

RESOLUCIÓN No 6/2004

Procedimiento general para la explotación de los yacimientos de petróleo y gas

CAPITULO I DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1. El presente procedimiento tiene como objeto establecer un sistema de control de la actividad de explotación que garantice que la misma se haga de forma racional en los yacimientos de petróleo y gas.

Artículo 2. El presente procedimiento será aplicable a todas las empresas cubanas y extranjeras que participan en la explotación de los yacimientos de petróleo y gas en el territorio nacional y en la Zona Económica Exclusiva de la República de Cuba.

CAPITULO II FASES DE LA EXPLOTACIÓN

Artículo 3. Atendiendo a las características de nuestros yacimientos el período de Explotación Experimental deberá realizarse de forma que permita obtener los parámetros necesarios para el cálculo de las reservas y el establecimiento del esquema de explotación, garantizando, en todos los casos, los siguientes aspectos relativos a la explotación del yacimiento:

Régimen óptimo de trabajo de los pozos, por surgencia, bombeo y/o levantamiento artificial, en este aspecto se deben establecer las depresiones óptimas de trabajo, los valores críticos de las depresiones, los regímenes óptimos de bombeo o de la inyección de los fluidos de la elevación etc. Los resultados de estos trabajos serán la base para la obtención de los métodos tecnológicos de explotación de los pozos.

Las propiedades químico-físicas de los fluidos (petróleo, gas y agua), lo cual permitirá obtener la información necesaria para proyectar la explotación, el tratamiento y utilización posterior del crudo extraído.

Dinámica de variación de los parámetros de explotación (P. capa atm, Temperatura, P. Fondo atm, RGP m³/m³, Qp m³/d por pozo, BSW%), para precisar de esta forma el régimen del yacimiento y realizar los cálculos de previsión del comportamiento del yacimiento.

Parámetros físicos del colector y variación de estos en el volumen del yacimiento.

Métodos de tratamiento de la zona aledaña al pozo, tanto física como química, y la periodicidad de los mismos.

Métodos de tratamiento de las emulsiones de los pozos inundados, o las espumas en caso de inyecciones de gas.

Artículo 4. Atendiendo a los resultados obtenidos en la explotación experimental del yacimiento, se elaborará el Esquema Tecnológico Preliminar de la Explotación de los Yacimientos Petrolíferos, el cual debe contener:

Aclarar la estructura geológica que influye en la selección del sistema, dividir el corte en objetivos y en áreas de explotación.

Analizar los resultados de la explotación de prueba a escala industrial del yacimiento de petróleo,

Argumentar los parámetros de cálculo y las condiciones de cálculos tecnológicos.

Efectuar las adaptaciones necesarias de las simulaciones matemáticas, sobre la base de las cuales se determina los niveles de producción para las variantes de explotación del yacimiento elegidas.

Evaluar la eficiencia económica de las variantes de explotación examinadas.

Determinar las inversiones de fondos, costos, el efecto en la economía nacional y las ganancias a corto y largo plazo.

Recomendar la variante de explotación más efectiva, argumentar los tipos y procedimientos de perforación.

Recomendar las estructuras de los pozos y el orden a perforar en los yacimientos.

Argumentar los procedimientos de explotación y definir las actividades para evitar complicaciones durante la explotación de los pozos.

Confeccionar la tecnología de ejecución de los trabajos de reparación en los pozos, analizando además la posibilidad de emplear métodos de recuperación mejorada que eleven el rendimiento de petróleo de las capas.

Calcular las reservas en categorías industriales y en el balance de las reservas.

Emitir las recomendaciones para perfeccionar los procesos de recolección interna, transporte y tratamiento del petróleo.

Examinar todas las cuestiones relacionadas con el medio ambiente.

Artículo 5. El Régimen Tecnológico, constituye el documento rector de la optimización del fondo de pozos, se confecciona anualmente y se desglosa en planes trimestrales y mensuales, en dependencia de los recursos planificados para la ejecución de los mismos.

CAPITULO III

DEL CONTROL DE LA ACTIVIDAD DE EXPLOTACIÓN

Artículo 6. Para controlar si una explotación se está realizando de forma eficiente y racional se deberán medir los parámetros siguientes:

Controlar los cambios que se suceden en los caudales de petróleo y fluido.

Controlar el % de impurezas en la producción del yacimiento.

Controlar los cambios que se suceden en los caudales de gas.

Controlar los cambios que se suceden en la RGP por pozos y yacimientos.

Controlar diariamente el comportamiento de las presiones de superficie (Presiones en el tubing y casing).

Controlar el comportamiento de las Presiones de Capa medidas y las calculadas por Curvas de Recuperación de Niveles o por Niveles Estáticos.

Controlar el comportamiento de las presiones de fondo tanto en pozos que se explotan por bombeo como en pozos surgentes.

Controlar el comportamiento de los fluidos en el reservorio por investigaciones según el método de toma de muestras de fondo.

Controlar el análisis químico del petróleo y el gas superficial.

Controlar el análisis químico del agua acompañante.

Controlar análisis químico del gas acompañante.

Controlar muestreo de fondo para análisis PVT.

Artículo 7. Durante el proceso de explotación se deberán realizar los controles o pruebas siguientes:

Pruebas de impulso, para determinar el grado de comunicación entre capas u horizontes productivos, así como la orientación del tren de fracturas.

Pruebas relacionadas con el avance de los frentes de desplazamientos.

Pruebas relacionadas con el avance de la permeabilidad de fase.

Curvas de Estabilización de Presión, Curvas de Caída de Presión.

Muestreo de fondo para análisis PVT.

Muestras recombinadas para análisis PVT.

