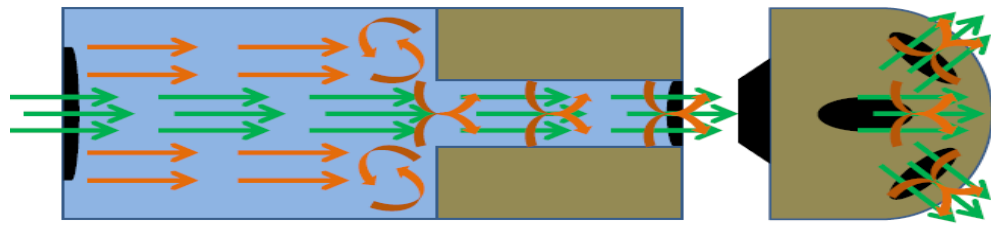
Las válvulas reguladoras de flujo de la compañía canadiense WAVERFRONT, son válvulas cuyo principio es liberar fluidos en forma de pulsación de fluidos. La energía que agrega POWERWAVE al fluido inyectado, puede vencer las fuerzas capilares del yacimiento, y mover el petróleo atrapado, barriendo al máximo los fluidos del yacimiento.

Figura 28. Comparación inyección con válvulas Powerwave y sin válvulas powerwave.



Fuente: presentación Waverfront válvulas powerwave.

Figura 29. Válvula Powerwave Neptune.



Fuente: presentación Waverfront válvulas powerwave.



3.1.3 Conector on /OFF Tool

Este es una herramienta de fácil operación y de gran aplicación en los pozos con requerimientos especiales. Permite acoplar y desacoplar tubings manteniendo un sello confiable entre el interior y el exterior del mismo.

Figura 30. Conector on/ OOF Tool



Fuente: MORENO Andrés. Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicado a la fase piloto en campo Tibú (Ecopetrol). Universidad Industrial de Santander. 2011.

3.1.4 Niples Selectivos modelo F.

Los Nipples Selectivos pueden ser utilizados Como Niple Selectivo o como Niple No-Go para efectuar operaciones de wireline.

Figura 31. Niple Selectivo.



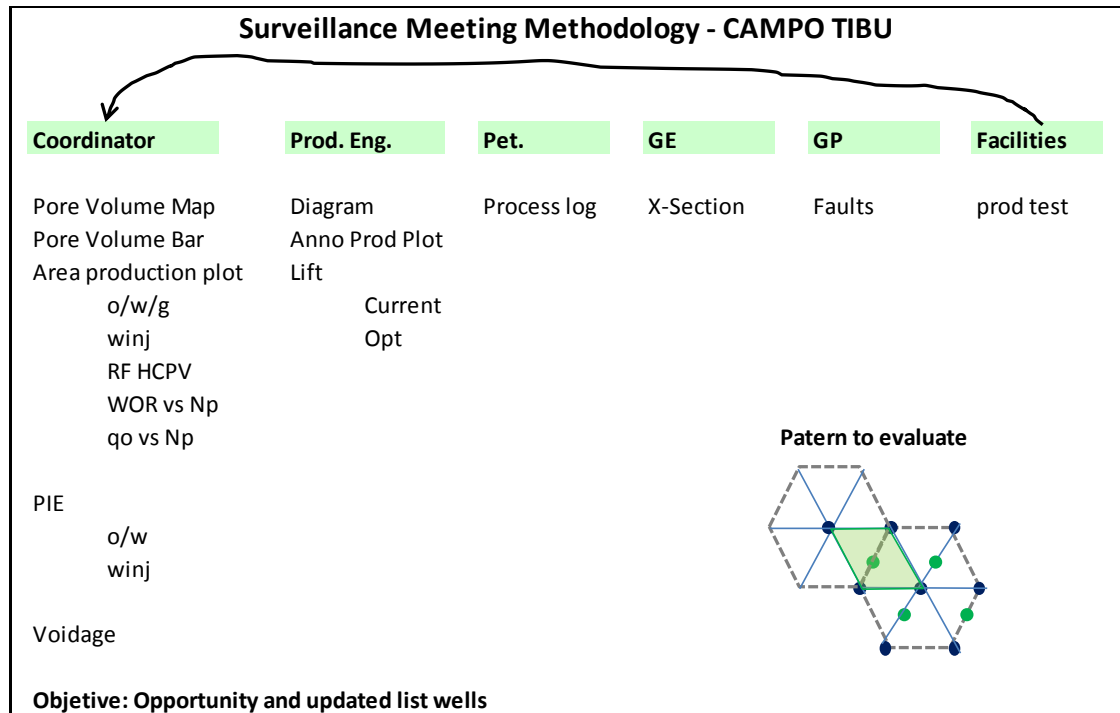
Fuente: MORENO Andrés. Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicado a la fase piloto en campo Tibú (Ecopetrol). Universidad Industrial de Santander. 2011.

4 SURVEILLANCE SISTEMA DE INYECCION DE AGUA CAMPO TIBU

El surveillance Consiste en la reunión de un grupo interdisciplinario de Ingenieros de Producción e Inyección, Ingeniero de Yacimientos, Geólogos, que en conjunto estudien los patrones propuestos una semana antes de cada reunión y así definir los trabajos a realizar en cada pozo de acuerdo al plan de desarrollo.

El coordinador de las reuniones, envía al grupo interdisciplinario los patrones objetivos a analizar, y es responsable con el Ingeniero de yacimientos de la documentación de cada reunión. Se realizará una reunión una vez al mes, iniciando en febrero, entre Yacimientos, Producción e ingeniería.

Figura 32. Metodologías para reuniones de seguimiento.



Fuente: surveillance program 2014 Tibú.

4.1 TRAZADORES RADIATIVOS.

Esta información es necesaria para realizar seguimiento al proceso de inyección de agua y por ende optimizar la producción del campo. De igual forma, constituye parte importante para la elaboración de los programas de workover para los pozos donde se requiera aislar o estimular zonas, mejorar condiciones y recañonear nuevas zonas. Es necesario tomar trazadores radioactivos, uno (1) cada 3 meses como mínimo, para los pozos con inyección selectiva y uno (1) al año para los pozos inyectoros activos con sarta convencional.

Los registros de inyección con material radiactivo permite determinar con un alto grado de exactitud el perfil de inyección para cada uno de los intervalos evaluados en casing, así como también permite determinar el caudal en zonas aisladas por empaques y cuya inyección se hace a través de elementos de control de flujo (pocket mandrel, reguladores chokes etc.) instalados en el tubing.

El perfil de trazador radiactivo es una herramienta útil, de fácil comprensión, permite una evaluación precisa de lo que ocurre en cada zona inyectora, permite identificar zonas de perdida, cemento , roturas, perforados obstruidos, perdida del packer, lo que sería muy difícil de pronosticar con análisis desde superficie.

4.1.1 Principio.

El principio en que se basa esta herramienta es muy simple y consiste en medir el tiempo que transcurre durante la traslación del fluido desde el punto de medición hasta el siguiente punto.

La distancia entre estos puntos de medición, que llamaremos detectores uno y dos conocida como espaciamento entre detectores.

El otro parámetro conocido necesario para la evaluación del diámetro interno de la tubería, lo que junto con el espaciamento entre detectores y el diámetro externo de la sonda permite precisar un volumen determinado moviéndose a una velocidad calculada a merced del tiempo empleado para hacerlo, es decir que

para áreas conocidas moviéndose a una determinada velocidad es posible calcular el caudal de la siguiente manera.

$$Q = A * Vm$$

Q= Caudal

A= Área

Vm= velocidad media

4.1.2 Sonda del Trazador

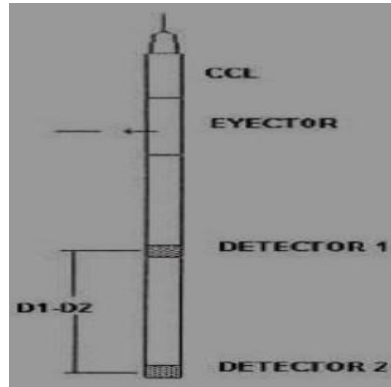
La sonda consiste (de arriba hacia abajo) en:

- Un detector de cuplas (CCL)
- Un Eyector de Fluido Radiactivo(E)
- Un detector de Rayos Gamma de pulsos Positivos (D1)
- Un detector de Rayos Gamma de pulsos negativos (D2)

El detector de cuplas es una herramienta electromagnética standard similar a la empleada en otro tipo de perfiles.

El eyector consiste en un motor eléctrico de mando remoto que impulsa un embolo, cuando se activa desde superficie eyecta una cantidad predeterminada de fluido, lo que se puede ajustar a voluntad desde la unidad.

Figura 33. Sonda Trazador Radiactivo.



Fuente: Departamento de producción SCO

4.1.3 Esquema operativo.

1. Se ejecuta un perfil de cuellos con el CCL, para corregir la profundidad y determinar con precisión las características del pozo.
2. Se determina en base al primer punto las profundidades donde se desean realizar las mediciones, esas mediciones pueden hacerse con la sonda detenida o en movimiento.
3. Se coloca en marcha el registro de escala de tiempo o métrica 1/50 con marcas de tiempo cada segundo, en este registro se grafica la respuesta en función del tiempo de los detectores D1 y D2, cuya distancia entre ellos es conocida y determinada por los datos preliminares del caudal total inyectado en boca de pozo.
4. Se inyecta una cantidad de líquido radioactivo (yodo 131) el que ingresa a la corriente de inyección y es arrastrado alcanzando rápidamente su velocidad. Esta nube es detectada a su paso por el detector D1 el que dispara en superficie un reloj contador digital (RCD), al ser detectada la nube radiactiva por el detector D2 el RCD es detenido indicando el tiempo

empleado por la nube para recorrer la distancia entre detectores. Simultáneamente la curva D1, D2 T (marca tiempo) son graficadas en superficie.

Figura 34. Registro Trazador Radiactivo.



Fuente: departamento de producción SCO

- El tiempo de transición entre detectores de cada medición es ingresado individualmente en el programa de interpretación referida al pozo, la geometría de su instalación, sus características, la profundidad de los perforados.

Conocer la variable Tiempo permitirá determinar la velocidad y esto a su vez el caudal.

