

OIL AND GAS ACT

Pursuant to sections 10 and 65 of the *Oil and Gas Act*, the Commissioner in Executive Council orders as follows

1. The attached *Oil and Gas Drilling and Production Regulations* are hereby made.

Dated at Whitehorse, Yukon, this July 27th 2004.

Commissioner of Yukon

LOI SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

Le commissaire en conseil exécutif, conformément aux articles 10 et 65 de la *Loi sur le pétrole et le gaz*, décrète :

1. Est établi le *Règlement sur les travaux de forage et de production de pétrole et de gaz* paraissant en annexe.

Fait à Whitehorse, au Yukon, le 27 juillet 2004.

Commissaire du Yukon

OIL AND GAS DRILLING AND PRODUCTION
REGULATIONS
TABLE OF CONTENTS

REGLEMENT SUR LES TRAVAUX DE
FORAGE ET DE PRODUCTION DE PÉTROLE
ET DE GAZ
TABLE DES MATIÈRES

TITLE	SECTION
Interpretation	1
References to codes	2
Computation of days and months	3
Availability of Regulations	4

PART 1
LICENCES AND APPROVALS

Drilling operations and well operations	5
Application and issuance	6
Separate well operations	7
Well deposit	8
Conditions of Well Licence or Approval	9
Amendments	10
Suspension or termination of operation	11
Timing of application	12

PART 2
WELLS

Notices respecting operations	13
Well, pool and field identification	14
Unique well identifiers	15
Well classifications	16
Surveys for wells	17
Spacing, target areas and off-target penalties for oil wells	18
Spacing, target areas and off-target penalties for gas wells	19
Multi-zone spacing	20
Special spacing areas	21

PART 3
FIELD FACILITIES

Field facilities designation	22
Field facility names	23
Plan of survey of site	24
Abandonment of field facility	25

TITRE	ARTICLE
Définitions	1
Renvoi	2
Calcul des dates	3
Disponibilité des règlements	4

PARTIE 1
LICENCES ET AUTORISATIONS

Travaux de forage et travaux relatifs à un puits	5
Demande et délivrance	6
Travaux distincts	7
Dépôt exigible pour un puits	8
Conditions d'une licence de puits ou d'une autorisation	9
Modifications	10
Abandon provisoire ou cessation des travaux	11
Délais	12

PARTIE 2
PUITS

Avis de travaux	13
Désignation des puits, des gisements et des champs	14
Identificateurs uniques de puits	15
Classification des puits	16
Arpentage	17
Unité d'espacement, zone cible et pénalité pour puits de pétrole hors zone	18
Unité d'espacement, zone cible et pénalité pour puits de gaz hors zone	19
Espacement des puits traversant plusieurs couches productives	20
Espacement spécial	21

PARTIE 3
INSTALLATIONS DE CHAMP

Désignation des installations de champ	22
Désignation des installations de champ	23
Plan d'arpentage	24
Abandon d'une installation de champ	25

**PART 4
DRILLING OPERATIONS, EQUIPMENT
AND PROCEDURES**

Assumed maximum formation pressure	26
Variation of Part 4 requirements	27
Drilling near surface improvements	28
Standards for drilling rigs	29
Drilling rig removal requirements	30
Drilling fluid system	31
Approved drilling fluid	32
Well classification during drilling operations	33
Well control equipment generally	34
Blowout prevention systems generally	35
Blowout prevention requirements for drilling	36
Control system	37
Accumulator and recharging system	38
Working spools	39
Kill lines and pressure relief lines	40
Choke manifold	41
Safety valves and stabbing valves	42
Flare lines and flare tanks	43
Equipment for sour wells	44
Blowout preventers when running casing	45
Blowout prevention tests generally	46
Pressure tests of blowout prevention equipment	47
Function tests of equipment	48
Blowout prevention drills	49
Casing design generally	50
Casing design and burst pressures	51
Casing design and collapse loading	52
Casing design and tensile loading	53
Casing liners	54
Casing program requirements	55
Protection of permafrost	56
Cementation as well control	57
Cement volume	58
Cementing of casing strings	59
Waiting on cement time	60
Pressure tests of casing	61
Formation flow testing equipment	62
Formation leak-off test	63
Monitoring of drilling	64
Directional and deviation surveys	65

**PARTIE 4
TRAVAUX, MATÉRIEL ET PROCÉDÉS DE
FORAGE**

Pression maximale de formation présumée	26
Modification des exigences	27
Aménagements en surface	28
Normes relatives aux appareils de forage	29
Exigences quant au déplacement d'un appareil de forage	30
Système de fluide de forage	31
Fluides de forage approuvés	32
Classification des puits durant le forage	33
Équipement de contrôle d'un puits	34
Systèmes d'obturateurs anti-éruption	35
Exigences de prévention des éruptions lors du forage	36
Dispositif de commande	37
Accumulateur et dispositif de recharge	38
Brides d'encrage	39
Conduites d'injection et conduites de détente	40
Manifold de duses	41
Vannes de sécurité et vannes d'intervention d'urgence	42
Conduites de torche	43
Équipement des puits corrosifs	44
Obturateurs anti-éruption requis à la pose de tubage	45
Essais des obturateurs	46
Épreuves de pression sur matériel d'obturation	47
Vérification du fonctionnement du matériel	48
Exercices de prévention d'éruption	49
Conception du tubage	50
Conception du tubage et résistance à l'éclatement	51
Conception du tubage et résistance à l'écrasement	52
Conception du tubage et résistance à la traction	53
Tubages partiels	54
Exigences du programme de tubage	55
Protection contre le pergélisol	56
Cimentation du tubage comme contrôle du puits	57
Volume du ciment	58
Cimentation des colonnes de tubage	59
Prise du ciment	60
Essais sous pression du tubage	61
Matériel pour essais d'écoulement de formation	62
Essai de pression de fuite	63
Contrôle du forage	64
Etudes de déviation et de direction	65

**PART 5
ELECTRICAL EQUIPMENT**

Definitions for Part 5	66
Electrical installations for drilling and well operations	67
Grounding and bonding	68
Power lines	69
Warning signs	70
Well site cabins and trailers	71

**PART 6
WELL OPERATIONS, EQUIPMENT AND PROCEDURES**

Variation of Part 6 requirements	72
Well completion and servicing	73
Well classification during well operations	74
Well control equipment generally	75
Blowout prevention requirements for well operations	76
Control system	77
Accumulator and recharging system	78
Kill lines and pressure relief lines	79
Choke manifold	80
Stabbing valves	81
Tests, maintenance and drills	82
Annulus between well tubulars	83
Subsurface safety valve	84
Wellhead and christmas tree	85
Surface casing vents and flows	86
Testing requirements for valves and sensors	87
Inspections and tests of equipment	88