Determinación del tiempo de surgencia de los pozos.

Artículo 8. Los programas de ejecución de los principales parámetros a controlar y la periodicidad del control de la ejecución son:

Informe Anual de Explotación de los Yacimientos de petróleo y gas.

Este se confecciona a final de cada año, y en el mismo se hace un análisis pormenorizado, del estado de la explotación del yacimiento y las pautas a seguir para lograr una explotación eficiente y racional.

El mismo se divide en tres partes fundamentales:

Parte Geológica: Recoge los principales cambios ocurridos desde el punto de vista geológico en todos y cada uno de los pozos del yacimiento, así como los cambios ocurridos en el ámbito de capa u horizonte productivo. Se realiza además un balance del estado de las reservas, tanto las geológicas como las reservas extraíbles (en caso de ser necesario, solamente se actualizan las mismas), se hace referencia de las nuevas perforaciones, así como de los trabajos de ensayo.

Parte de Explotación e Ingeniería de Yacimientos: Se hace un balance del comportamiento de los indicadores por objetivo y por yacimientos, las principales dificultades que se presentaron para el cumplimiento de los niveles de producción planificados en el año y de las tareas planificadas en el régimen tecnológico, el comportamiento de la energía y la inundación, estado del fondo de pozos.

Física de Yacimiento: El resultado de las investigaciones hidrodinámicas, el análisis de las muestras, así como la confección de todos los mapas relacionados con el comportamiento de la capa y los fluidos.

Plan de Investigación Anual.

El Plan de Investigaciones Anual se confecciona, discute y aprueba durante los meses de Noviembre- Diciembre, en reunión ordinaria la cual tiene que contar con la presencia de todos los implicados en el cumplimiento cabal y estricto del mismo.

El plan se confecciona bajo la premisa de investigar solamente los pozos necesarios para el buen control del yacimiento (50 % de los pozos más representativos del yacimiento).

Plan Anual de Muestreo del Fondo de Pozos de Explotación tanto de fondo como en superficie (5 % del fondo de pozos).

Este plan se anexa al plan de investigaciones, chequeándose el cumplimiento del mismo mensualmente.

Plan Anual de Aperturas Cíclicas a pozos de explotación cerrados por alta RGP.

Este plan se confecciona anualmente, controlando a finales de cada mes el cumplimiento del mismo.

Plan Mensual de Medidas Geólogo - Técnicas.

Se confecciona con el fin de optimizar la explotación del yacimiento, chequeándose mensualmente el cumplimiento de cada tarea recogida en el mismo.

Artículo 9. El control de los parámetros de explotación se realizará a través de los siguientes documentos que se confeccionan al finalizar un año de explotación, debiendo mantenerlos actualizados mensualmente:

Mapas de isobaras

Mapas de espesores

Mapas del avance del acuífero.

Mapas del crecimiento de la RGP.

Mapas de salinidad del acuífero.

Gráficos de Historial productivo de los pozos.

CAPITULO IV DE LA INFORMACION ACTUALIZADA.

Artículo 10. Durante el ensayo de pozos, se debe contar con la siguiente información actualizada:

Reporte diario de las actividades en los pozos, según instrucción establecida en las empresas para la información por parte de las unidades de ensayo.

Informes de trabajos realizados en los pozos, según modelos utilizados a respecto.

Informes de las averías y plan de liquidación de las mismas (averías que se suceden durante el proceso productivo).

Artículo 11. En la unidad de producción, incluyendo el taller de investigaciones, se debe contar con la siguiente información actualizada:

Reporte diario de la producción de los pozos (pozos conectados a tanques).

Reporte diario de la producción de cada Centro Colector, así como las afectaciones a las mismas por diferentes motivos.

Reporte diario de las mediciones a los pozos (Q. gas m³, Q. Fluido m³/d y presiones de superficie).

Curvas de recuperación de Nivel, se reportarán el nivel, las presiones de superficie, la hora de medición, los fluidos obtenidos y otras observaciones.

Curvas de Recuperación de Presión, se reportarán las presiones de tubing y casing, a la hora de bajada y subida de los manómetros, la lectura de los cartogramas y otras informaciones.

Toma de muestras de fondo, se reportará la presión de fondo escalonada (de realizarse), temperatura de capa, la profundidad de toma de muestras, presión el tubing y casing.

Las investigaciones especiales programadas en cada uno de los casos, vendrán acompañadas de un informe acerca del trabajo realizado.

ARTÍCULO 12. Los laboratorios están obligados a preparar los resultados de todos los análisis realizados a los pozos, para caracterizar los fluidos que componen el reservorio.

CAPITULO V DE LOS MODELOS OFICIALES

Artículo 13. Durante las fases de explotación las empresas cubanas y extranjeras que explotan yacimientos de petróleo y gas deberán entregar la información solicitada en los modelos que se anexan a este procedimiento y que forman parte integrante del mismo.

*MODELO DE CONTROL DE EXPLOTACION DE POZOS Dpto Yac.

Pozo		Yacimiento			Comentario
Intervalo		Vertical			
Horizonte (s)					
Tubería Diam.		mm	Profundidad		mts
N.referencia		mts	Temp.capa		grad.cent.