Tabla 7. Resultado trazador Radioactivo Tibu-096

Tope intervalo (ft)	Base intervalo (ft)	Espesor intervalo (ft)	Profundidad Disparo/lectura (ft)	Tiempo inicial (Seg)	Tiempo final (Seg)	Tiempo (seg)	Q _{cruc} (BWPD)	Delta Q _{cruc} (BWPD)	% Q _{cruc}	BWPD/Ft	Observaciones
CALCULO EN TUBERIA			600	8,07	11,19	3,12	642				
INICIALIZACION PUNTO			4646	8,08	11,83	3,26	620	919	100		
4600	4612	12	4580	10,10	36,66	26,56	619	8	1,4	0,6	MC
4685	4702	17	4660	4,50	31,45	26,95	611	78	14,8	4,5	MC
4715	4720	5	4712	7,10	38,75	31,65	486	7	1,4	1,4	MC
4728	4750	22	4727	7,50	39,68	32,18	428	183	35,2	8,3	MC
4798	4813	15	4783	6,77	62,90	56,13	246	1	0,2	0,1	MC
4860	4883	23	4842	7,29	63,64	56,35	246	24	4,8	1,0	MC
4890	4905	15	4890	10,00	72,50	62,50	220	203	39,1	13,5	MC
4923	4924	1	4916	6,24	102,00	95,76	18	18	3,4	4,4	FE
4931	4932	1									
4940	4941	1									
4950	4951	1									
CERO FLUJO			-	-	N/D	-	0	0	0		FE

Fuente: departamento de producción SCO.

Tabla 8. Análisis trazadores tomados primer semestre de 2014.

POZO	AREA	ESTACIÓN	SARTA SELECTIVA	CASING PRODUCCIÓN	FECHA TRAZADOR	OBSERVACIONES
T-65	A	M-24		6 5/8"	18/02/2014	Fondo encontrado a 4938 ft , fondo real a 5026 ft, pozo se encuentra sucio 88ft, nos intervalos inferiores no están tomando
T-89	A	M-24		6 5/8"	16/02/2014	Verificar fondo en hueco abierto arenado.
T-20	A	J-25		6 5/8"	13/02/2014	Limpiar fondo. Ultimo intervalo esta arenado.
T-40	A	J-25		6 5/8"	12/02/2014	Fondo encontrado a 4512 ft, fondo real a 4570 ft, el último intervalo (4505-4570) es el que más toma aunque la mayoría se encuentra arenada, verificar fondo.
T-19	A	J-25		6 5/8"	25/02/2014	Los intervalos superiores no están tomando. Pozo limpio
T-83	A	J-25		6 5/8"	14/02/2014	Colapso a 4759 ft y 4774 ft. El intervalo 4677-4703 toma el 100%, los intervalos inferiores no están tomando.
T-37	A	K-27		6 5/8"	22/02/2014	Fondo encontrado 4574 ft, fondo real 4685 ft.
T-72	A	M-24		6 5/8"	23/02/2014	Se encuentra una inconsistencia fondo real 4917 ft, fondo encontrado a 4823 ft, verificar fondo.
T-174	A	K-27		6 5/8"	24/02/2014	
T-142	C	M-14		5 1/2"	27/02/2014	Fondo encontrado a 4305 ft, fondo real a 4425 ft.

T-22	A	K-27		6 5/8"	08/02/2014	Tiene tapón a 4592 ft, ultimo intervalo no toma, presenta sucio de 101 ft, se recomienda limpieza de pozo.
T-352	A	M-24		6 5/8"	16/02/2014	Tapón a 5166ft, fondo encontrado a 5108ft, fondo real a 5108 ft.
T-104	A	J-25	X	5"	05/02/2014	Fondo encontrado a 4372 ft, fondo real a 4482ft, el intervalo 4430-4482 presenta el trazador que toma 44,8%, verificar fondo.
T-46	A	J-25	X	6 5/8"	06/02/2014	
T-77	A	J-25		6 5/8"	09/02/2014	El ultimo intervalo se encontró sucio 13 ft, fondo encontrado a 4697 ft, fondo real 4710ft.
T-313	A	J-25	X	6 5/8"	10/02/2014	Fondo encontrado a 4421ft, fondo real 4897, el intervalo 4742-4775 toma según trazador 18,74% verificar fondo. Revisar válvula el último intervalo está tomando 640 bwpd, cuando el caudal recomendado es de 500 bwpd.
T-116	A	M-24	X		11/02/2014	Fondo encontrado a 4979 ft, fondo real a 5020ft, el intervalo 4090-5020 está tomando 5,6% se recomienda verificar fondo.

POZO	ÁREA	ESTACIÓN	SARTA SELECTIVA	CASING PROD.	FECHA TRAZADOR	OBSERVACIONES.
T-78	A	J-25		6 5/8"	12/04/2014	

T-33	A	J-25		5"	13/04/2014	
T-253	A	J-25		6 5/8"	14/04/2014	
T-104	A	J-25	X	5"	24/04/2014	Fondo encontrado a 4378 ft, fondo real 4482 ft, el intervalo 4430-4482 presenta en el trazador que toma 36,6%, se recomienda verificar fondo.
T-313	A	J-25	X	6 5/8"	25/04/2014	Fondo encontrado a 4425 ft, fondo real a 4897 ft, el intervalo 4742-4775 toma según trazador 13,2%, este intervalo se encuentra sucio.
T-116	A	M-24	X	5"	19/06/2014	Fondo encontrado a 4979, fondo real a 5020 ft, el intervalo 4980-5020 está tomando 49,39% según trazador anterior el pozo está tomando mejor por este intervalo.
T-69	A	M-24		6 5/8"	20/06/2014	Fondo encontrado a 4922 ft, pescado a 4931. El intervalo del ciclo III.20 (4685-4702) no está tomando
T-43	A	J-25			23/06/2014	Fondo encontrado a 4448 ft, fondo real 4598 ft se recomienda verificar fondo.
T-46	A	J-25	X	6 5/8"	24/06/2014	
T-75	A	J-25		6 5/8"	25/06/2014	
T-18	A	M-24		6 5/8"	26/06/2014	
T-88	A	J-25		5"	27/06/2014	
T-260	B	K-27		6 5/8"	29/06/2014	
T-183	A	K-27		5 1/2"	30/06/2014	

De acuerdo al análisis de los trazadores, en la mayoría de los pozos se requiere verificar fondo o realizar limpieza. la verificación de fondo se realizara con unidad de slick line, además limpieza con unidad de coiled tubing.

4.2 PRUEBAS DE INYECTIVIDAD

Las pruebas de inyección son necesarias en un proyecto de recuperación secundaria de campos maduros. La inyección de agua va asociada al recobro de reservas probadas no desarrolladas y a mejorar la eficiencia de barrido en áreas aún no drenadas.

Para el campo Tibú, se hace necesario tomar mínimo una (1) prueba de inyección por pozo al día, en el cual se deberá reportar presión en cabeza, barriles de agua inyectados, hora y duración de la prueba, para las medidas que se tomen con el medidor ultrasónico.

Una vez el trabajo de Work-over finaliza la sarta de inyección queda sellada en todos los mandriles por vallas ciegas llamadas Dummy Valves, estos impiden que exista comunicación entre la formación y la sarta de inyección, es necesario antes de iniciar con la inyección efectuar una prueba de inyectividad que permita a los ingenieros conocer los datos de capacidad de inyección y así calibrar los reguladores de flujo para cada intervalo empaquetado (sartas selectivas) , esta prueba se realiza con unidad de Slick Line.

4.2.1 procedimiento.

La idea es sacar el Dummy ciego con Slick Line e inyectar a una arena por el mandril sin válvula por media hora y dar el dato de inyección de agua que recibe el intervalo y así comprobar cuál es la inyectividad por arena, lo ideal es tener un caudal sobrante para inyectar a la máxima tasa y así haya que chocar algunos pozos.

1. Se comprueba que el pozo inyector tenga caudal cero antes de iniciar la prueba y sacar el primer Dummy.

2. Se baja el equipo de slick line con el Kick Off y se saca el primer dummy.
3. Se abre el primer mandril y se coloca a inyectar ese intervalo, iniciando con el choque 8/64 de apertura, cada 10 minutos se irá aumentando el caudal manipulado el choque hasta 16/64, y así sucesivamente hasta tener el choque full open, además se deben observar los comportamientos de las presiones tanto en cabeza de pozo con de las bombas de inyección para no afectar el sistema y manejarlo de forma controlada. Graficar la curva de presión de cabeza Vs caudal, durante los viajes se debe cerrar el pozo.
4. Se baja el dummy del primer mandril asegurándolo y se saca el segundo dummy para realizar el mismo procedimiento del anterior mandril.
5. Se baja y se instala nuevamente el Dummy del segundo mandril y se saca el tercero, realizar este mismo procedimiento de acuerdo al número de mandriles que tenga el pozo.
6. Después de haber realizado la prueba de inyectividad se procede al calibrado de las válvulas de acuerdo a los datos arrojados por la prueba y los caudales recomendados para cada intervalo, y se proceden a bajar las válvulas al mandril correspondiente.

Tabla 9. Prueba de inyectividad Tibu-260

PRUEBA DE INYECTIVIDAD T-260			CICLO	CAUDAL RECOMENDADO (bwipd)
ZONA	CAUDAL (BWPd)	APERTURA DEL CHOQUE	Empaque @ 4425 ft	

INTERVALO 1 - 4425	173	16/64	II.10	400
	518	32/64		
	492	38/64		
	2152	50/64		
Empaque @ 4365 ft				
INTERVALO 2 - 4365	142	ago-64	II.30	600
	415	16/64		
	420	24/64		
	447	32/64		
	678	40/64		
	892	48/64		
	1010	56/64		
	1084	62/64		

Fuente: departamento de producción SCO

La calibración de las válvulas es relativamente sencillo, se cuenta con dos series de resortes, uno para caudales altos (resorte amarillo) y uno para caudales bajos (resorte rojo), también se tiene una variedad de arandelas para calibrar el orificio de salida, la combinación de diferentes resortes y orificios permite la calibración del caudal necesario en cada válvula.