**PART 7
WELL SUSPENSION AND ABANDONMENT**

Well suspension or abandonment requirement	89
Approval to suspend or abandon a well	90
Suspended wells	91
Information on suspended well	92
Order to abandon well	93
Removal of casing	94
Location of abandonment plugs	95
Surface abandonment	96
Plugging perforated interval	97
Length and quality of cement plugs	98
Fluid in abandoned or suspended wells	99

**PARTIE 5
MATÉRIEL ÉLECTRIQUE**

Définitions	66
Installations électriques pour travaux de forage ou relatifs à un puits	67
Mise à la terre et mise à la masse	68
Lignes d'alimentation électrique	69
Panonceaux d'avertissement	70
Baraquement de chantier	71

**PARTIE 6
ÉQUIPEMENT DE PUITS**

Variations dans les exigences de la partie 6	72
Achèvement et entretien de puits	73
Classification des puits lors des travaux	74
Exigences générales relatives au contrôle des puits	75
Exigences du bloc d'obturation pour les travaux relatifs à un puits	76
Dispositif de commande	77
Accumulateur et dispositif de recharge	78
Conduites d'injection et conduites de détente	79
Manifold de duses	80
Vannes d'intervention d'urgence	81
Épreuves sous pression, entretien et entraînement	82
Annulaires	83
Vannes de sécurité de fond	84
Têtes de puits et têtes d'éruption	85
Mise à l'atmosphère des annulaires	86
Essais des vannes et des capteurs	87
Inspection et essai des matériels	88

**PARTIE 7
ABANDON PROVISOIRE OU DÉFINITIF D'UN PUITS**

Exigences	89
Autorisation d'abandonner un puits	90
Abandon provisoire d'un puits	91
Renseignements requis	92
Arrêté d'abandon	93
Retrait du tubage	94
Emplacement des bouchons	95
Abandon de surface	96
Obturation du tubage perforé	97
Longueur et qualité des bouchons de ciment	98
Fluide dans les puits abandonnés définitivement ou provisoirement	99

**O.I.C. 2004/158
OIL AND GAS ACT**

**DÉCRET 2004/158
LOI SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ**

Cement top and plug location	100
Surface marking	101
Clean-up	102

**PART 8
EVALUATION**

Well evaluation	103
Gas content of drilling fluid	104
Drill cuttings	105
Conventional cores	106
Sidewall cores	107
Wireline logs	108
Deferment of wireline log	109
Cased hole logs	110
Wireline log quality	111
Formation flow tests and wireline tests generally	112
Formation flow test requirements	113
Extended flow test programs	114
Well testing completed wells	115
Well sample transportation	116
Analysis of fluid samples	117
Fluid samples from completed well	118
Pool pressure surveys and measurements	119

**PART 9
PRODUCTION OPERATIONS**

Operating manuals	120
Notice of beginning or suspension of production	121
Maximizing recovery	122
Reservoir management	123
Voidage replacement	124
Multi-pool wells	125
Commingled production	126
Flaring and venting of gas	127
Flare requirements	128
Variation of regulations for unitized pool	129

**PART 10
PRODUCTION RATES**

Good production practices	130
Restriction of oil production	131
Daily oil allowable	132
Test period allowable	133
Well test of oil wells	134

Vérification des bouchons	100
Repères en surface	101
Nettoyage du chantier	102

**PARTIE 8
ÉVALUATIONS**

Évaluation de puits	103
Teneur en gaz du fluide de forage	104
Déblais de forage	105
Carottage classique	106
Carottage latéral	107
Diagraphies au câble	108
Report de la diagraphie au câble	109
Diagraphies en trous tubés	110
Qualité de la diagraphie au câble	111
Essais d'écoulement de formation et essais au câble	112
Exigences des essais d'écoulement de formation	113
Programme d'essais d'écoulement prolongés	114
Essais de puits achevés	115
Manutention des échantillons	116
Analyse des échantillons de fluides	117
Échantillons de fluides de puits achevés	118
Détermination de la pression dans un gisement	119

**PARTIE 9
TRAVAUX DE PRODUCTION**

Manuels d'utilisation	120
Avis de mise en production ou d'interruption de la production	121
Récupération maximale	122
Gestion du réservoir	123
Désaturation évitée	124
Exploitation de gisements multiples	125
Production mélangée	126
Brûlage à la torche et aération de gaz	127
Exigences pour le brûlage à la torche	128
Modification du règlement dans le cas d'un gisement faisant l'objet d'un accord d'union	129

**PARTIE 10
TAUX DE PRODUCTION**

Saines méthodes de production	130
Restriction de la production	131
Production quotidienne autorisée de pétrole	132
Production autorisée pour une période d'essai	133
Essai de production de puits de pétrole	134

**O.I.C. 2004/158
OIL AND GAS ACT**

**DÉCRET 2004/158
LOI SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ**

Adjustment of oil production	135
Underproduction of oil	136
Overproduction of oil	137
Gas well tests	138
Restriction of gas production	139
Daily gas allowable	140
Overproduction of gas	141

**PART 11
MEASUREMENT AND TESTING**

Water produced at oil wells	142
Water produced at gas wells	143
Flow system	144
Recording flow rate and volume of fluids	145
Transfer meters	146
Test and group oil production meter calibration	147
Water meter calibration	148
Gas meter calibration	149
Condensate meter calibration	150
Testing frequency	151
Accuracy of measurement	152

**PART 12
SAFETY AND ENVIRONMENTAL
PROTECTION**

Safety and environmental protection plans	153
Contingency plans	154
Availability of plans	155
General safety of operations	156
Fire precautions	157
Fire control	158
Training	159
Capability of employees	160
Defective or experimental equipment	161
Unproven drilling equipment	162
Construction disturbances	163
Handling of oilfield waste	164
Produced water	165
Cessation of operations	166
Ceasing operation after serious incident	167
Simultaneous operations	168
Bodies of water	169
H ₂ S control	170
Bulk handling of fuel and consumables	171
Disposal of oil	172
Oil storage	173

Ajustement de la production de pétrole	135
Sous-production - Pétrole	136
Surproduction - Pétrole	137
Essais des puits de gaz	138
Restrictions quant à la production de gaz	139
Production quotidienne autorisée de gaz	140
Surproduction - Gaz	141

**PARTIE 11
MESURAGE ET ESSAIS**

Production d'eau dans les puits de pétrole	142
Production d'eau dans les puits de gaz	143
Système d'écoulement	144
Débit et volume des fluides	145
Compteurs de transfert	146
Étalonnage des compteurs de production regroupée et des compteurs de production d'essai	147
Étalonnage des compteurs d'eau	148
Étalonnage des compteurs de gaz	149
Mesure du condensat	150
Fréquence des essais	151
Précision des mesures	152