*DATOS DE MEDICIONES.							
Caudal fúido mc/d							
Rel.Gas.Pet Nmc/mc							
Tiempo de medición hrs							
Fecha medicion							
BSW %							
Agua libre%							
P tubing/casing							
Caudal de Gas							
Presión separ atm							

*DATOS DEL REGIMEN DE PRODUCCION.							
Diametro choque mm							
Prof anclaje bomba mts							
RPM rev/min							
Diámetro bomba mm							
Nr golpes-Rec/ min-mts							
Eficiencia %							
Fecha medición							

*DATOS DE INVESTIGACION							
P.capa atm							
P.fondo atm							
P.fondo atm NivAWS							
Pr.casing min							
Niveles mts							
Caudal Gas inst. Nmc/d							
Presión tubing atm							
Delta T. min.							
T.cierre CRN ó N.EST.							
Fecha de medición							

DATOS DE LOS FLUIDOS DEL POZO.							
Densidad petr. gr/cmc							
.....API.....							
Densidad gas gr/cmc							
...Z....							
Fecha muestreo							
Densidad agua gr/cmc							

PROGRAMA DE TRABAJO DEL POZO X

Nombre del pozo	X
Profundidad	1865 m
Fondo Artificial	1675 m

CONSTRUCCION DEL POZO

Camisa	Diámetro mm	Prof.Bajada m	Espesor	Anillo m
T. agua	324	383	9.5	50
Técnica	245	814	8.5	475
Explotación	146	1863	8.5-7.7	263

METODO DE PRODUCCION ACTUAL: Bombeo

Tub. de Producc.	3 1/2	Bomba	Ingl.63 mm
Profundidad	1632 mts		1500 m

DATOS ACTUALES DE PRODUCCION.

Horizonte	V1	Intervalo	1655-1640 (LI) 1540-1510 1488-1459	1505-1491 (VERT) 1440-1411 1393-1361
Pliegue	Central			

Qfl mc/d	BSW %	RGP mc/mc	P.capa atm	P.fondo atm	Prof.ref mts	Qpotenc mc/d
100	50	3757	120	75	1491	

SECUENCIA DE TRABAJOS A REALIZAR

Nota: Se describirán en orden lógico, las tareas a realizar.

Confeccionó:

Revisó:

J' de Dpto. de Yacimientos

Grupo de Operaciones

Fecha.

Acta de Conclusión de Ensayo

Yacimiento:

Pozo:

Intervalo (Larg Inst) m	Intervalo (Vertical) m	Observaciones

Fecha conclusión de Perforación

Fecha inicio de Ensayo

Fecha Terminación de Ensayo

Profundidad Total del Pozo m

Fondo Artificial m

Construcción del Pozo:

()mm m mm Anillo:
 ()mm m mm Anillo:
 ()mm m mm Anillo:
 ()mm m mm Anillo:

Tipo de punzado Hiperjet o/m

Líquido durante el punzado

Agua

Densidad del Agua 1.03 g/cmc

F PH

Método utilizado para provocar entrada

Profundidad Tubería m Tipo mm

Tipo de entrada

Qf mc/d	Tt hs	Choque	BSW %	RGP mc/mc	Pcapa at	Pf at	H (m)	Observaciones

Datos de la Intensificación

Aditivos	HCL mc +H2O	Xyleno mc	TAS-2 Lt	TA-20 Lts	I-10 Lts	IS-2 Kg	IS-4 Kg
Volumen mc							
Concentrac %	15	30	10	16		0.6	9

Volumen total Solución	R mc/m	Tr hs	Padm at	Ptr at	Pri at	Pr fin at	

Parámetros de Bombeo después de la ampliación o el Ensayo

Tipo Bomba	Prof anclaje (m)	Recorrido (m)	Nro Golpes (g/min)	Observaciones

Análisis de Fluido
Petróleo

Dens g/cmc	API	Visc Cps 30 ⁰ _c	Visc Cps 40 ⁰ _c	Visc Cps 50 ⁰ _c	Visc Cps 60 ⁰ _c	%S	%Parafina
%Asfaltenos	%Resinas						

Conclusiones y Recomendaciones

Confeccionó:
Ing.:
Dpto. Yacimientos

Aprobó:
Ing.:
Jefe Dpto. Yacimientos

Informe de Investigaciones.

Pozo:

Intervalo:

Hmedición:

Fecha Investigación:

Principales Parámetros Obtenidos.

Presión Dinámica (P_c) atm.....

Presión Extrapolada (P_c^*) atm.....

Permeabilidad (k) mD.....

Longitud de Fracturas (X_f) m.....

Skin Efecto (S).....

Pseudo Skin por fracturas (S).....

Lado del Area de drenaje m.....

Radio de Investigación m.....

Resumen y Conclusiones.

Confeccionó:

Jefe de Dpto. de Yacimientos

Grupo de Operaciones

Fecha:

Revisó:

REPORTE DE NIVEL ESTATICO.

Pozo.....	
Fecha.....	
Hora cierre....	
Tipo invest....	
Intervalos LI..	
Vert.	
Tiempo cierre dias.....	Caudal fl. Mc/d.....
Presion caising atm.....	% Inundacion.....
Nivel Estatico	RGP Nmc/mc.....
.....Mbbp.....	Conten gas de
.....Mvbbp.....	CO2
Temperatura capa °C.....	H2S
Densidad pet. g/cmc.....	N2
Densidad gas	Pres.cais atm
gr/cmc	Nivel Dinamico
rel	mbbp
Producción acumulada....	mvbbp
	Qg anul. Nmc/mc
Presion de capa calc.	Presion fondo.....
.....AWS.....	
.....Podio.....	PRESION CAPA atm
.....Gilbert.....	VALOR SELECC.

OBSERVACIONES

ELABORADO POR:

REVISADO POR :

El régimen tecnológico tendrá el siguiente formato.

EMPRESA X
GRUPO DE EXPLOTACION.
REGIMEN TECNOLOGICO.

INDICADORES TECNOLOGICOS DE LOS POZOS DEL YACIMIENTO.