Tabla 10. Calibración de válvulas Tibu-260

POZO T-260		CALIBRACIÓN DE VALVULAS T-260				
ZONA	CAUDAL RECOMENDADO	ORIFICIO	RESORTE	CAUDAL Tabla	S/N LATCH	S/N BODY
INTERVALO 1 PROF.4425	400	4	AMARILLO	421	68968	69369
INTERVALO 2 PROF.4365	600	4,75	AMARILLO	642	68963	69352
	1000					

Fuente: departamento de producción SCO

Durante el primer semestre se realizaron cuatro pruebas de inyectividad en el campo Tibú para los pozos T-260, T127, T-369, T-270.

4.3 PRUEBAS DE PRESIÓN.

Se debe considerar para los planes de monitoreo, realizar pruebas de presión estática en las áreas A, B, C y D del campo Tibú, con el fin de realizar seguimiento a la presión en el yacimiento y su respuesta a la inyección de agua.

Un programa de monitoreo, y seguimiento y control de la inyección de agua, requiere la identificación de las propiedades del yacimiento, las condiciones de los pozos y las prácticas operacionales, para desarrollar un plan de monitoreo se debe incluir las pruebas de presión en los pozos, ya que pueden proveer o confirmar la información de las condiciones del yacimiento que de otra forma no podría ser obtenida.

Los programas de pruebas de presión proveen la siguiente información:

- Permeabilidad Efectiva de la Formación
- Existencia de fracturas Naturales
- Existencia de condiciones de Fractura en la pared del pozo
- Espesor efectivo de la formación
- Existencia de gradientes de presión.
- Evidencia de daño en la formación
- Pérdidas de Agua inyectada
- Flujo cruzado.
- Llenado excesivo de la pared del pozo
- Escapes casing/tubing

- Muestra de fluido
- Volúmenes de fluido
- Presiones (superficie, fondo de yacimiento)
- Efectividad de tratamientos de estimulaciones
- Datos para correlacionar estratificaciones de la formación.

4.3.1 Prueba de presión estática.

Es un registro de presión consiste en introducir un sensor de presión y temperatura (memory gauge) haciendo mediciones desde superficie hasta fondo o de fondo a superficie del pozo, cuando el pozo esta fluyendo.

4.3.1.1 Procedimiento para realizar pruebas de gradiente estático Campo Tibú.

Pozos T-100, T-112, T-343, y T-365. Sarta_de_inyección_convencional:

1. Realizar lecturas de THP y CHP
2. Cerrar swab valve y armar equipo de presión de slickline.
3. Armar sarta para la toma de dummy run y realizar prueba de torsión y tensión al cable.
4. Conectar al pozo, abrir swab valve y bajar sarta de dummy teniendo en cuenta la velocidad y pérdidas de peso. **Registrar nivel de líquido (si se presenta).**
5. Tocar fondo y reportar. Sacar a superficie. Cerrar Swab valve y drenar lubricador.
6. Programar sensores de presión y preparar la herramienta a ser bajada en el pozo.
7. Conectar al pozo y abrir swab valve
8. Bajar a una velocidad de máximo 100 ft/min hasta 10 pies por encima del fondo registrado.
9. Al llegar a fondo esperar 30 minutos y registrar presión estática.

10. Sacar hasta superficie haciendo paradas cada 300 pies de 5 minutos cada parada. Sin embargo 300 pies por encima y por debajo del nivel de fluido encontrado, hacer paradas cada 100 pies de 5 minutos.
11. Cerrar Swab valve y drenar
12. Leer sensores y verificar calidad de información
13. Desarmar unidad y equipo de slickline dejando el pozo en las condiciones encontradas.

* **Pozo T-067. Sarta de inyección Selectiva:**

1. Realizar lecturas de THP y CHP
2. Cerrar swab valve y armar equipo de presión de slickline.

3. Armar sarta para la toma de dummy run y realizar prueba de torsión y tensión al cable.
4. Conectar al pozo, abrir swab valve y bajar sarta de dummy teniendo en cuenta la velocidad y pérdidas de peso. **Registrar nivel de líquido (si se presenta).**
5. Tocar fondo y reportar. Sacar a superficie. Cerrar Swab valve y drenar lubricador.
6. Armar sarta para retiro de primera válvula ciega (Dummy, el de fondo). Conectar al pozo, abrir swab valve y bajar sarta a profundidad
7. Retirar válvula ciega (Dummy), reparar pines para nuevamente volverá instalarlo. Sacar a superficie. Cerrar Swab valve y drenar lubricador.
8. Programar sensores de presión y preparar la herramienta a ser bajada en el pozo.
9. Conectar al pozo y abrir swab valve
10. Bajar a una velocidad de máximo 100 ft/min hasta 10 pies por encima del fondo registrado.
11. Al llegar a fondo esperar 60 minutos y registrar presión estática.

12. Sacar hasta superficie haciendo paradas cada 300 pies de 5 minutos cada parada. Sin embargo 300 pies por encima y por debajo del nivel de fluido encontrado, hacer paradas cada 100 pies de 5 minutos.
13. Cerrar Swab valve y drenar.
14. Armar sarta para colocar nuevamente Dummy (el de fondo). Conectar al pozo, abrir swab valve y bajar sarta a profundidad.
15. Colocar válvula ciega (Dummy). Sacar sarta a superficie. Cerrar Swab valve y drenar lubricador.
16. Leer sensores y verificar calidad de información
17. Desarmar unidad y equipo de sclickline dejando el pozo en las condiciones encontradas.

4.3.1.2 Consideraciones para trabajo con Lubricadores

Al trabajar con lubricadores se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

- ✓ Utilizar los EPP adecuados (casco, guantes, gafas) en todo momento.
- ✓ Probar el lubricador con una presión mayor a la esperada en el pozo.
- ✓ El lubricador debe tener conexiones para liberación de presión y para colocar un manómetro.
- ✓ Colocar el punto de drenaje en un ángulo de 90° de la planchada, lejos del personal y el equipo.
- ✓ Conectar el lubricador con la sarta de prueba dentro y abrir la swab valve lentamente para igualar presiones.
- ✓ Bajar la sarta de prueba y efectuar el trabajo deseado.
- ✓ Sacar la sarta de prueba hasta el lubricador y cerrar la swab valve.
- ✓ Drenar la presión en el lubricador hasta 0 psi.

- ✓ Desconectar la unión en el lubricador. Bajarse del arbolito antes de levantar el lubricador y tener en cuenta la guía amarrada.
- ✓ Asegurar el equipo apropiadamente antes de levantarlo por encima de la cabeza.
- ✓ Mantenerse alejado cuando se levantan equipos por encima de la cabeza.
- ✓ Halar el lubricador por un lado con la cuerda guía, para evitar estar bajo éste.
- ✓ Limpiar los fluidos derramados en el piso de la locación.

4.3.1.3 Consideraciones para trabajo con equipos de Slick Line

Las siguientes precauciones deberán ser tenidas en cuenta por el personal de la compañía contratista y demás personal involucrado en la operación siempre que se vaya a realizar operaciones con equipos de slickline:

- ✓ Chequear el anclaje de la grúa o camión torre, entre dos personas, el operador y el asistente de señales.
- ✓ Verificar el buen estado de las eslingas y elementos de sujeción y arrastre.
- ✓ Verificar que todos los pasadores de la grúa/camión torre se encuentren en su lugar.
- ✓ Se debe verificar que el gancho de la grúa tenga su seguro.
- ✓ Verificar que todos los sistemas de bloqueo de la grúa/camión torre funcionen adecuadamente.
- ✓ Mantenerse alejado de las cargas suspendidas, que serán manejadas con un lazo.
- ✓ Cuando se utilice el winche del equipo de Slick line verificar el correcto amarre de las herramientas o equipo de superficie.
- ✓ Verificar que el cable de acero este en buen estado y no esté vidrioso ni mal enrollado en el carrete.

- ✓ Hacer nudo nuevo antes de iniciar operaciones en un pozo y cambiarlo según el trabajo realizado.
- ✓ Verificar las medidas (longitudes y diámetros) de las herramientas que se bajen al pozo.
- ✓ Antes de bajar herramientas al pozo, verificar que estas pasen a través del mínimo ID reportado en la sarta de la tubería, se recomienda realizar dummy run simulando la herramienta a bajar con el fin de verificar que no existen obstrucciones o restricciones en el pozo.

4.3.2 Step Rate Test (SRT).

es una prueba de presión utilizada para determinar la presión de formación y de fractura, para realizarla, es necesario cerrar o estabilizar el pozo a una pequeña tasa constante idealmente, el periodo de cierre de ser lo suficiente largo para permitir que la presión de fondo de pozo se estabilice cerca de la presión estática de la formación pero si se estabiliza el pozo con una pequeña tasa constante, es necesario mantenerla por un tiempo muy largo con el fin de alcanzar la condición de estado estable o pseudoestable.

La prueba SRT consiste en una serie de inyecciones a tasa constante, incrementando con el tiempo desde una tasa baja, controlando cada paso de la tasa constante, normalmente con un periodo de tiempo equivalente entre ellas. En cada paso se registran las tasas de inyección y las tasas de presiones, con el fin de establecer la presión de fractura, es importante resaltar que el análisis de los resultados se encuentran influenciados por efectos de la pared del pozo.

Una presión de inyección arriba de la presión de fractura puede resultar en rompimientos de agua tempranos, pobres barridos, reducción del aceite recuperado y pérdidas del fluido de inyección debido a extensiones por fracturas incontroladas; por otra parte la inyección a presiones mucho más bajas de las permisibles y de tal modo el índice de petróleo recuperado será menor. Por todo esto la prueba SRT es el primer método que debe utilizarse para definir la máxima

presión de seguridad o la llamada “extensión o propagación de la fractura” eliminando el riesgo de un posible fracturamiento de la roca (presión de fractura) durante un proyecto de inyección de fluidos.

4.3.3 Prueba de Ascenso de Presión (PBU)

Es la prueba de transiente de presión más utilizada con mayor frecuencia, principalmente para estimar valores de permeabilidad y daño de la formación. Básicamente se lleva a cabo en pozos productores, donde se mantiene una tasa constante por algún tiempo y luego se cierran desde superficie, con el fin de registrar valores de presión en el fondo como una función del tiempo. A partir de estos datos se estiman valores de permeabilidad de la formación, presión en el área de drenaje y factor de daño, también permite determinar presencia de heterogeneidades en el yacimiento o límites de él.