**PARTIE 12
SÉCURITÉ ET PROTECTION DE
L'ENVIRONNEMENT**

Plans de sécurité et de protection environnementale	153
Plans d'intervention	154
Accès aux plans approuvés	155
Dispositions générales	156
Précautions en cas d'incendie	157
Extinction d'incendies	158
Formation du personnel	159
Compétence des employés	160
Matériel de forage défectueux ou expérimental	161
Matériel de forage non éprouvé	162
Perturbations dues aux travaux de construction	163
Manutention des déchets du champ de pétrole	164
Eaux de procédés	165
Cessation des travaux	166
Cessation des travaux par suite d'incident grave	167
Travaux simultanés	168
Étendues d'eau	169
Lutte contre l'hydrogène sulfuré (H ₂ S)	170
Manutention en vrac du combustible et de consommables	171
Élimination de pétrole	172
Stockage de pétrole	173

**PART 13
RECORDS AND REPORTS**

Notice and submission prior to operation start	174
Notice of drilling and rig release	175
Release of information	176
Notice respecting operators	177
Reference for well depths	178
Notification of significant events	179
Press releases	180
Tour sheets	181
Summary reports	182
Submission requirements under Part 8	183
Metering records	184
Penetration and gas content records	185
Formation flow test records	186
Well termination record	187
Final well report	188
Maintenance and operating records	189
Daily production records	190
Monthly production report	191
Annual production report	192
Filing of unit agreements	193
Scheme reporting	194
Information respecting working interests	195

**PART 14
ENFORCEMENT OF REPORTING
REQUIREMENTS**

Definitions for Part 14	196
Other sanctions not affected by Part 14	197
Request to submit a report	198
Penalties related to section 191 reports	199
Other automatic penalties	200
Discretionary penalties	201
Invoicing for penalties	202
Waiver of penalty	203
Appeals respecting penalties	204

**SCHEDULE A
DETERMINATION OF EMERGENCY PLANNING
ZONE RADIUS**

**PARTIE 13
REGISTRES ET RAPPORTS**

Avis précédant le début des travaux	174
Avis de forage et de retrait de l'appareil de forage	175
Divulgence de renseignements	176
Avis concernant l'exploitant	177
Mesure des profondeurs de puits	178
Avis d'événements importants	179
Communiqués de presse	180
Rapports de poste	181
Rapports sommaires	182
Expédition d'échantillons au ministre en vertu de la partie 8	183
Registres de production	184
Rapports sur les teneurs en gaz et les vitesses de pénétration	185
Rapports d'essais d'écoulement de formation	186
Rapport de cessation de travaux	187
Rapport final sur le puits	188
Registre d'entretien et d'exploitation	189
Rapports de production quotidienne	190
Rapports de production mensuelle	191
Rapports de production annuelle	192
Dépôt des accords d'union	193
Rapports d'évaluation de plans	194
Renseignements concernant les intérêts économiques directs	195

**PARTIE 14
APPLICATION DES EXIGENCES EN MATIÈRE
DE RAPPORTS**

Définitions	196
Autres sanctions non touchées par la partie 14	197
Demande de présentation d'un rapport	198
Peines pécuniaires relatives aux rapports en vertu de l'article 191	199
Autres peines automatiques	200
Peines discrétionnaires	201
Facturation des peines pécuniaires	202
Annulation de la peine	203
Appel d'une peine	204

**ANNEXE A
DÉTERMINATION DU RAYON DE LA ZONE
D'INTERVENTION EN CAS D'URGENCE**

SCHEDULE B
GAS-OIL RATIO ADJUSTMENT FACTOR

ANNEXE B
FACTEUR DE CORRECTION DU RAPPORT
GAZ-PÉTROLE

SCHEDULE C
MINIMUM UNADJUSTED DAILY OIL
ALLOWABLES

ANNEXE C
PRODUCTION MINIMALE QUOTIDIENNE
AUTORISÉE DE PÉTROLE AVANT
AJUSTEMENT

SCHEDULE D
BLOWOUT PREVENTION REQUIREMENTS
FOR DRILLING OPERATIONS

ANNEXE D
PRODUCTION MINIMALE AUTORISÉE DE
PÉTROLE AVANT AJUSTEMENT

ABBREVIATIONS

ABBREVIATIONS

FIGURE 1
EQUIPMENT SYMBOLS

FIGURE 1
SYMBOLES DU MATÉRIEL

FIGURE 2
CLASS I WELLS

FIGURE 2
PUITS DE CLASSE I

FIGURE 3
CLASS II WELLS

FIGURE 3
PUITS DE CLASSE II

FIGURE 4
CLASS III WELLS

FIGURE 4
PUITS DE CLASSE III

FIGURE 5
CLASS IV WELLS

FIGURE 5
PUITS DE CLASSE IV

FIGURE 6
CLASS V WELLS

FIGURE 6
PUITS DE CLASSE V

FIGURE 7
CLASS VI WELLS

FIGURE 7
PUITS DE CLASSE VI

SCHEDULE E
BLOWOUT PREVENTION REQUIREMENTS
FOR WELL OPERATIONS

ANNEXE E
EXIGENCES EN MATIÈRES D'OBTURATEURS
ANTI-ÉRUPTION POUR TRAVAUX
D'EXPLOITATION

FIGURE 1
CLASS VI WELLS

FIGURE 1
PUITS DE CLASSE I

FIGURE 2
CLASS II WELLS

FIGURE 2
PUITS DE CLASSE II

FIGURE 3
CLASS III WELLS

FIGURE 3
PUITS DE CLASSE III

OIL AND GAS DRILLING AND PRODUCTION REGULATIONS

Interpretation

1. In these Regulations,

“abandoned”, in relation to a well, means a well that has been permanently plugged and whose well site has been cleaned up, in accordance with Part 7;
« *abandonné* »

“Act” means the *Oil and Gas Act*; « *Loi* »

“barrier” means

(a) any remotely-operated valve or set of valves that can be regularly pressure-tested,

(b) any fluid that exerts sufficient hydrostatic pressure to overbalance the reservoir pressure,

(c) any cement plug placed in the well bore,

(d) any pressure-sealing mechanical equipment installed in the wellhead or christmas tree or in the production tubing, annulus or well bore, or

(e) any other pressure-sealing mechanism installed for the purpose of preventing the flow of fluids from a well or from a reservoir into the well bore;

« *barrière* »

“blowout prevention system” means

(a) in relation to a drilling operation, the combination of the blowout prevention equipment listed in paragraph 36(2)(b), and

(b) in relation to a well operation, the combination of the blowout prevention equipment listed in paragraph 76(2)(b);

« *système d’obturateurs anti-éruption* »

“casing liner” means a casing that

(a) is suspended from a string of casing previously installed in a well, and

(b) does not extend to the wellhead;

« *tubage partiel* »

RÈGLEMENT SUR LES TRAVAUX DE FORAGE ET DE PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ

Définitions

1. Les définitions qui suivent s’appliquent au présent règlement.

« abandonné » Signifie, en ce qui concerne un puits, qu’il a été obturé de façon permanente et que son chantier a été nettoyé conformément aux dispositions de la partie 7 du présent règlement. “*abandoned*”

« abandonné provisoirement » Signifie, à l’égard d’un puits, que les travaux de forage ou les activités de production y ont été temporairement interrompus et que le puits est obturé conformément aux directives de la partie 7 du présent règlement. “*suspended*”

« achevé » Signifie, en ce qui concerne un puits, qu’il a été préparé afin de permettre l’un ou l’autre des procédés suivants :

a) la production de fluides à partir du puits;

b) l’observation du rendement d’une formation;

c) l’injection de fluides dans le puits;

d) l’évacuation de fluides dans le puits.