N	Pozo	Hzte	Interv	Fond. Artif	Diam Cam. Expl. mm	Tipo Bba	Nro Golp.	Rec.	Prof. Ancl	Qp	BSW	RGP	Ch.	NivD
			m	m			G/mn	m	m	m3/d	%	m3/m3	mm	m

P.fond	Niv.Es	Pr.Cap	Prof. Med.	Tareas del Regimen	IncremCaudal	Observaciones
atm	m	atm	m		m3/d	

Confeccionó:
Jefe de Dpto. de Yacimientos
Grupo de Operaciones
Fecha:

Revisó:

GRUPO DE INVESTIGACIONES Y SERVICIOS DE LABORATORIO.

Pozo_____

Fecha de muestreo_____

Hora de muestreo_____

Fecha de analisis_____

Analisis		U/M	Resultados
Agua y sedimentos		% Volum.	
Azufre		% peso	
Densidad a 60 F		A.P.I	
Gravedad especifica a 20 o.C		gr/cm 3	
Viscosidad	40	cSt	
	50	cSt	
	60	cSt	
Sales(expresadas como NaCl).		mg/lit	
Punto de Inflamación		oC	
Agua por destilación		% Vol.	
Asfaltenos		% peso	
Residuo de Carbón		% peso	
Cenizas		% peso	

Realizado por_____

Aprobado por_____

Firma_____

Firma_____

RESOLUCIÓN No 6/2004 ONRM
Reglamento para la actividad de explotación de petróleo y gas.

CAPÍTULO I
DEL CONTENIDO Y ALCANCE.

El presente Reglamento se establece por la Oficina Nacional de Recursos Minerales y tiene por objeto establecer las normas y disposiciones que garanticen la ejecución de los trabajos de Explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos, con el fin de obtener la máxima producción eficiente de petróleo que permita la mayor recuperación final de las Reservas.

El presente Reglamento es de aplicación para todas las empresas cubanas o extranjeras que desarrollen actividades de Explotación de hidrocarburos dentro del territorio cubano, y la Zona Económica de la República de Cuba.

La actividad a que se refiere este Reglamento, deberá realizarse conforme a los procedimientos generales para la explotación, las normas técnicas y de seguridad, higiene y protección ambiental vigentes, así como a la introducción y utilización de las técnicas y tecnologías más avanzadas de Explotación de hidrocarburos que estén disponibles, para el mejor aprovechamiento y uso racional de estos recursos naturales.

En el caso de no existir una normativa regulatoria nacional para el desarrollo de una actividad específica de la Explotación el Operador declarará la adopción de normas o regulaciones internacionales aplicables para la actividad a realizar previa consulta con la Oficina Nacional de Recursos Minerales.

CAPÍTULO II
DEL CONTROL Y LA FISCALIZACIÓN.

El cumplimiento del presente Reglamento será fiscalizado por la Dirección de Hidrocarburos de la Oficina Nacional de Recursos Minerales.

Las Empresas nacionales o extranjeras que realicen actividades de Explotación de Petróleo Y Gas que sean objeto de inspección estatal por la Oficina Nacional de Recursos Minerales estarán obligadas a permitir a ésta el acceso al lugar o los lugares de trabajo y operación, así como proporcionar toda clase de información o documentación que conduzca a la verificación del cumplimiento de este Reglamento y de las regulaciones vigentes en el país.

Las Empresa nacionales o extranjeras que realicen actividades de Explotación de hidrocarburos enviarán toda la información geólogo- geofísica, de perforación y de producción, que se origine en el desarrollo de estas operaciones a la Oficina Nacional de Recursos Minerales según se establece en las funciones y atribuciones que le competen y en correspondencia con el Reglamento vigente sobre la entrega de la información.

CAPÍTULO III.
DE LA EXPLOTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS.

Artículo 8 El Período de Explotación de un Yacimiento de Petróleo, se podrá iniciar sólo cuando se haya aprobado la Declaración de Comercialidad del Yacimiento. A partir de este momento el Operador tiene un término de 60 días para elaborar y presentar para su aprobación el Plan de Desarrollo general para todo el tiempo de vida útil del descubrimiento.

El Plan de Desarrollo, se elaborará según lo establecido en la regulación vigente de la Oficina Nacional de Recursos Minerales. (Ver Anexo 1).

Artículo 9. Se considera período de Explotación Experimental al tiempo transcurrido de explotación anticipada de los pozos perforados en la etapa de delimitación y evaluación

del área del descubrimiento, que tuvieron entrada de hidrocarburos y que son investigados y evaluados con el fin de establecer su régimen óptimo de trabajo, la dinámica de variación de sus parámetros de explotación, las propiedades físico-químicas de sus fluidos, etc.

Artículo 10. El período de Explotación Experimental de los yacimientos se cumplirá de acuerdo a lo que se establece en la Regulaciones vigentes.

El tiempo de duración de este período de Explotación Experimental no es ilimitado, aunque se establece para cada Campo (Yacimiento) de forma independiente en función de su complejidad geológica y técnica para su explotación, así como del grado de conocimiento alcanzado y de la ejecución de los trabajos de investigación necesarios, que se realizarán de manera continuada y diligente.

Artículo 11. Cada Operador durante la etapa de Desarrollo, estará obligado a operar los pozos de forma tal que se obtenga su Máxima Producción Eficiente, evaluando el comportamiento productivo del Campo (Yacimiento) con el fin de determinar en forma temprana las características de la formación productiva, su uniformidad, continuidad y configuración estructural, así como las propiedades de los fluidos y su sistema de producción más apropiado. De acuerdo con las condiciones y ubicación estructural del pozo.