4.3.3.1 Procedimiento prueba PBU Campo Tibú.

La prueba de presión PBU consiste de un periodo de 24 hrs de flujo y 54 hrs de cierre aproximadamente.

Periodo de Flujo, 24 horas:

- Prueba de producción del pozo antes del cierre.
- Registrar como mínimo 4 niveles dinámicos durante la prueba de producción.
- El día del cierre del pozo tomar nivel dinámico antes de parar la unidad.

Periodo de Cierre, 54 horas:

- Cerrar el pozo durante 54 hrs. Iniciar toma de niveles estáticos y registrar simultáneamente presión en cabeza, CHP. Se recomienda el siguiente programa de toma de niveles:

Horas	Frecuencia de disparo
0.0 - 6.0	1 registro cada 2 minutos
6.0 - 12.0	1 registro cada 3 minutos
12.0 - 24.0	Sin registro durante la noche
24.0 – 36.0	1 registro cada 5 minutos
36.0 - 48.0	Sin registro durante la noche
48.0 – 54.0	1 registro cada 5 minutos

La duración del periodo de cierre será ajustado de acuerdo con los resultados que se vayan adquiriendo durante la prueba. Por tal razón, se requiere el envío de los datos de presión desde el campo al menos 2 veces al día.

4.3.4 Pruebas de presión de Falloff

Es una prueba análoga a una de ascenso de presión, pero esta se lleva a cabo en pozos inyectoras, se cierra el pozo y luego de haber inyectado a una tasa conocida y se registran las variaciones de presión en el yacimiento debidas al agua que fluye a través de él.

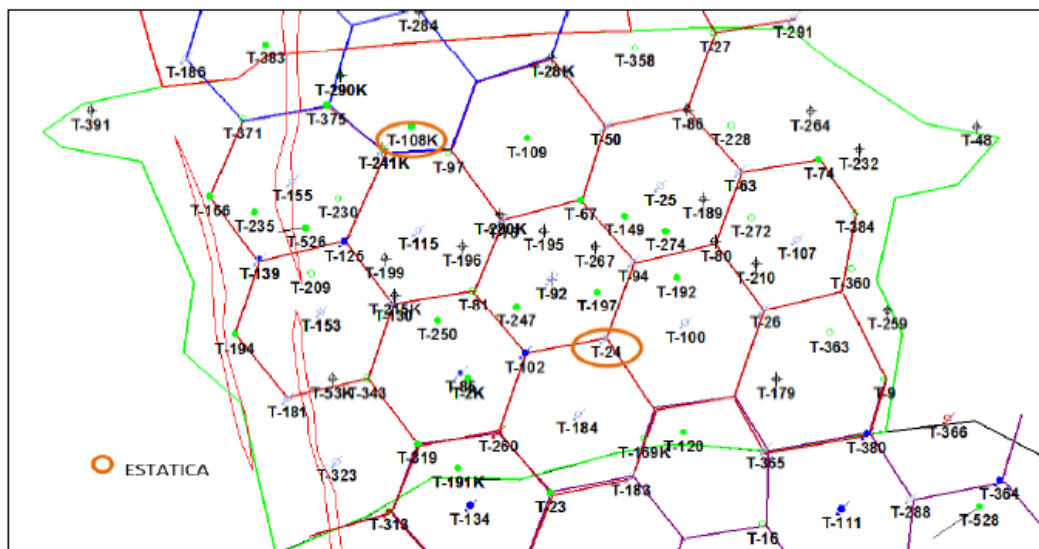
El periodo de una prueba de falloff es afectado por la magnitud, la longitud y las fluctuaciones de la tasa en el periodo de inyección, ya que en este caso, se registran datos de presión y tiempo transcurrido durante el cierre, el periodo de la inyección debe alcanzar flujo radial antes del cierre, para que de esta manera la prueba se realice dentro de este periodo, pues los modelos de análisis asumen esta condición.

Los periodos de prueba pueden estimarse con programas de simulación o ecuaciones empíricas, el proceso para determinar el tiempo en el que se alcanza el periodo de flujo radial.

4.4 PRUEBAS DE PRESIÓN REALIZADAS CAMPO TIBÚ.

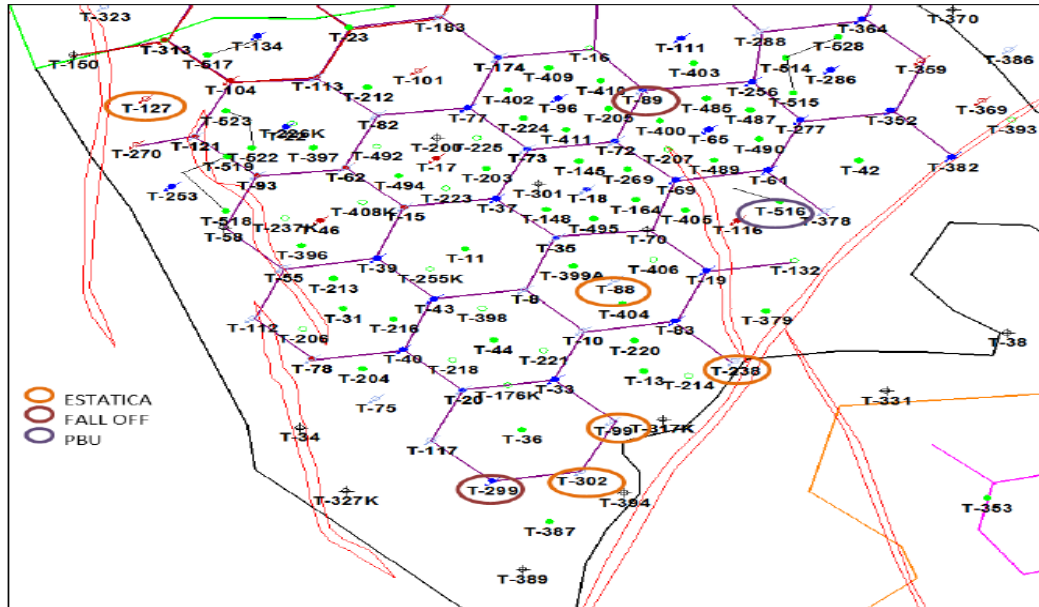
En el primer semestre se realizamos dos (2) fall-off test a los pozos inyectores T-89, T-299 del área A, gradientes estáticos a un (1) pozo productor T-108k y seis (6) pozos inyectores: T-238, T-302, T-99, T-88, T-24 Y T-127; además se ejecutaron cuatro (4) trabajos de Pressure Build-Up test (PBU) a los pozos T-516, T-400, T-514, T-513.

Figura 35. Localización pruebas de presión área B.



Fuente: Departamento de producción SCO

Figura 36. Localización pruebas de presión área A.



Fuente: Departamento de producción SCO

4.5 NIVELES DE FLUIDO Y DINAGRAMAS

La toma de niveles de fluidos, es una información básica para el análisis de la optimización de producción y del monitoreo de los sistemas de levantamiento artificial

Evaluar las condiciones del trabajo del equipo de superficie es decir el machín y del subsuelo de los pozos que producen por intermedio de levantamiento artificial de bombeo mecánico.

Para hacer efectivo este trabajo, hemos descrito algunas definiciones propias de la Ingeniería de Petróleos, con el objeto de poder entender los equipos y actividades en el desarrollo de la actividad.

Equipo de superficie: Dentro del equipo de superficie, se cuenta la unidad de bombeo, caja reductora, motor y conexiones de superficie (líneas de producción)

Equipo de fondo: Varillas, tubería de producción, Casing, anclas y bomba.

Dinagrama: Es un registro de cargas, sobre la barra pulida para determinar la carta en superficie del comportamiento de la bomba durante cada ciclo de bombeo y por medio de la ecuación de onda determina la carta de fondo de la bomba y la carga sobre los tramos de varilla.

Well Anallzer Echometer: Es un equipo digital utilizado para la toma de registros de dinagramas y niveles de fluido. Consta de: una interface, celdas de carga y cables de conexión.

Interface: Equipo que convierte los impulsos de corriente, generados por la celda de valores de carga en libras.

Celda de carga: Equipo que se utiliza para la medición de cargas en la barra pulida, además de medir cpm (ciclos por minuto) y recorrido.

La toma de niveles de fluidos, es una información básica para el análisis de la optimización de producción y del monitoreo de los sistemas de levantamiento artificial. El programa consiste en monitorear cada 15 días los pozos nuevos de los patrones a completar y reactivar durante el 2014 y los pozos productores actuales que pertenecen a estos patrones y que conforman la producción base.

Los niveles de fluidos y los dinagramas deberán ser validados por la unidad de control de producción, y deberán contener la siguiente información.

WELLBORE	DATE	UNIQUEID	NF	FSB	THP	CHP	PUMP_DEPTH
----------	------	----------	----	-----	-----	-----	------------

Tabla 11. Cantidad de Nivel de fluidos y Dinagramas Campo Tibú

DINAGRAMAS	548
NIVEL DE FLUIDO	1252

4.6 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.

Las pruebas de producción son un requerimiento del Ministerio de Minas y Energía, el cual se considera de mucha importancia para el seguimiento de la producción y del yacimiento.

Las pruebas de producción se realizan en pozos gasíferos y petrolíferos antes de colocarlos en producción definitiva con la apertura del árbol de navidad para orientar el flujo pasando por los choques hasta los sistemas de separación.

Las pruebas de producción se realizan con el objetivo de:

- Establecer los parámetros definitivos de producción en lo que respecta al caudal y las presiones que se controla en boca de pozo.

Estas pruebas se realizan en forma obligatoria de acuerdo con las normas de explotación tanto en pozos exploratorios como en pozos de desarrollo. En este último caso las pruebas se ejecutan una vez concluida la terminación del pozo y periódicamente en cualquier etapa de producción para chequear el comportamiento de flujo que va variando con el tiempo de explotación.