“*completed*”

« activités de production » Les travaux liés à la production de pétrole et de gaz à partir d’un gisement, ou à l’injection de fluide dans un gisement. “*production operation*”

« aire d’intervention en cas d’urgence » Désigne, en ce qui concerne un puits ou une installation de champ pétrolifère ou gazéifère, selon le cas :

a) la surface circulaire entourant un puits ou une installation de champ pétrolifère ou gazéifère et située dans le rayon déterminé conformément à l’annexe A;

b) la surface entourant le puits ou l’installation de champ pétrolifère ou gazéifère, désignée aire d’intervention en cas d’urgence pour le puits ou l’installation de champ en question par le délégué aux opérations, selon la surface qui, dans son estimation, pourrait être exposée à des

“christmas tree”, in relation to a well, means an assembly of valves mounted on the casing head or wellhead

(a) through which the well is produced or tested, and

(b) that can be used for shutting in the well;
« tête d'éruption »

“completed”, in relation to a well, means a well that has been prepared to permit the

(a) production of fluids from the well,

(b) observation of the performance of a formation,

(c) injection of fluids into the well, or

(d) disposal of fluids into the well;
« achevé »

“completion interval” means an interval of the subsurface through which fluid may enter or leave a well bore in accordance with the purpose for which the well was completed; « *intervalle d'achèvement* »

“condensate” means a mixture of substances, most of which are pentanes and heavier hydrocarbon components, that is recovered or is recoverable at a well from an underground reservoir and that may be gaseous in its virgin reservoir state but is liquid in the conditions under which its volume is measured or estimated; « *condensat* »

“conductor pipe” means a large diameter pipe installed in a well to provide a conductor for drilling fluid through surficial formations; « *tuuau guide* »

“conductor casing” means casing that is installed in a well to facilitate well control during drilling of the hole for the surface casing; « *tubage initial* »

“daily production limit”, in relation to a well, means a volume equal to 125 % of the DGA or DOA, as the case requires, for the well; « *contingent de production quotidienne* »

“designated” means,

(a) in relation to a field, designated pursuant to

concentrations nocives d'hydrogène sulfuré si des gaz s'échappaient du puits ou de l'installation de champ.

“Emergency Planning Zone”

« appareil » Un appareil de forage ou un appareil d'intervention sur puits en production. “*rig*”

« approbation d'un plan » L'approbation d'un plan accordée en vertu du paragraphe 73(1) de la Loi ou des paragraphes 123(3) et 126(1) du présent règlement. “*Scheme Approval*”

« autorisation d'exploitation d'un puits » Désigne, à l'égard d'un puits, l'autorisation d'effectuer des activités relatives à ce puits, délivrée en vertu du présent règlement. “*Well Operation Approval*”

« barrière » Signifie, à l'égard d'un puits:

a) toute vanne ou ensemble de vannes commandées à distance qui peuvent être soumises régulièrement à un essai sous pression;

b) tout fluide exerçant une pression hydrostatique supérieure à la pression du réservoir;

c) tout bouchon de ciment placé dans le trou de sonde;

d) tout dispositif mécanique d'étanchéité monté dans la tête de puits ou dans la tête d'éruption, dans la colonne de production, dans l'espace annulaire ou dans le trou de sonde;

e) tout autre dispositif d'étanchéité installé dans le but d'empêcher l'écoulement de fluides provenant d'un puits ou d'un réservoir dans le trou de sonde.

“*barrier*”

« câble » Un câble utilisé pour le déplacement des instruments de relevé ou d'autres appareils dans un puits; il peut s'agir :

a) d'un câble d'acier;

b) d'un câble composé de plusieurs fils d'acier, de cuivre ou d'autres métaux enveloppés dans un isolant électrique.

“*wireline*”

« chantier » L'emplacement d'un puits ou d'une

paragraph 71(a) of the Act, or

(b) in relation to a pool, designated pursuant to paragraph 71(b) of the Act;

« désigné »

“development well” means a well or portion of a well that is classified under section 16 as a development well; « *puits de développement* »

“DGA” or “daily gas allowable”, in relation to a gas well, means the volume of gas calculated as the daily gas allowable for the well in accordance with section 140; « *PQAG* » or « *production quotidienne autorisée de gaz* »

“discovery well” means an exploratory well that is the first producing well in a pool, or, when no well in the pool is producing, the completed well that, in the opinion of the Chief Operations Officer, is capable of being the first producing well in the pool; « *puits de découverte* »

“DOA” or “daily oil allowable”, in relation to an oil well, means the volume of oil calculated as the daily oil allowable for the well in accordance with section 132; « *PQAP* » or « *production quotidienne autorisée de pétrole* »

“drill crew” means the personnel whose primary duties consist of the operation of a drilling rig; « *équipe de forage* »

“drill floor” means, in respect of a drilling rig, the stable platform that surrounds the drill pipe and provides support for the drill crew during drilling operations; « *plancher de forage* »

“drilling operation” means any operation related to the drilling of a well bore utilizing a drilling rig; « *travaux de forage* »

“Emergency Planning Zone”, in relation to a well or field facility, means

(a) the circular area surrounding a well or field facility and within the radius determined in accordance with Schedule A, or

(b) the area surrounding the well or field facility determined by the Chief Operations Officer as the Emergency Planning Zone for the well or facility on the basis of the estimated area which could be

installation de champ pétrolifère ou gazéifère. “*site*”

« chantier d’un puits » Une superficie de terrain acquise à titre d’emplacement pour un puits. “*well site*”

« colonne de production » La colonne de tubage la plus profonde, installée dans un trou de sonde à des fins de production ou d’injection. “*production casing*”

« colonne technique » Le tubage installé dans un puits, après l’installation d’un tubage de surface, et par lequel des travaux de forage ultérieurs peuvent être effectués à l’intérieur du puits. “*intermediate casing*”

« condensat » Un mélange de substances, dont la plupart sont des pentanes et des composants d’hydrocarbures plus lourds, récupéré ou récupérable d’un réservoir souterrain à partir d’un puits et qui peut être gazeux à son état original en réservoir, mais qui est liquide dans les conditions où son volume est mesuré ou estimé. “*condensate*”

« conditions normales de référence » Désigne une température et une pression atmosphérique à 15°C et 101 325 kPa, qu’on appelle aussi conditions standard. “*standard atmospheric pressure and temperature*”