Artículo 12. Si en algún momento durante la explotación de los pozos la Oficina Nacional de Recursos Minerales determina que un Pozo o grupo de Pozos están siendo operados en condiciones que causen deterioro de sus Reservas Probadas, podrá ordenar al Operador el cierre de dichos Pozos hasta que éste corrija esa situación.

Artículo 13. Completado el desarrollo de un Campo (Yacimiento) el Operador presentará anualmente a la Oficina Nacional de Recursos Minerales un informe de evaluación respaldado por un estudio de simulación o técnico equivalente en que se demuestre que el yacimiento está siendo explotado a niveles de Máxima Producción Eficiente.

Artículo 14. En caso que la Oficina Nacional de Recursos Minerales considerara que el Operador no está cumpliendo con la obligación mencionada en el artículo anterior sin una razón técnicamente justificada comunicará dicha circunstancia al Operador. El Operador corregirá el incumplimiento o dará inicio a las medidas que sean necesarias para corregirlo dentro de los próximos 60 días posteriores al recibo de la notificación, las que serán ejecutadas de manera continuada y diligente.

Artículo 15. Cada Operador anualmente actualizará según lo establecido, el Cálculo de las reservas de petróleo y de gas del Campo (Yacimiento) en explotación y lo entregará a la Oficina Nacional de Recursos Minerales para su revisión y aprobación.

Artículo 16. Antes de finalizar cada año y durante la etapa de desarrollo del yacimiento, el Operador presentará para su aprobación el Programa de Desarrollo detallado para el próximo año, que se elabora en base al Plan de Desarrollo General aprobado con anterioridad para toda la vida útil del Yacimiento.

Artículo 17. Anualmente, cada Operador presentará para su aprobación un estimado de producción de petróleo y de gas del Campo o Yacimiento en explotación, elaborado en base a todos los pozos que producen y a las reservas calculadas.

Artículo 18. Todos los pozos terminados como productores, inyectoros o de observación, deberán ser provistos de equipos adecuados en la superficie y en el subsuelo, e instrumentos de medición verificados y certificados (aptos para su uso) que permitan el control apropiado de sus parámetros de trabajo, de la producción o la inyección de fluidos, la toma de presiones de superficie y de fondo, toma de muestras etc. que aseguren el trabajo normal del pozo.

Artículo 19. Todos los pozos que producen por flujo natural (surgente), bombeo y levantamiento artificial, se explotarán desde el inicio de su producción de acuerdo a su régimen óptimo de trabajo que se determina mediante los resultados de la investigación inicial y periódica de cada pozo.

Artículo 20. La producción de todos los pozos de petróleo desde el inicio de su explotación deberá pasar por un sistema de separación de gas (temporal o permanente).

Los separadores deberán ser diseñados e instalados con suficiente capacidad que les permita asimilar los volúmenes de gas individual por pozos y del colectivo y deberán operar eficientemente para separar el gas asociado y prevenir las pérdidas de petróleo.

Artículo 21. Los sistemas de separación del gas asociado deberán tener medidores del flujo de gas (temporales o permanentes) capaces de asimilar los volúmenes de gas separados con el fin de registrar la producción de gas desde el inicio de su puesta en producción. Estos medidores debidamente verificados y certificados (aptos para el uso) deberán instalarse en la línea de gas de cada separador.

Artículo 22. Todos los pozos productores por flujo natural (surgentes) deberán someterse a pruebas de investigación por choques (diagrama indicador), dentro de los treinta días siguientes a su terminación.

Artículo 23. Ningún pozo productor de petróleo y gas se podrá poner a producir por encima de su rata de producción más eficiente. Para este efecto es obligatorio el control de la relación gas – petróleo y la relación agua – petróleo de cada pozo.

La ONRM comunicará al Operador cualquier violación al respecto para que este tome de inmediato las medidas necesarias para su corrección. Si no se lograsen resultados positivos la misma ordenará de inmediato el cierre del pozo.

Artículo 24. La ONRM de acuerdo a las características de cada yacimiento y al estadio de su explotación podrá establecer los valores de la relación gas-petróleo máxima permisible para el yacimiento.

Artículo 25. El gas natural asociado no puede ser quemado en la atmósfera sin la aprobación conjunta de la Oficina Nacional de Recursos Minerales y la Autoridad Ambiental competente. Solamente podrá aprobarse por tiempo limitado y por causas razonablemente justificadas.

Artículo 26. La ONRM de conjunto con la autoridad ambiental competente podrá autorizar la quema del gas natural en cortos períodos de tiempo durante las pruebas de producción y también en los casos de pocas cantidades cuando sea parte necesaria de la producción de petróleo crudo.

Artículo 27. Todo pozo con producción de petróleo deberá ser sometido a la medición de su presión de capa dentro de los treinta días siguientes a su terminación.

Artículo 28. Anualmente se medirá la presión de capa de no menos del 50 % de todos los pozos de explotación de cada yacimiento seleccionando los más representativos en cada momento y que estén distribuidos por todo el yacimiento.

Artículo.29. Cuando el área de un campo (yacimiento) de hidrocarburos se extienda a áreas contiguas que están operadas por otro operador, las partes implicadas deberán coordinar mediante acuerdo sus trabajos de desarrollo y explotación común para lograr la explotación conjunta del mismo de forma eficiente y racional según lo que establece el presente Reglamento. De no llegarse a acuerdo, La ONRM dispondrá el sometimiento de las diferencias a un Comité Técnico y su decisión será de obligatorio cumplimiento.

Artículo 30. Cada Operador deberá tomar medidas especiales en la operación y mantenimiento de los equipos de superficie y subsuelos cuando haya presencia de CO₂ o H₂S y en las instalaciones costa afuera, debido al ambiente especialmente corrosivo existente a nivel del mar.