Al programar una prueba de producción, se deberá programar una toma de muestra de BSW (corte de agua) mínimo dos (2) días antes y llevarla a laboratorio ese mismo día para ser analizada y obtener los valores de BSW, temperatura y salinidad. Cada prueba de producción bruta, debe ser liquidada con la última prueba de BSW tomada como mínimo dos (2) días antes.

De igual forma, se deberá garantizar que del total de las pruebas realizadas el 80% de estas sean exitosas, esto ayudará a obtener una buena frecuencia de medición en los pozos. Igualmente se requiere que esta información este validada, actualizada y en una base o archivo de fácil acceso para los análisis inyección/producción respectivos.

Tabla 12. Pruebas de producción campo Tibú.

MES	CANTIDAD DE PRUEBAS DE PRODUCCION
ENERO	310
FEBRERO	317
MARZO	341
ABRIL	346
MAYO	392
JUNIO	385
JULIO	389
AGOSTO	412
TOTAL	2892

4.7 NIVEL DE ARENA DE POZO.

Aunque no es muy frecuente que se presente problemas de arenamiento en el campo Tibú, este es un parámetro muy importante y se hace necesario su chequeo cada vez que en un trabajo de varilleo y Workover, se retire el sistema de levantamiento artificial. Esta información ayudará a entender el proceso de inyección y a definir las limpiezas regulares que se necesiten realizar con un equipo de Workover o CoiledTubing. Para el campo Tibú se requiere toma de fondo en los pozos inyectoros activos al menos una vez al año, preferiblemente antes de realizar la toma de trazadores. Realizar la respectiva medición de fondo con unidad de slickline a los pozos inyectoros activos del campo Tibú.

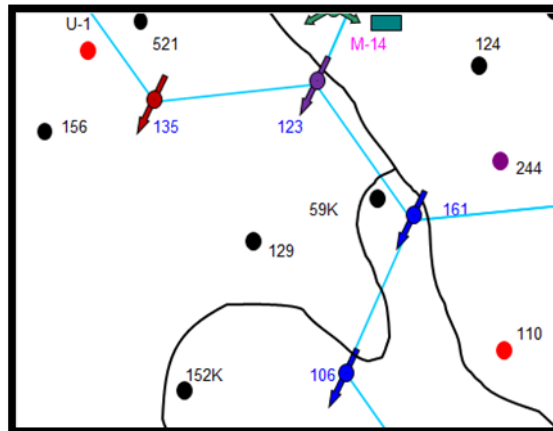
4.8 REVISIÓN DE PATRONES.

La revisión de los patrones es un elemento clave en el proceso del seguimiento del proyecto de inyección de agua.

4.8.1 Patrón TIBÚ – 129

Tipo	:	Productor de crudo secundario
Formación productora	:	Barco, área C
Intervalo productor	:	3890 – 3962 ft - 4 t/p
Hueco abierto	:	4026-4155 ft
Espesor neto	:	64 ft netos
Corte de agua inicial	:	0 %
Patrón de inyección	:	T-106, T-123, T-135, T-161
Corte de agua actual	:	89 %
Potencial	:	48 BOPD

Figura 37. Patrón pozo T-129



Fuente: Departamento de producción SCO

En su historia ha estado influenciado en primera línea por los pozos inyectoros: T-123 abandonado el año 2012, T-135 inactivo desde el año 2010 y los inyectoros activos: T-106 (promedio de inyección: 1150 BWPD) y T-161(promedio de inyección 1400 BWPD).

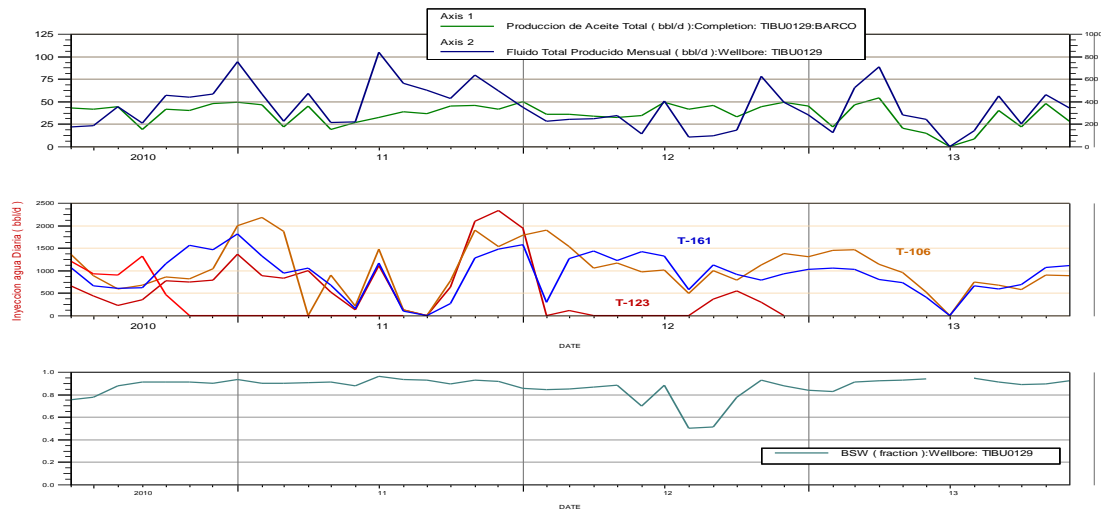
4.8.2 ANÁLISIS

Pozo productor activo, produce por los ciclos I-10 a I-30, II-20, II-10 y III-20, III-30. Influenciado por la inyección de los pozos activos: T-106, conectado por el ciclo I-20 y III-30, cerrado en Diciembre/93 y reactivado en Julio/2007; T-161 conectado por el ciclo I-20 y II-20, cerrado en Abril de 1999 y reactivado en Sep/2007 y por los pozos: T-123 abandonado en el año 2012 conectado por los ciclos I-20, II-20 y III-30 y el pozo T-135 inactivo desde el año 2010 conectado por el ciclo I-10, I-20 y II-20.

El pozo inyector T-161 está conectado con el productor T-129 por el ciclo I-10, I-20 intervalo 4249'-4314' y según registros de inyección este intervalo ha tomado preferencialmente con valores entre el 60, 80 y 100 % del agua inyectada. Este intervalo es el de mayor permeabilidad, probablemente esté tomando la mayor cantidad de agua; y se está recirculando agua porque el intervalo ya está barrido.

El inyector T-106 está conectado con el productor T-129 por el ciclo I, intervalo 4099' – 4129', los registros de inyección indican que este intervalo ha tomado entre el 70 y 100 % del agua inyectada, a la fecha ya debe estar barrido.

Figura 38. Comportamiento producción T-129



Fuente: Departamento de producción SCO

Este pozo después de los servicios de WO demora un tiempo en estabilizar su BSW, después del último servicio de WO inició con un BSW del 100%, el cual ha ido disminuyendo con el paso de los días, siete (7) días después de su último servicio su BSW está en un 96%.

Se recomienda:

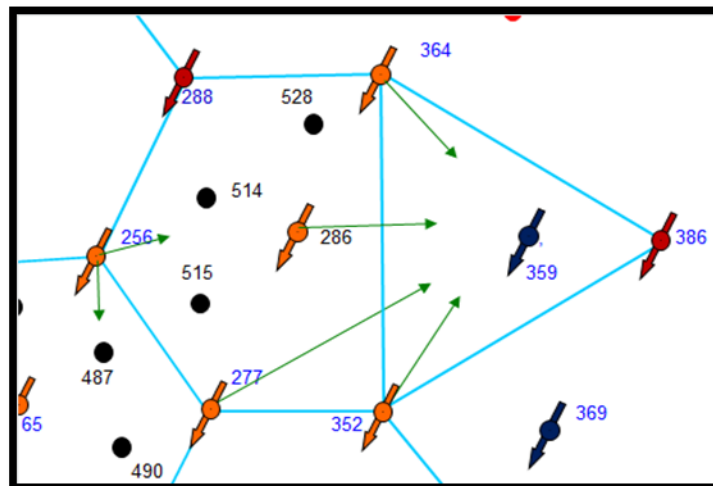
Realizar prueba de producción, para determinar el estado actual del pozo, monitorear BSW (el que tenía el pozo antes de la intervención era del 89%), determinar la salinidad, y monitorearlos niveles de sumergencia. Estos parámetros deben ser medidos por lo menos una vez por mes.

Se recomienda evaluar el perfil de inyección de los pozos vecinos, T-106 y T-161 para garantizar un mejor barrido y aumento en el factor de recobro.

Se recomienda aislar los intervalos barridos, el ciclo I-20 en los pozos T-106 y T-161.

Patrón de inyección pozo T-528

Figura 39. Patrón pozo T-528.



Fuente: Departamento de producción SCO

El pozo T-528 fue el último pozo perforado de la primera campaña de perforación del proyecto (2011-2012), cuando se solicitó su perforación, ya se conocían los resultados de los pozos T-514 y T-515 los cuales presentaban niveles bajos por falta de soporte de inyección. El objetivo principal de esta perforación fue realizar un muestreo y corazonamiento para determinar y actualizar propiedades petrofísicas de la formación Barco ya que no se había realizado en los 14 pozos perforados previamente.

Este pozo trabajo temporizado hasta el año pasado (en grafica los niveles altos corresponden a niveles estáticos) cuando se cambió a una bomba pequeña: PCM 30TP2000 capacidad volumétrica de 0.4 barriles/rpm. Actualmente trabaja a 120 rpm.

Los inyectores del patrón T-286 y T-364 presentan pobres propiedades petrofísica y su canal preferencial de flujo va dirigido hacia los pozos T-359 y T-369 los cuales fueron convertidos a inyectores el año pasado.

El pozo T-288 está inactivo y por sus problemas de subsuelo va a ser abandonado, en su reemplazo se perforara un pozo nuevo (AI-77). Con la perforación de este pozo se lograra soporte de inyección para el pozo T-528, T-514 y a 3 pozos más que se van a perforar en esta zona.

5 ACTIVIDADES MEJORAMIENTO SISTEMA DE INYECCION DE AGUA CAMPO TIBU

5.1 TOMA DE CAUDALES.

Toma diaria de caudales y presiones en cabeza de pozos inyectoros y abastecedores del Campo Tibú, lo anterior permite tomar decisiones de acuerdo al comportamiento observado en los productores afectados por la inyección, ya sea regulando o aumentando el caudal cuando ha sido necesario (realizando el respectivo ajuste en cabeza de pozo).