« contingent de production quotidienne » En ce qui concerne un puits, le volume correspondant à 125 % de la production quotidienne autorisée de gaz (PQAG) ou de la production quotidienne autorisée de pétrole (PQAP), selon le cas, pour ce puits. “*daily production limit*”

« date de retrait de l’appareil de forage » Signifie la date, selon les dossiers du ministère, à laquelle un appareil de forage ou un appareil d’intervention est retiré d’un puits. “*rig release date*”

« déchets solides » S’entend au sens de la *Loi sur l’environnement*. En sont exclus les fluides de forage et les déblais de forage. “*solid waste*”

« démarrage d’un forage » Désigne, à l’égard du forage d’un puits, la pénétration initiale par l’appareil de forage, de la surface du sol ou de la surface située immédiatement au-dessous du tuyau guide. “*spud-in*”

« dépôt exigible pour un puits » Le dépôt fourni ou toute autre garantie de sécurité fournie à l’égard d’un puits, conformément aux dispositions de l’article 90 de la Loi. “*well deposit*”

exposed to hazardous concentrations of hydrogen sulphide if gas were released from the well or field facility;

« *aire d'intervention en cas d'urgence* »

"exploratory well" means a well or portion of a well that is classified under section 16 as an exploratory outpost well or exploratory wildcat well; « *puits d'exploration* »

"field facility" means a facility of a kind enumerated in subsection 22(1); « *installation de champ* »

"Field Facility Licence" means a licence issued in respect of a field facility; « *licence d'installation de champ* »

"field facility site" means the surface area of the land acquired as the site for a field facility; « *emplacement d'une installation de champ* »

"flow system" means the flow meters and auxiliary equipment attached to the flow meters, fluid sampling devices, well test equipment and the master meter and meter prover used to measure and record the rate and volumes at which fluids are produced from or injected into a pool, used as a fuel, used for artificial lift, flared or transferred from a field facility; « *système d'analyse du débit* »

"formation flow test" means an operation to induce the flow of formation fluids to the surface of a well for the purpose of procuring reservoir fluid samples and determining reservoir flow characteristics, and includes a drill stem test; « *essai d'écoulement de formation* »

"gas", when the context permits, includes any gaseous substance; « *gaz* »

"gas pool" means a pool that contains hydrocarbon components predominantly in a gaseous state; « *gisement de gaz* »

"gas-oil ratio adjustment factor" means that factor determined from the formula in Schedule B as applied to the daily oil allowable to determine an allowed rate of production; « *facteur de correction du rapport gaz-pétrole* »

"gas well" means a well that produces gas from a gas pool or from the gas cap portion of an oil pool; « *puits de gaz* »

« désigné » Signifie :

a) en ce qui concerne un champ, qu'il est désigné en application de l'alinéa 71a) de la Loi;

b) en ce qui concerne un gisement, qu'il est désigné en application de l'alinéa 71b) de la Loi.
"designated"

« *eaux de procédés* » L'eau extraite d'un puits accessoirement au pétrole et au gaz et séparée du pétrole et du gaz soit à l'emplacement du puits où ils ont été récupérés, ou à un endroit en aval de celui-ci.
"produced water"

« *emplacement d'une installation de champ* » La superficie de terrain pour laquelle les titres d'acquisition ont été obtenus en vue de l'exploitation d'une installation de champ. "field facility site"

« *emplacement des droits pétroliers et gaziers* » S'entend de :

a) la superficie de terrain visée par un titre d'aliénation, relativement aux terres pétrolifères et gazéifères du Yukon;

b) la superficie de terrain à l'égard de laquelle sont octroyés des droits pétroliers et gaziers en vertu d'un instrument ou d'une entente, relativement à un terrain autre que des terres pétrolifères et gazéifères du Yukon.
"oil and gas rights location"

« *équipe de forage* » Personnel dont les fonctions principales consistent à assurer le fonctionnement d'un appareil de forage. "drill crew"

« *essai au câble* » Un essai sur une surface limitée d'un puits exécuté par travail au câble ou par un moyen équivalent, dans le but d'en déterminer la pression interstitielle statique, de fournir une évaluation qualitative de sa perméabilité ou d'y recueillir des échantillons de fluides. "wireline test"

« *essai d'écoulement de formation* » L'activité d'induire l'écoulement des fluides d'une formation vers la surface d'un puits dans le but d'obtenir des échantillons de ces fluides et déterminer leurs caractéristiques d'écoulement dans ce réservoir, et comprend un essai aux tiges de forage. "formation flow test"

“good production practice” means production of oil or gas at a rate not governed by a DOA or DGA but limited to what can be produced without adversely and significantly affecting conservation, the prevention of waste, or the opportunity of each owner in the pool to obtain the owner’s share of production; « *saine méthode de production* »

“intermediate casing” means the casing installed in a well, following the installation of a surface casing in the well, through which further drilling operations may be carried out in the well; « *colonne technique* »

“licensee”

(a) in relation to a well, means the holder of the Well Licence for the well according to the records of the Department, or

(b) in relation to a field facility, means the holder of the Field Facility Licence for the field facility according to the records of the Department.

« *titulaire de licence* »

“monthly oil allowable” means, for any month, the volume of oil determined by multiplying the daily oil allowable by the number of days in the month; « *production mensuelle autorisée de pétrole* »

“multi-pool well” means a well that has been completed in more than one pool; « *puits de gisements multiples* »

“oil and gas rights agreement” means

(a) a disposition, in relation to Yukon oil and gas lands, or

(b) an instrument or agreement granting rights to oil or gas or both, in relation to land other than Yukon oil and gas lands; « *entente sur les droits pétroliers et gaziers* »

“oil and gas rights location” means

(a) the surface area of land described in a disposition, in relation to Yukon oil and gas lands, and

(b) the surface area of land in respect of which oil or gas rights are granted by an instrument or agreement, in relation to land other than Yukon

« *essai d’un puits* » Un essai exécuté dans un puits achevé afin de mesurer les débits auxquels les fluides sont produits par le puits ou injectés dans le puits sur un gisement donné en vue d’en évaluer le réservoir. “*well test*”

« *exploitation d’un puits* » Désigne, en ce qui concerne un puits, toute activité de la sorte énumérée au paragraphe 5(2) y compris les activités y reliées. “*well operation*”

« *exploitation unitaire* » Les travaux effectués en vertu d’un accord d’union. “*unit operation*”

« *facteur de correction du rapport gaz-pétrole* » Le facteur déterminé selon la formule indiquée à l’annexe B, qui s’applique à la production quotidienne de pétrole autorisée dans le calcul du taux de production autorisé. “*gas-oil ratio adjustment factor*”

« *gaz* » Dépendant du contexte, comprend toute substance gazeuse. “*gas*”

« *gaz acide* » Tout gaz ou composant gazeux du pétrole contenant de l’hydrogène sulfuré. “*sour gas*”

« *gisement de gaz* » Un gisement qui contient des mélanges d’hydrocarbures principalement à l’état gazeux (monophasique). “*gas pool*”