Artículo 31. En las operaciones de estimulación y punzado de pozos deben aplicarse las normas de seguridad, salud y medio ambiente que para estas operaciones establece la legislación vigente.

Artículo 32. No deben iniciarse pruebas de producción en los pozos durante la noche. Tampoco deberán efectuarse de noche operaciones de estimulación (fracturación hidráulica, acidificación, etc.) por medidas de seguridad.

Artículo 33. La utilización de material radiactivo en los trabajos de explotación deberá estar autorizada por las autoridades correspondientes, y deberá ceñirse a las reglas y pautas señaladas por ellos.

Asimismo en caso de que los equipos recuperados de un Pozo se encontraran contaminados con alguna sustancia radioactiva, no podrán ser reutilizados y se deberá informar del hecho a la autoridad correspondiente.

Artículo 34. Si existieran operadores que se encuentran operando instalaciones que no están adecuadas a este Reglamento, podrán regularizar esta situación:

Adecuando sus operaciones e instalaciones a este Reglamento en el término de 180 días. Justificando, mediante informe a la Oficina Nacional de Recursos Minerales las razones por las que no les es posible hacer esta adecuación, en cada uno de los casos. La Oficina Nacional de Recursos Minerales evaluará las justificaciones del Contratista y le dará a conocer las medidas que deberá adoptar.

Artículo 35. La distancia entre los pozos en el subsuelo debe ser precisada desde el inicio del desarrollo de manera que no haya interferencia entre sus áreas de drenaje.

Artículo 36. La distancia entre los Pozos no debe ser más pequeña que la del área máxima que puede ser eficientemente drenada por un Pozo. Si durante el desarrollo del orden

establecido de espaciamiento los pozos no producen a la Máxima Producción Eficiente se podrá contemplar menor distancia previa evaluación del problema.

Artículo 37. Se podrá perforar Pozos a menos de 100 metros de los linderos del Área de Contrato, si el Yacimiento es común a dos Contratistas vecinos y éstos han celebrado un Convenio para unificar el desarrollo del campo común.

Artículo 38. Cuando el Contratista proyecte ocupar un área de terreno para la construcción de instalaciones deberá seguir el procedimiento descrito en el presente Reglamento. Si en ese terreno va a construir una Batería de producción el Contratista deberá indicar las normas que se emplearán en la construcción de la batería y sus equipos, así como establecer que tiene conocimiento de este reglamento y de los de Seguridad y de Protección Ambiental vigentes.

CAPÍTULO IV DE LOS EQUIPOS E INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN.

Artículo 39. Los arbolitos de los pozos deben tener elementos reductores de presión para adecuar la presión del pozo a la del resto de las instalaciones de Producción.

Artículo 40. Los equipos de Elevación Artificial deben tener la capacidad para producir el máximo volumen de fluido de los pozos, sin causar daño a las otras instalaciones, el Reservorio o el propio Pozo.

Artículo 41. El control operativo del bombeo mecánico debe ser verificado mediante pruebas dinamométricas u otras, por lo menos una vez al año, aunque la eficiencia de la bomba fuera aceptable.

Artículo 42. Toda inyección en los pozos, excepto para gas dulce o de agua pura, debe ser programada para hacerse normalmente por la Tubería de Producción. En estos casos una empaquetadura (“packer”) debe asentarse sobre la formación operativa y el espacio entre las Tuberías de Producción y de revestimiento debe llenarse con fluido anticorrosivo. Excepciones a esta norma podrá justificarse técnicamente.

Artículo 43. Las Baterías de Producción deben estar diseñadas para soportar las características de la mezcla de fluidos que ingresen ya sean previamente tratados o no, y los volúmenes producidos de gas y líquido, en forma separada.

Artículo 44. El sistema de separación de una Batería debe estar dotado de un sistema de medición verificado y certificado (apto para el uso) que permita conocer tanto el volumen total como el individual, de gas y fluido, de todos los pozos allí conectados.

Artículo 45. Los Separadores serán de presión adecuada a las de los fluidos que ingresen; tendrán elementos de control que eviten su inundación por líquidos, presión sorpresiva y alta temperatura. Su válvula de seguridad debe estar calibrada (verificada y certificada) a la presión de diseño, con disco de ruptura calibrado (verificado y certificado) entre 1 ¼ a 1 ½ veces la presión de diseño.

Artículo 46. Las válvulas de seguridad deben tener escapes individuales apuntando a lugares que no ofrecen peligro. Los discos de ruptura deben tener descarga vertical y no tener restricción alguna.

Artículo 47. Los equipos y en especial los tanques de las Baterías de Producción deben ser de material adecuado a las características corrosivas de los fluidos. Los tanques deben tener la protección necesaria contra la corrosión, deben estar interconectados con una tubería niveladora y tener un drenaje común hacia una piscina de recuperación o tanque de desnatado, ubicado a no menos de 50 metros de distancia. Además deben tener compuertas para la limpieza y facilidades para la medición.

Artículo 48. Las Baterías de Producción no deben estar ubicadas a menos de 50 metros de las carreteras públicas.

Artículo 49. Las Baterías de Producción deben tener un mínimo de 2 tanques nivelados separados a una distancia mínima de 1 metro, con capacidad mínima para un día de producción normal. Pueden tener incorporados controles de nivel (verificados y certificados) para su vaciado automático.

Artículo 50. De existir muros de protección éstos deben contener el 110% del volumen de los tanques. El muro debe tener un drenaje hacia afuera con una válvula incorporada.

Artículo 51. Toda Batería de Producción debe tener un quemador de gas con las siguientes características básicas:

Estar ubicado a no menos de 50 metros de distancia de cualquier instalación en tierra y de 15 metros de instalaciones en plataformas marítimas.