Figura 40. Toma de caudales pozo inyector



Durante el primer semestre se lograron tomar 7623 caudales en el campo Tibú

5.2 TECNOLOGÍA POWERWAVE.

Selección pozos inyectoros, para la aplicación de la tecnología de pulsos Powerwave de la compañía canadiense WAVERFRONT, lo cual permitirá

desarrollar un barrido más uniforme y así lograr mejores resultados en cuanto a la producción del campo.

Tabla 13. Pozos tecnología Powerwave

<i>POZO</i>	<i>ETAPAS</i>	<i>QWI(RECOMENDADO) BWIPD</i>
T-93	5	2900
T-127	3	2000
T-46	3	1200
T-369	3	2000
T-113	3	2400
T-366	3	2000
T-116	2	1100

5.3 COILED TUBING.

Se realizó limpieza a pozos inyectores con unidad de coiled tubing.

Tabla 14. Pozos limpieza coiled tubing.

<i>POZO</i>	<i>ETAPAS</i>	<i>QWI REAL (bwipd)</i>	<i>QWI RECOMENDADO (bwipd)</i>
T-15	4	1845	1300
T-17	4	2802	1300
T-93	5	515	2900
T-121	3	1400	1000
T-62	3	2770	1600
T-113	3	2770	2400

5.4 INCREMENTAL ASOCIADO A LA INYECCIÓN.

El caudal asociado a la inyección es producto además de los trabajos ya mencionados, a mantenimiento y reparación de facilidades de superficie, como válvulas, choques, cheques, cabezal, y líneas especialmente, ajuste de

caudales y presiones en estaciones de inyección, además la entrada en línea de 5 pozos reactivados a inyectores, T-527 auto inyector, T-100, sarta convencional, T-67.

Tabla 15. Caudal incremental asociado a la inyección.

Pozo	Potencial Actual BOPD	Potencial optimizado BOPD	Incremental BOPD
T-489	52	75	23
T-269	13	51,18	38,18
T-164	14	54	40
T-495	12	21,85	9,85
T-148	20	27	7
T-203	18	50	32
T-494	28	44,4	16,4
T-410	4	25	21
T-411	8	13,15	5,15
T-011	49	66,44	17,44
T-013	32	36	4
T-036	40	120	80
T-204	14	24	10
T-396	39	90	51
T-397	34	66	32
T-519	84	149,6	65,6
T-247	16	30	14
	477	943,62	466,62

5.4.1 Lecciones Aprendidas

En el desarrollo de cada una de las reuniones de seguimiento o “Surveillance”, las lecciones aprendidas que surjan se deben aplicar inmediatamente en la operación del campo. Como resultado de la documentación de cada una de ellas

CONCLUSIONES

- La revisión de las actividades propuestas en el Surveillance obliga a llevar un seguimiento mensual para el buen desarrollo del sistema de inyección, este monitoreo aplica para todos los trabajos y operaciones relacionadas con el control y manejo de inyección de agua, ya que un buen seguimiento de estas operaciones genera una inyección más estable y controlada en el campo, además ayuda a encontrar posibles causas de problemas no solo relacionados con inyección sino también de producción.
- Este seguimiento permitirá conocer detalladamente todas las actividades, operaciones, equipos, tareas, etc, relacionadas con un proceso de inyección de agua.
- El surveillance se debe realizar teniendo en cuenta todo los aspectos operativos del campo, conociendo características del yacimiento, monitoreando las facilidades tanto de producción como de inyección, líneas de flujo, todo este control y monitoreo debe ajustarse a las necesidades que requiera el proceso de inyección del campo.
- La implementación del surveillance es la forma más sencilla de optimizar la inyección, así como continuar e ir implementando mas actividades que permitan reforzar este monitoreo para lograr óptimos resultados en la producción que es a lo que finalmente se quiere llegar con el sistema de inyección de agua del campo Tibú.
- El surveillance permite obtener criterios para elaboración de planes de mejora que se presenten en los patrones de inyección, así como considerar actividades de pozos a reactivar.

- Las actividades propuestas en el surveillance se desarrollan tanto en subsuelo como en superficie lo cual permite tener una información rápida y segura de los posibles problemas que se presenten en el sistema de inyección del campo.

RECOMENDACIONES

- Es de gran importancia conocer los costos que generan las actividades propuestas en el surveillance, ya que esto me permite establecer los alcances, y así poder determinar cuáles son las mejores opciones que permiten obtener un mejor beneficio.
- A la hora de desarrollar una estrategia para determinar un problema en el sistema de inyección, se debe realizar la actividad adecuada y que corresponda al problema dado para así lograr obtener una información confiable de lo que se está presentando para poder dar la mejor solución.
- Es importante tener en cuenta el buen manejo de la información en un sistema de inyección de agua, por lo tanto es recomendable diseñar una base de datos donde sea posible obtener todo tipo de información que esté relacionada con el sistema de inyección de agua.
- A medida que se desarrolle el surveillance en el campo ir implementando nuevas estrategias que permitan detectar problemas con mayor exactitud que permitan desarrollar trabajos más eficaces para así obtener los mejores resultados del sistema de inyección.

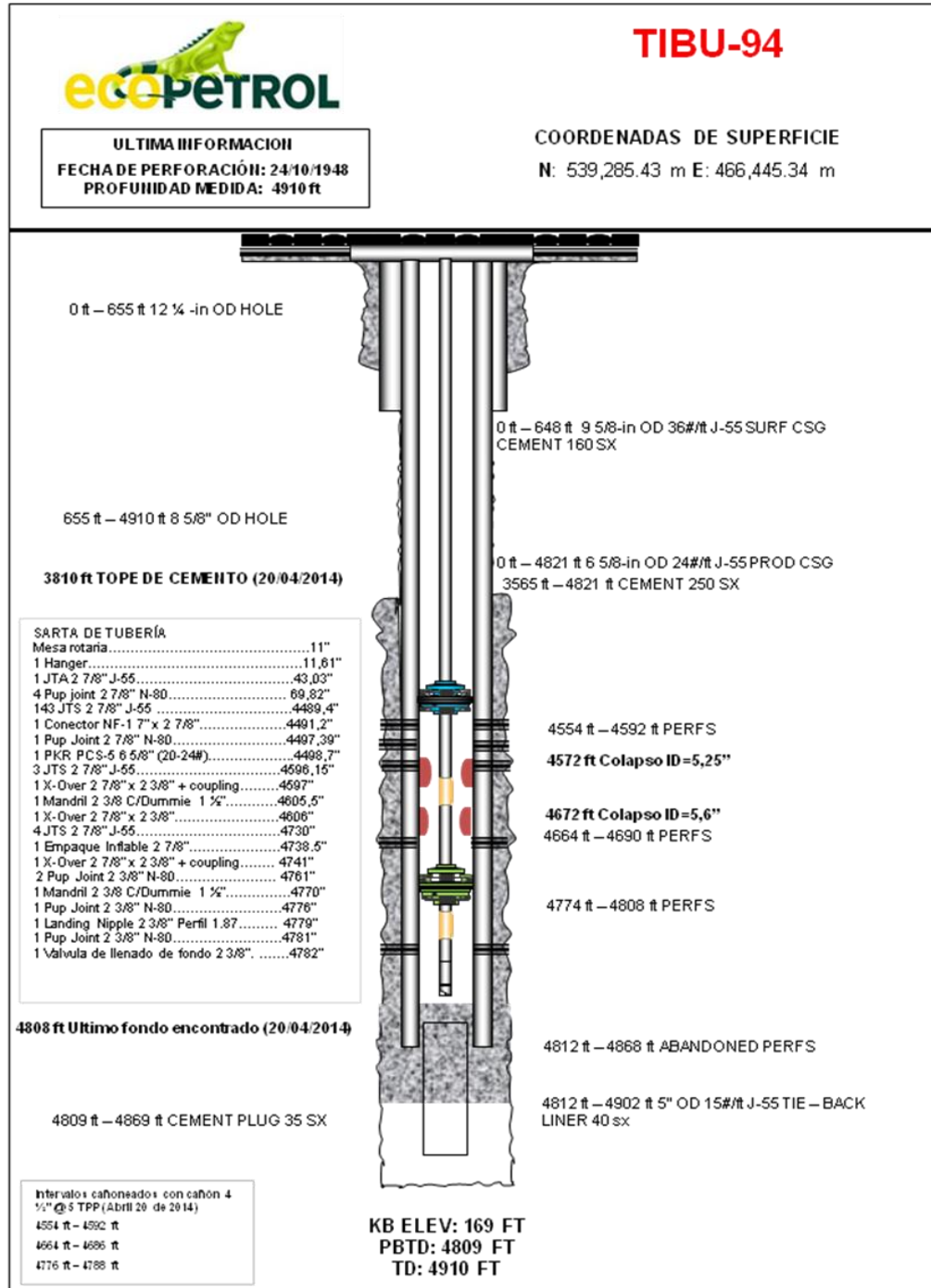
BIBLIOGRAFIA

- ✓ BLANCO Johanna, DELGADILLO Claudia. METODOLOGIA PARA EL DISEÑO DE UN MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA DESARROLLADO EN UN CAMPO PETROLERO. Universidad Industrial de Santander. Proyecto de grado.2006.
- ✓ ECOPETROL, Información Campo Tibú-Bases de datos.
- ✓ ECOPETROL, Información Campo Tibú-Surveillance 2014.
- ✓ MAGDALENA PARIS DE FERRER, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda Edición.
- ✓ MORENO Andrés. METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICA EN PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA CON SARTAS SELECTIVAS, APLICADO A LA FASE PILOTO EN CAMPO TIBÚ (ECOPETROL).Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Proyecto de grado. 2011
- ✓ RODRÍGUEZ Rafael. OPTIMIZACIÓN DEL BOMBEO MECANICO DEL CAMPO TIGRE. Escuela Superior Politécnica Del Litoral. Tesis de Grado. 2000.
- ✓ THAKUR Ganesh, SATTER Abdus. Integrated Waterflood Asset Management 1998.