« *gisement de pétrole* » Un gisement qui contient des hydrocarbures se trouvant principalement à l’état liquide (monophasique). “*oil pool*”

« *idone au gaz acide* » Désigne un matériel fabriqué à partir de substances métalliques résistantes à la fissuration sous contrainte induite par le sulfure, conformément à la norme MR0175-2001, « *Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment* » du « National Association of Corrosion Engineers » et de substances non-métalliques conformément au paragraphe 2.11(8) du manuel intitulé « *Alberta Recommended Practices for Completing and Servicing Critical Sour Wells* » du « Petroleum Industry Training Service ». “*sour service*”

« *installation de champ* » L’une des installations énumérées au paragraphe 22(1) du présent règlement. “*field facility*”

« *intervalle d’achèvement* » L’intervalle souterrain par lequel un fluide entre dans un trou de sonde ou en

oil and gas lands;
« emplacement des droits pétroliers et gaziers »

“oil pool” means a pool that contains hydrocarbon components predominantly in a liquid state;
« gisement de pétrole »

“oil well” means a well that produces oil from an oil pool; « puits de pétrole »

“overproduction”

(a) in relation to oil, means, at the end of the test period, the amount by which oil production during the test period exceeds the test period allowable and, at the end of any succeeding day means the amount by which the actual production from the beginning of the production period exceeds the production target, and

(b) in relation to gas, means, at the end of a production period, the amount by which the gas production from the beginning of the period exceeds the product of the DGA and the number of days in the period;

« surproduction »

“permafrost” means the thermal condition of the ground when its temperature is at or below 0oC for more than one year; « pergélisol »

“permafrost casing” means the conductor casing installed in a well to protect against the hazards associated with the thawing of a permafrost section or the liberation of gas within or immediately below a permafrost section; « tubage de pergélisol »

“produced water” means water produced in conjunction with oil or gas and separated from the oil or gas either at the site of the well from which the oil or gas was recovered or at a point downstream from the site of the well; « eaux de procédés »

“production casing” means the innermost casing string installed in a well bore for production or injection purposes; « colonne de production »

“production operation” means an operation that is related to the production of oil or gas from a pool or the injection of fluid into a pool; « activités de production »

“production period” means a period beginning on the

sort, conformément à l’usage pour lequel le puits a été achevé. “completion interval”

« licence d’installation de champ » S’entend d’une licence délivrée pour une installation de champ. “Field Facility Licence”

« licence de puits » Une licence délivrée à l’égard d’un puits. “Well Licence”

« Loi » La Loi sur le pétrole et le gaz. “Act”

« matériel de contrôle d’un puits » Désigne, en ce qui concerne un puits, tout matériel installé ou monté dans le but de contrôler le puits, y inclus notamment le système d’obturateurs anti-éruption et le tubage, la cloche de repêchage à coins, les vannes, le séparateur et tout matériel auxiliaire utilisé pour le contrôle du puits. “well control equipment”

« pergélisol » La condition thermique du sol lorsque sa température est égale ou inférieure à 0°C pendant plus d’un an. “permafrost”

« période d’essai » Désigne :

a) à l’égard d’un puits de pétrole, la période s’étendant à partir de la première date de production suivant les travaux d’achèvement sur le puits jusqu’à l’avènement du plus court des délais suivants :

(i) la fin des 90 premiers jours de production,

(ii) la durée prévue pour la période d’essai autorisée pour le puits;

b) à l’égard d’un puits de gaz, la période s’étendant à partir de la première date de production suivant les travaux d’achèvement sur le puits jusqu’à l’avènement de la fin des 90 premiers jours de production de ce puits.

“test period”

« période de production » Désigne la période commençant le jour qui suit la période d’essai et se terminant le 31 octobre suivant, et, par la suite, désigne une période de douze mois se terminant le 31 octobre de chaque année. “production period”

« plan » S’entend au sens du paragraphe 73(1) de la Loi ou des paragraphes 123(3) et 126(1) du présent règlement. “scheme”

day following the test period to the following October 31 and thereafter means a 12-month period ending on October 31 each year; « *période de production* »

“production target” means, at the end of any day, the sum of the daily oil allowable for each day from the beginning of the production period plus any underproduction or less any overproduction carried forward from the test period; « *production cible* »

“recovery” means, in respect of oil and gas, the ultimate recovery of oil and gas under foreseeable economic and operational conditions; « *récupération* »

“relief well” means a well drilled to assist in controlling a blowout in an existing well; « *puits d'intervention* »

“rig” means a drilling rig or service rig; « *appareil* »

“rig release date”, in relation to a well, means the date a drilling or service rig is released from the well according to the records of the Department; « *date de retrait de l'appareil de forage* »

“scheme” means a scheme referred to in section 73(1) of the Act or subsection 123(3) or 126(1) of these Regulations; « *plan* »

“Scheme Approval” means an approval of a scheme issued pursuant to subsection 73(1) of the Act or subsection 123(3) or 126(1) of these Regulations; « *approbation d'un plan* »

“site” means a well site or a field facility site; « *chantier* »

“solid waste” has the same meaning as in the *Environment Act*, but does not include drilling fluid and drill cuttings; « *déchets solides* »

“sour gas” means any gas or any gaseous component of oil that contains hydrogen sulphide; « *gaz acide* »

“sour service” means manufactured from metallics resistant to sulphide stress cracking in accordance with the National Association of Corrosion Engineers' *Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment* (NACE Standard MR0175-2001) and non-metallics in accordance with subsection 2.11(8) of the Petroleum Industry Training Service's *Alberta Recommended Practices for Completing and Servicing Critical Sour Wells*; « *idoine au gaz acide* »

« plancher de forage » Désigne, en ce qui concerne un appareil de forage, la plate-forme fixe entourant la table de rotation, qui sert de palier pour l'équipe de forage au cours des travaux de forage. “*drill floor*”

« PQAG » ou « production quotidienne autorisée de gaz » Signifie, en ce qui concerne un puits de gaz, le volume de gaz calculé comme étant la production quotidienne autorisée de gaz pour ce puits conformément à l'article 140 du présent règlement. “DGA” ou “*daily gas allowable*”

« PQAGAA » ou « production quotidienne autorisée de gaz avant ajustement » Désigne, à l'égard d'un puits, la production quotidienne autorisée de gaz avant ajustement déterminée en application de l'article 140. “UDGA” ou “*unadjusted daily gas allowable*”

« PQAP » ou « production quotidienne autorisée de pétrole » Signifie, en ce qui concerne un puits de pétrole, le volume de pétrole calculé comme étant la production quotidienne autorisée de pétrole pour ce puits, conformément à l'article 132 du présent règlement. “DOA” ou “*daily oil allowable*”

« PQAPAA » ou « production quotidienne autorisée de pétrole avant ajustement » Désigne, à l'égard d'un puits, la production quotidienne autorisée de pétrole avant ajustement déterminée en application de l'article 132. “UDOA” ou “*unadjusted daily oil allowable*”