Ser de altura y dimensiones suficientes para quemar el posible volumen a manejarse.

Tener defensas que eviten, que el viento apague las llamas.

Tener un sistema de encendido automático.

Artículo 52. Las instalaciones de Producción y las Baterías deben estar protegidas por cerca perimetral de malla de alambre y puertas, que limiten el acceso a esas áreas de animales y personas ajenas a las instalaciones.

Artículo 53. Cada Operador deberá realizar en tiempo razonable todas las mejoras y obras adicionales a los activos esenciales que se utilizan en la actividad de Explotación que lleve a cabo; así como repararlos y mantenerlos en buenas condiciones de operación en tanto ello resulte necesario para realizar debidamente su trabajo, incluyendo la reposición de aquellos activos esenciales que se encuentren al fin de su vida útil o que se destruyan.

Artículo 54. Estarán a cargo de los Operadores todas las reparaciones y mantenimientos técnicos y estéticos (sean ordinarias o extraordinarias) de los activos esenciales de operación, cualquiera que sea la causa que las haga necesarias en sus instalaciones de explotación.

CAPÍTULO V DE LAS OPERACIONES DE PRODUCCIÓN.

Artículo 55. No deben operarse los Pozos con la válvula de la Tubería de revestimiento abierta a la atmósfera. Este gas debe ser recolectado, usado o enviado a las Baterías de Producción.

Artículo 56. No debe permitirse fumar a menos de 50 metros del Pozo, separadores, tanques y otras posibles fuentes de gas combustible no protegidas. Está prohibido el uso de fuego abierto a menos de 50 metros de un pozo.

Artículo 57. El condensado recuperado en algún proceso de compresión o recuperación de líquidos debe ser incorporado al sistema de Hidrocarburos Líquidos, si no es utilizado o comercializado.

Artículo 58. Las Baterías de Producción que almacenen petróleo ligero deberán cumplir las siguientes medidas, para evitar pérdidas:

Los fluidos deben ser introducidos y acumulados lo más frío posible.

Los tanques deben tener color que refleje la luz.

Debe preferirse usar tanques de baja capacidad, lo más altos y de menor diámetro posible.

Las tuberías de ingreso deben diseñarse evitando que el fluido salpique, pueden ser sumergidas y estar ranuradas para ayudar la salida del gas.

Las compuertas deben mantenerse cerradas y los tanques nivelados.

Deben tener un medidor visual en el exterior.

Deben tener una línea común de vapores para recuperar líquidos ligeros para su uso directo como combustible.

Debe existir un programa de mantenimiento, de inspección y calibración de todos los instrumentos de la Batería como: Medidores, registradores, válvulas de control y de seguridad, etc, (de acuerdo a lo establecido por las regulaciones vigentes en el país para la metrología) así como un programa de limpieza de los Separadores y Tanques.

Artículo 59. El Operador deberá llevar un registro de la producción de cada fluido de cada pozo indicando los servicios y eventos que se le hagan durante toda su vida productiva.

Artículo 60. Los pozos se probarán en los puntos de medición lo más seguido posible, de acuerdo a su importancia en el sistema. La prueba durará lo necesario para ser representativa de las características productivas del pozo. La norma mínima es de tres mediciones por pozo, por mes.

Artículo 61. En forma similar a los pozos, el Operador llevará un registro por cada Batería de Producción y de la Producción total del área del contrato.

Artículo 62. El Operador llevará un registro de la producción de hidrocarburos líquidos fiscalizados y de la producción de campo, con el fin de que su relación tienda a "1". Las desviaciones deberán ser explicadas en el Informe Mensual de Producción.

Artículo 63. Con la finalidad de preservar la integridad, confiabilidad y seguridad de los equipos y mediciones en las Baterías de Producción el Contratista deberá adoptar las acciones mínimas siguientes:

Mantener los instrumentos y equipos de medición en buen estado operativo (calibrados y verificados, de acuerdo a lo establecido por las regulaciones vigentes en el país para la metrología).

Proteger adecuadamente los instrumentos y equipos de medición de la interferencia de personas no autorizadas y del ambiente.

Cuando exista “By-pass”, en el sistema de medición instalar válvulas, que sellen en forma efectiva el paso de los fluidos,
Cuando se abra el “By-pass” debe registrarse esta operación en el reporte de medición.
Debe proveer una forma de medida o registro de temperatura para incorporarlo al sistema de medición.

Artículo 64. La instalación de medidores de orificio para el gas se hará de acuerdo con las normas de API.

Artículo 65. El Operador será responsable del trabajo que ejecute la Unidad de Servicio de pozos, la cual estará en buenas condiciones operativas, tendrá una capacidad y equipamiento suficiente para el trabajo programado y estará dotada de personal idóneo y experimentado provisto de los medios de seguridad que requiera la operación.

Artículo 66. Las operaciones de pistoneo de Pozos no deberán ser efectuadas de noche y siempre se realizarán usando lubricador con empaquetadura hidráulica.

Artículo 67. El Operador debe exigir al Operador de la Unidad de intervención de pozos un informe diario donde consten todos los trabajos efectuados al pozo, incluyendo el movimiento y montaje de la unidad de intervención, los reemplazo de equipos, las horas trabajadas y el estado final del equipo con las profundidades de asentamiento de los tapones, packers, bombas, número de elementos en las diferentes sarts: de la tubería de producción, de cabillas, etc, así como también las horas de parada, espera, mantenimiento y los accidentes si los hubiera.