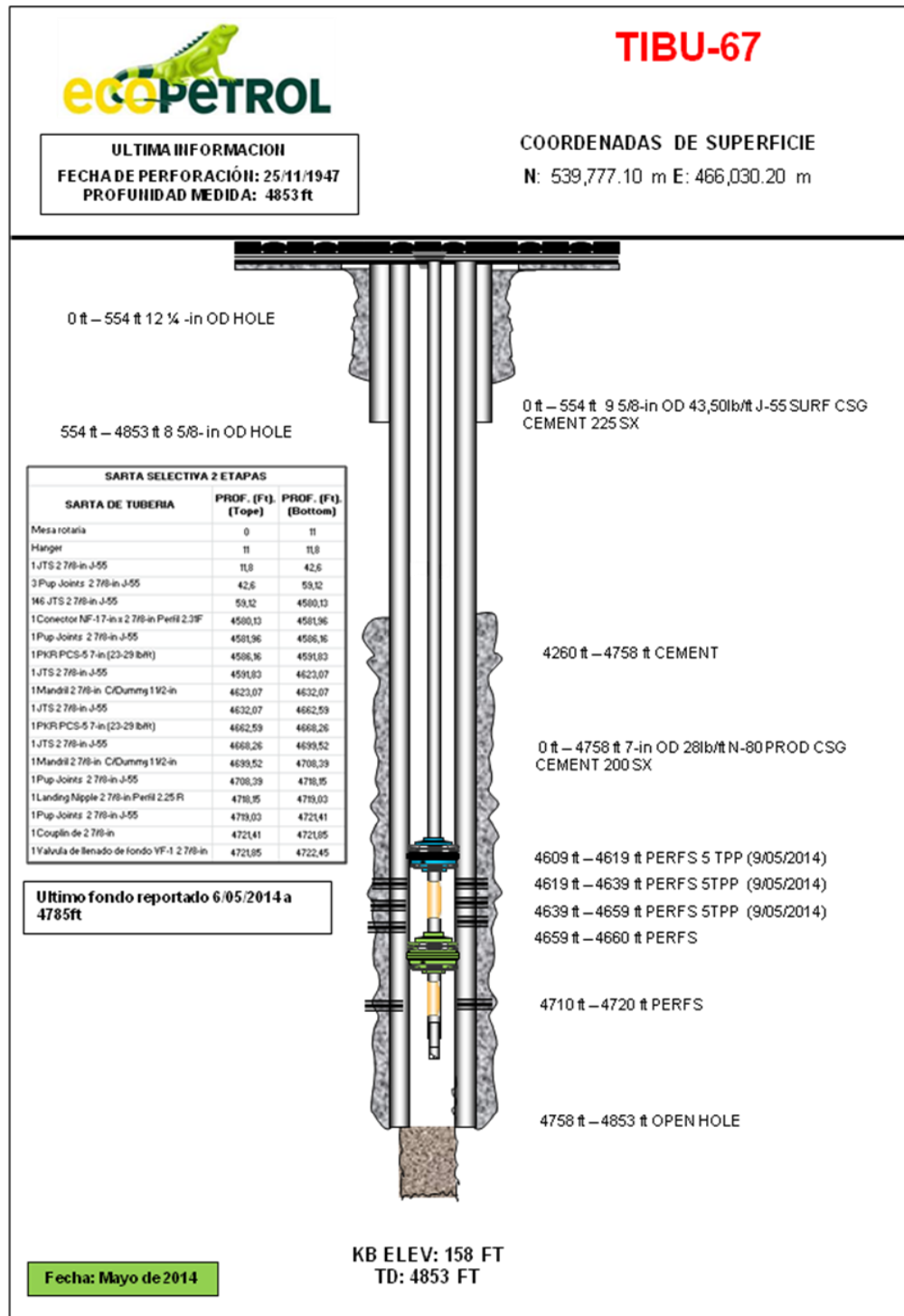
- ✓ VÁSQUEZ Dayne, MONTEROLA Yusi. USO DE TRAZADORES RADIOACTIVOS EN EL MONITOREO DE LA INYECCION DE AGUA PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS. Universidad Central de Venezuela.2012.
- ✓ WEATHERFORD. Optimización de la producción para sistemas de levantamiento artificial. Weatherford. 2012
- ✓ WEAVERFRON, Presentación herramientas Powerwave.

ANEXOS

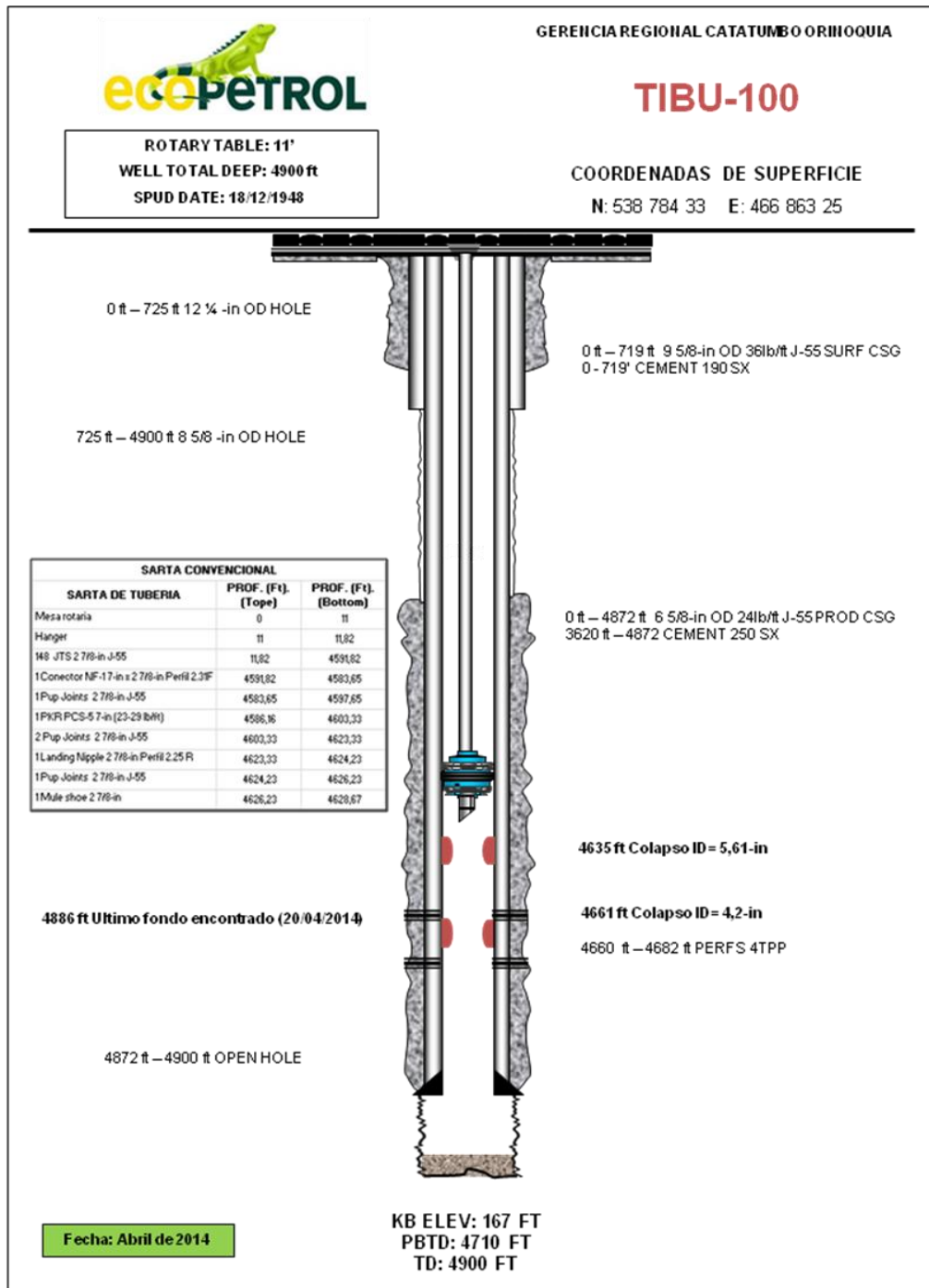
ANEXO A. Estado mecánico Pozo T-94.



ANEXO B. Estado mecánico pozo T-67.