« production cible » Désigne, à la fin d'une journée quelconque, la somme de la production quotidienne autorisée de pétrole pour chaque journée à compter du début de la période de production, augmentée de toute sous-production, ou réduite de toute surproduction reportée de la période d'essai. “*production target*”

« production mensuelle autorisée de pétrole » Signifie, pour un mois donné, le volume de pétrole déterminé en multipliant la production de pétrole quotidienne autorisée par le nombre de jours dans ce mois. “*monthly oil allowable*”

« puits corrosif » Un puits produisant ou pouvant produire du gaz acide ou dont il est attendu qu'il traversera des formations renfermant du gaz acide lors du forage. “*sour well*”

« puits d'exploration » Un puits ou une partie d'un puits classifié puits de sondage d'extension ou puits de

“sour well” means a well that produces or is capable of producing sour gas or is expected to encounter sour gas bearing formations during drilling operations;
« *puits corrosif* »

“spud-in”, in relation to the drilling of a well, means the initial penetration of the earth’s surface or the surface immediately below the conductor pipe with a drilling rig; « *démarrage d’un forage* »

“standard atmospheric pressure and temperature” means 101.325 kPa and 15°C; « *conditions normales de référence* »

“surface casing” means the casing installed in a well to a sufficient depth, in a competent formation, to establish well control for the continuation of the drilling operation; « *tubage de surface* »

“suspended”, in relation to a well, means a well in respect of which drilling or production operations have temporarily ceased and which is plugged in accordance with Part 7; « *abandonné provisoirement* »

“test period” means

(a) in relation to an oil well, the period beginning with the day of first production after the well is completed and ending at the expiration of the lesser of

(i) the well’s first 90 producing days, and

(ii) the number of days required to produce the test period allowable for the well, or

(b) in relation to a gas well, the period beginning with the day of first production after the well is completed and ending at the expiration of the well’s first 90 producing days;

« *période d’essai* »

“UDGA” or “unadjusted daily gas allowable”, in relation to a well, means the unadjusted daily gas allowable determined for the well pursuant to section 140; « *PQAGAA* » or « *production quotidienne autorisée de gaz avant ajustement* »

“UDOA” or “unadjusted daily oil allowable”, in relation to a well, means the unadjusted daily oil allowable determined for the well pursuant to section 132; « *PQAPAA* » or « *production quotidienne autorisée de*

reconnaissance en vertu de l’article 16 du présent règlement. “*exploratory well*”

« puits de découverte » Un puits d’exploration constituant le premier puits productif sur un gisement ou, si aucun puits sur ce gisement n’est productif, le puits achevé qui, de l’avis du délégué aux opérations, pourrait être le premier puits productif sur le gisement. “*discovery well*”

« puits de développement » Un puits ou une partie d’un puits classifié comme puits de développement en vertu de l’article 16 du présent règlement. “*development well*”

« puits de gaz » Un puits qui produit du gaz à partir d’un gisement de gaz ou à partir du chapeau de gaz d’un gisement de pétrole. “*gas well*”

« puits de gisements multiples » Un puits ayant été achevé dans plus d’un gisement. “*multi-pool well*”

« entente sur les droits pétroliers et gaziers » S’entend de l’un ou l’autre des instruments suivants :

a) d’un titre d’aliénation, tel que le définit la Loi, à l’égard des terres pétrolifères et gazéifères du Yukon;

b) d’un instrument ou d’une entente octroyant des droits pétroliers et gaziers ou l’un ou l’autre de ceux-ci, à l’égard d’une terre autre que des terres pétrolifères et gazéifères du Yukon.

“*oil and gas rights agreement*”

« puits de pétrole » Un puits qui produit du pétrole à partir d’un gisement de pétrole. “*oil well*”

« puits d’intervention » Un puits foré pour aider au contrôle de l’éruption d’un puits déjà en service. “*relief well*”

« reconditionnement » Toute activité dans un puits qui en exige le retrait des têtes d’éruption ou arbres de Noël, exception faite de l’achèvement, de la remise en production, de l’abandon provisoire, de l’abandon ou du réabandon du puits. “*workover*”

« récupération » Désigne, en ce qui concerne le pétrole et le gaz, la récupération ultime de pétrole et de gaz effectuée en tenant compte des conditions économiques et opérationnelles prévisibles. “*recovery*”

pétrole avant ajustement »

“underproduction”, in relation to oil, means, at the end of the test period, the amount by which oil production during the test period is less than the test period allowable and, at the end of any succeeding day, means the amount by which the actual production from the beginning of the production period is less than the production target; « *sous-production* »

“unit” means an area of land described as a unit in section 4 of the *Oil and Gas Disposition Regulations*; « *unité* »

“unit area” means an area that is the subject of a unit agreement; « *secteur unitaire* »

“unit operation” means operations conducted pursuant to a unit agreement; « *exploitation unitaire* »

“well-bore” means the hole drilled by a bit in order to make a well; « *trou de sonde* »

“well control” means the control of the movement of fluids into or from a well; « *contrôle d’un puits* »

“well control equipment”, in relation to a well, means any equipment installed for the purpose of controlling the well, including but not limited to the blowout prevention system for the well and the casing, casing bowl, valves, separator and auxiliary equipment used for the control of the well; « *matériel de contrôle d’un puits* »

“well deposit” means a deposit or other security required to be furnished in respect of a well pursuant to section 90 of the Act; « *dépôt exigible pour un puits* »

“Well Licence” means a licence issued in respect of a well; « *licence de puits* »

“well operation”, in relation to a well, means any operation of a kind enumerated in subsection 5(2) and performed in respect of the well and includes any activities related to that operation; « *exploitation d’un puits* »

“Well Operation Approval”, in relation to a well, means a Well Operation Approval issued under these Regulations and respecting the performing of an operation in respect of the well; « *autorisation d’exploitation d’un puits* »

« saine méthode de production » S’entend de la production de pétrole ou de gaz qui ne dépend pas d’une PQAP ni d’une PQAG mais qui est limitée par ce qui peut être produit sans porter atteinte de façon importante à la conservation, à la prévention du gaspillage, ou à la possibilité pour chaque détenteur d’un intérêt dans le gisement d’obtenir sa part de la production. “*good production practice*”

« secteur unitaire » Une superficie de terrain faisant l’objet d’un accord d’union. “*unit area*”

« sous-production » Désigne, en ce qui concerne le pétrole, une fois arrivée la fin de la période d’essai, la part de la production de pétrole durant la période d’essai qui est en deçà de la production autorisée pour cette période et, pour chacune des journées qui suivent, la part de la production réelle depuis le début de la période de production qui est en deçà de la production cible. “*underproduction*”

« surproduction » Désigne, en ce qui concerne :

a) le pétrole, une fois arrivée la fin de la période d’essai, la part de la production de pétrole durant la période d’essai qui excède la production autorisée pour cette période et, à la fin de chacune des journées qui suivent, la part de la production réelle qui, depuis le début de la période de production, excède la production cible;

b) le gaz, à la fin d’une période de production, la part de la production de gaz depuis le début de la période qui excède le produit de la PQAG et du nombre de jours dans cette même période.