Artículo 68. Basado en el informe indicado en el artículo anterior el contratista mantendrá para cada pozo un registro de los servicios y reparaciones efectuados en cada uno de ellos. En este registro se mostrará al final la instalación y situación actualizada del pozo y deberá llevarse durante toda su vida productiva hasta su abandono.

Artículo 69. Se considera pérdida de Hidrocarburos sujeta a informe por parte del Operador todos los derrames o fugas que se produzcan desde instalaciones donde normalmente esto no debe ocurrir:

Artículo 70. El Operador tiene la obligación de presentar a la Dirección de Hidrocarburos y demás autoridades competentes el Plan de Contingencia Anual para derrames de petróleo y emergencias.

OFICINA NACIONAL DE RECURSOS MINERALES. DIRECCION DE HIDROCARBUROS.

ANEXO 1.

GUIA PARA LA ELABORACION DEL PLAN DE DESARROLLO. I. DESCRIPCION DEL CAMPO O YACIMIENTO.

Parte Geológica.

Coordenadas y área capaz de producir hidrocarburos del yacimiento.

Descripción geológica de los depósitos que comprenden el yacimiento.

Modelo geológico (mapa).

Secciones geológicas transversales (mapas, gráficos).

Se darán los límites del Campo o Yacimiento que va a ser desarrollado.

Descripción del Campo o Yacimiento que se va a desarrollar incluyendo los mapas necesarios, secciones geológicas transversales, gráficos, etc.

Descripción de las formaciones petrolíferas que constituyen el Campo o Yacimiento.

II. RESERVAS.

Parámetros utilizados para determinar las reservas probadas, probables y posibles de petróleo y gas de los depósitos que comprenden el yacimiento, así como las fuentes de información con la cual fueron determinados los mismos (registros geofísicos de pozo, núcleos, investigaciones hidrodinámicas, análisis de laboratorio, etc.).

Métodos de cálculo empleados para determinar las reservas.

Reservas probadas, probables y posibles de petróleo y gas de cada depósito del yacimiento.

Se dará un estimado de las reservas probadas, probables y posibles del yacimiento para cada reservorio, con su correspondiente argumentación.

Deben estar separadas las reservas del Petróleo Crudo y el Gas Natural.

III. INGENIERIA DE YACIMIENTOS.

Regímenes de los depósitos del yacimiento.

Se hará una descripción del régimen de producción (mecanismos de empuje) y de la política de manejo del reservorio.

Red de pozos.

Mapa de ubicación de los pozos.

Contactos agua - petróleo y petróleo – gas.

Cantidad de pozos a perforar, de ellos: Productores, Inyectores, otros.

Presiones iniciales de las capas y su comportamiento en el tiempo.

Temperaturas de las capas.

Propiedades colectoras.

Propiedades físico químicas de los fluidos de formación en condiciones de capa y de superficie.

Coeficiente de recuperación de las reservas.

Métodos para el mantenimiento de la presión de capa.

Métodos para elevar el coeficiente de recuperación (consideraciones preliminares).

IV. PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS.

Cantidad de pozos a perforar.

Construcción de los pozos.

Cronograma de perforación de los pozos.

Características de la terminación y evaluación de los pozos.

V. PRODUCCIÓN.

Cronograma de entrada en producción de los pozos.

Métodos de extracción a emplear.

Fundamentación de la tasa de producción que garantiza la explotación eficiente y racional de las reservas.

Volúmenes anuales de producción de petróleo, gas, agua y relación gas petróleo (RGP).

Métodos para la intensificación de la producción.

Métodos para el control de la producción.

Se dará un estimado del volumen de producción de cada reservorio que se vaya a explotar para cada año del Período de Explotación en el caso de las reservas probadas más las reservas probables y también una explicación de cómo el volumen de producción, en el caso de las reservas probadas, alcanzará la TASA ECONOMICA MAXIMA DE PRODUCCION (que es el nivel máximo de producción diaria bajo el cual el yacimiento pudiera producir durante toda su vida obteniéndose la mayor recuperación económica final de las reservas, aplicando principios económicos y de ingeniería en concordancia con estándares internacionales de la Industria del Petróleo).

VI. FACILIDADES DE PRODUCCION.

Coordenadas y área necesaria para el desarrollo de la producción.

Características de las principales facilidades de producción.

Esquema de la distribución de las facilidades de producción en el área y su flujo tecnológico.

Cronograma de ejecución de las obras.

VII. MEDIDAS DE SEGURIDAD Y DE PROTECCION AMBIENTAL.

Principales medidas y medios para garantizar el desarrollo de las actividades de producción de forma segura.

Programa para garantizar la protección del Medio Ambiente.

Plan de Contingencia.

VIII. EVALUACION ECONOMICA Y FINANCIERA.

Costo unitario de perforación, de terminación y de puesta en producción de los pozos.

Costo de las facilidades de producción.

Costo unitario de explotación.

Costos totales anuales durante los períodos de desarrollo y explotación.

Proyección del precio del petróleo durante todo el período de producción.

Flujo de caja para todo el Proyecto y para la Compañía para las reservas probadas.

Flujo de caja para todo el proyecto y para la Compañía para las reservas probadas y probables.

IX. DESCRIPCION DE LAS ACTIVIDADES.

Una descripción del esquema de desarrollo propuesto que incluye lo siguiente:

Una descripción de las instalaciones de superficie planificadas, tanto en el área dentro de los límites del yacimiento, como fuera de ellos.

La designación de los puntos de entrega, la transportación de los hidrocarburos y el manejo de éstos.

El cronograma de las actividades, incluyendo el cronograma para la construcción o adquisición de las instalaciones principales de superficie y también el cronograma o secuencia para alcanzar las tasas de producción comercial y la Tasa Económica Máxima de Producción.