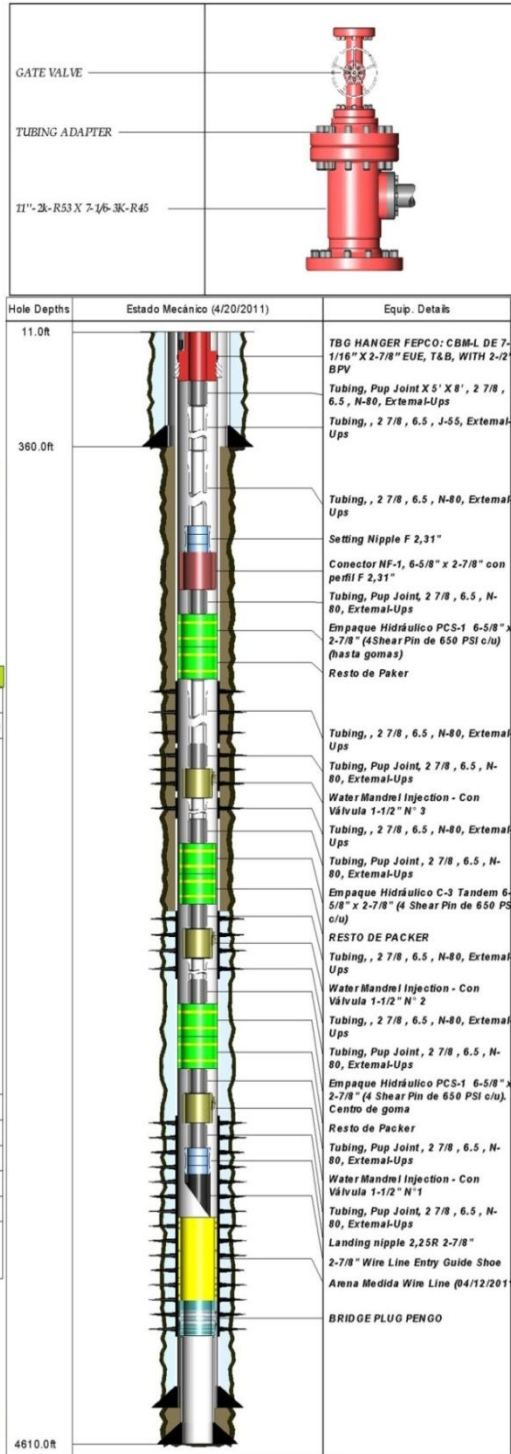


ANEXO C. Estado mecánico pozo T-100

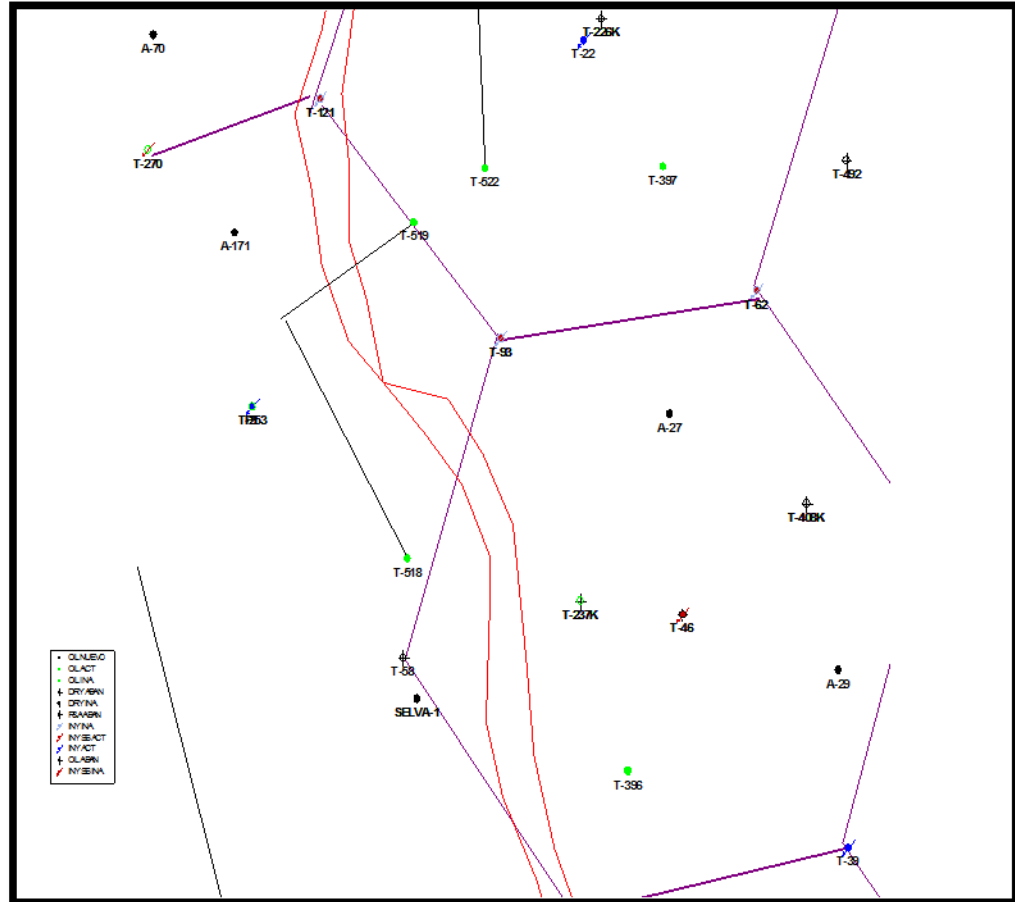


ANEXO D. Estado mecánico pozo T-62

ECOPETROL		ECOPETROL S.A. Superintendencia de Operaciones Tíbu	
Campo : TIBU			
Información General			
Pozo: TIBU 62	Perforado: 8/14/1947	Última Intervención: 4/20/2011	
Northing: 0.00m	Ground Level: 167.0ft	Elevation: 178.0ft	
Easting: 0.00m			
Revestimientos			
SURFACE CASING			
Item Description	Peso (ppf)	Grado	OD (in) Top Set (ft) MD Base (ft)
Casing, Casing, 9 5/8", CASING SHOE	36.00	J-55	9.625 11.0 354.0 354.0
PROD CSG			
Item Description	Peso (ppf)	Grado	OD (in) Top Set (ft) MD Base (ft)
Casing, Casing, 6 5/8", CASING SHOE	24.00	J-55	6.625 11.0 4,444.0 4,445.0
PROD LINER			
Item Description	Peso (ppf)	Grado	OD (in) Top Set (ft) MD Base (ft)
LINER HANGER	11.50	J-55	6.000 4,431.0 4,433.0
Liner Ramurado, 5", 13",	13.00	J-55	6.000 4,433.0 4,609.0
Intervalos Cañoneados			
INTERVALOS CAÑONEADOS			
Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	(shot)(ft) Interval Type
4/8/2011	4,186.0	4,170.0	4.00 PERFORATED
4/8/2011	4,182.0	4,162.0	4.00 PERFORATED
4/8/2011	4,184.0	4,202.0	4.00 PERFORATED
4/8/2011	4,232.0	4,262.0	4.00 PERFORATED
4/8/2011	4,296.0	4,274.0	4.00 PERFORATED
8/14/1947	4,300.0	4,389.0	4.00 PERFORATED
4/8/2011	4,304.0	4,320.0	4.00 PERFORATED
4/8/2011	4,320.0	4,340.0	4.00 PERFORATED
4/8/2011	4,340.0	4,360.0	4.00 PERFORATED
8/14/1947	4,390.0	4,430.0	4.00 PERFORATED
Equipos Wellbore			
INJECTION STRING			
Item Description	Joints	Top (ft)	Base (ft) Length (ft) OD (in) Weight (ppf)
HANGER FEPCO: CBM-L DE 7-1/16" X 2-7/8", 6.5, N-80, External-Ups	1	11.0	11.9 0.90 5.700
Tubing, Pup Joint X 5' X 8", 2 7/8", 6.5, N-80, External-Ups	2	11.9	25.2 13.33 2.875 6.50
Tubing, 2 7/8", 6.5, N-80, External-Ups	18	25.2	514.5 489.30 2.875 6.50
Tubing, 2 7/8", 6.5, N-80, External-Ups	115	514.5	4,031.30 5,169.90 2.875 6.50
Setting Nipple F 2,31"	1	4,031.3	4,032.2 0.88 3.830
Conector NF-1, 6-5/8" x 2-7/8" con perfil F 2,31"	1	4,032.2	4,034.0 1.82 5.500
Tubing, Pup Joint, 2 7/8", 6.5, N-80, E	1	4,034.0	4,040.2 6.21 2.875 6.50
Empaque Hidráulico PCS-1 6-5/8" x 2-7/8" (4 Shear Pin de 650 PSI c/u)	1	4,040.2	4,042.2 1.97 5.940
Resto de Packer	1	4,042.2	4,045.5 3.25 5.940
Tubing, 2 7/8", 6.5, N-80, External-Ups	6	4,045.5	4,228.9 183.45 2.875 6.50
Tubing, Pup Joint, 2 7/8", 6.5, N-80, E	2	4,228.9	4,245.3 16.44 2.875 6.50
Water Mandrel Injection - Con Válvula 1-1/2" N 3	1	4,245.3	4,254.2 8.81 5.250
Tubing, 2 7/8", 6.5, N-80, External-Ups	1	4,254.2	4,284.6 30.49 2.875 6.50
Tubing, Pup Joint, 2 7/8", 6.5, N-80, E	2	4,284.6	4,287.1 2.42 2.875 6.50
Empaque Hidráulico C-3 Tandem 6-5/8" x 2-7/8" (4 Shear Pin de 650 PSI c/u)	1	4,287.1	4,289.8 1.76 5.550
RESTO DE PACKER	1	4,289.8	4,291.2 2.35 5.550
Tubing, 2 7/8", 6.5, N-80, External-Ups	1	4,291.2	4,322.2 31.05 2.875 6.50
Water Mandrel Injection - Con Válvula 1-1/2" N 1	1	4,322.2	4,331.0 8.81 5.250
Tubing, 2 7/8", 6.5, N-80, External-Ups	1	4,331.0	4,361.8 30.72 2.875 6.50
Tubing, Pup Joint, 2 7/8", 6.5, N-80, E	2	4,361.8	4,372.0 10.27 2.875 6.50
Empaque Hidráulico PCS-1 6-5/8" x 2-7/8" (4 Shear Pin de 650 PSI c/u)	1	4,372.0	4,374.0 1.96 5.940
Resto de Packer	1	4,374.0	4,377.3 3.28 5.940
Tubing, Pup Joint, 2 7/8", 6.5, N-80, E	1	4,377.3	4,383.4 6.15 2.875 6.50
Water Mandrel Injection - Con Válvula 1-1/2" N 1	1	4,383.4	4,382.2 8.81 5.250
Tubing, Pup Joint, 2 7/8", 6.5, N-80, E	1	4,382.2	4,402.2 9.99 2.875 6.50
Landing nipple 2,25R 2-7/8"	1	4,402.2	4,403.1 0.89 3.830
2-7/8" Wire Line Entry Guide Shoe	1	4,403.1	4,403.6 0.50 3.830
SAND			
Item Description	Joints	Top (ft)	Base (ft) Length (ft) OD (in) Weight (ppf)
Arena Medida Wire Line (04/12/2011)	1	4,413.0	4,425.0 12.00 5.770
PLUG			
Item Description	Joints	Top (ft)	Base (ft) Length (ft) OD (in) Weight (ppf)
BRIDGE PLUG PENGO	1	4,425.0	4,426.5 1.50 5.700
Well Head			
Component	Name		
Tubing Head Spool	11" 2k-R53 X 7-1/8-3K-R45		
Tubing Adapter	TUBING ADAPTER		
Gate	GATE VALVE		
Información Último Evento			
Evento:	WORKOVER	Evento Código:	WRK
Fecha Creación:	4/3/2011	Última Modificación:	4/18/2011



ANEXO E. Patrón de inyección Pozo T-93



ANEXO F. Seguimiento inyección pozo T-93