“*overproduction*”

« système d’analyse du débit » Le système utilisé pour mesurer et enregistrer le taux et le volume des fluides produits à partir d’un gisement ou injectés dans celui-ci, utilisés comme combustible ou pour l’ascension artificielle, brûlés ou transférés de l’installation de champ; ce système est constitué des débitmètres et de l’équipement connexe qui y est relié, des dispositifs d’échantillonnage pour fluides, des appareils d’essai de puits, du compteur général et de la boucle d’étalonnage. “*flow system*”

« système d’obturateurs anti-éruption » Désigne :

a) en ce qui concerne le forage d’un puits, l’ensemble du matériel d’obturation anti-éruption

“well site” means the surface area of the land acquired as the site of a well; « *chantier d’un puits* »

“well test” means a test conducted on a completed well to measure the rates at which fluids are produced from or injected into a well in a pool for reservoir evaluation purposes; « *essai d’un puits* »

“wireline” means a line that is used to run survey instruments or other tools in a well and that is made of

(a) steel, or

(b) several wires made of steel, copper or other metals together with electrical insulation;

« *câble* »

“wireline test” means a limited invasion well operation conducted on wireline or other equivalent means, for the purpose of determining static pore pressure, providing a qualitative assessment of permeability or gathering of fluid samples; « *essai au câble* »

“workover” means any operation in respect of a well that requires the removal of the christmas tree of the well except when the christmas tree is removed in the course of the completion, re-completion, suspension, abandonment or re-abandonment of the well. « *reconditionnement* »

énuméré à l’alinéa 36(2)b);

b) en ce qui concerne l’exploitation d’un puits, l’ensemble du matériel d’obturation anti-éruption énuméré à l’alinéa 76(2)b).

“*blowout prevention system*”

« tête d’éruption » Désigne, en ce qui concerne un puits, l’ensemble de vannes monté sur la tête du tubage ou sur la tête du puits, qu’on appelle aussi un arbre de Noël, dont :

a) on se sert pour exploiter le puits producteur ou pour y faire des essais;

b) on peut se servir pour fermer le puits.

“*christmas tree*”

« titulaire de licence » Le détenteur, selon les dossiers du ministère :

a) d’une licence de puits, lorsqu’il s’agit d’un puits;

b) d’une licence d’installation de champ, lorsqu’il s’agit d’une installation de champ.

“*licensee*”

« travaux de forage » Tous les travaux liés au forage d’un trou de sonde avec un appareil de forage. “*drilling operation*”

« trou de sonde » Un trou foré au moyen d’un trépan pour le creusage d’un puits. “*well-bore*”

« contrôle d’un puits » Signifie le contrôle de la circulation des fluides qui pénètrent dans un puits ou qui en sortent. “*well control*”

« tubage de pergélisol » Le tubage initial installé dans un puits pour protéger le puits contre les risques occasionnés par le dégel d’une zone de pergélisol ou l’émanation de gaz d’une zone de pergélisol ou au-dessous d’une telle zone. “*permafrost casing*”

« tubage de surface » Le tubage installé assez profondément dans un puits traversant une formation exploitable pour en assurer le contrôle en vue de la poursuite des travaux de forage. “*surface casing*”

« tubage initial » Le tubage installé dans un puits afin d’en faciliter le contrôle pendant le forage du trou en vue de l’installation du tubage de surface. “*conductor*”

casing"

« tubage partiel » Désigne le tubage qui :

a) d'une part, est suspendu à une colonne de tubage installée antérieurement dans le puits;

b) d'autre part, n'atteint pas la tête du puits.

"casing liner"

« tuyau guide » Un tube de grand diamètre installé dans un puits afin de fournir une conduite adéquate pour le mouvement du fluide de forage entre les formations de surface; *"conductor pipe"*

« unité » S'entend au sens de l'article 4 du *Règlement sur les titres d'aliénation pétroliers et gaziers*. *"unit"*

References to codes

2. A reference in these Regulations to a code or publication published by any government, person or organization shall be read as a reference to

(a) that code or publication, as amended from time to time; and

(b) if a new edition or reissuance of that code or publication is published by that government, person or organization, the new edition or reissued publication, as amended from time to time.

Computation of days and months

3.(1) When any reference is made in a provision of these Regulations to a month, whether by its name or not, and in context the provision relates to oil, the reference shall be construed as the period beginning at 7:00 a.m. Yukon Standard Time on the first day of the month and ending immediately before 7:00 a.m. Yukon Standard Time on the first day of the next month.

(2) When any reference is made in a provision of these Regulations to a month, whether by its name or not, and in context the provision relates to gas or a product obtained from gas by processing or otherwise, the reference shall be construed as the period beginning at 7:00 a.m. local time on the first day of the month and ending immediately before 7:00 a.m. local time on the first day of the next month.

(3) When any reference is made in a provision of these Regulations to a day, whether specified or not, and in

Renvoi

2. Dans le présent règlement, tout renvoi à un code ou à tout document publié par un gouvernement, un individu ou un organisme vaut renvoi à :

a) ce code ou ce document, et ses modifications;

b) advenant une réédition subséquente de ce code ou de ce document par son auteur, la nouvelle édition du code ou du document, et ses modifications.

Calcul des dates

3.(1) Toute mention d'un mois, qu'il soit ou non mentionné par son nom, dans une disposition de ce règlement se rapportant au pétrole, signifie une période débutant à 7 h heure normale du Yukon le premier jour du mois et se terminant juste avant 7 h heure locale le premier jour du mois suivant.

(2) Toute mention d'un mois, qu'il soit ou non mentionné par son nom, dans une disposition de ce règlement se rapportant au gaz ou à un produit obtenu par le traitement du gaz ou autrement, signifie une période débutant à 7 h heure locale le premier jour du mois et se terminant juste avant 7 h heure locale le premier jour du mois suivant.

(3) Toute mention d'un jour, qu'il soit ou non précisé, dans une disposition de ce règlement se rapportant au

context the provision relates to oil, the reference shall be construed as the period beginning at 7:00 a.m. Yukon Standard Time on that day and ending immediately before 7:00 a.m. Yukon Standard Time on the next day.

(4) When any reference is made in a provision of these Regulations to a day, whether specified or not, and in context the provision relates to gas or a product obtained from gas by processing or otherwise, the reference shall be construed as the period beginning at 7:00 a.m. local time on that day and ending immediately before 7:00 a.m. local time on the next day.

(5) In subsections (2) and (4), "local time" means Yukon Standard Time or Yukon Daylight Saving Time, whichever is in effect.

(6) The Chief Operations Officer may, on application, direct the licensee of a well or field facility to compute months or days for the purposes of these Regulations in a manner different from the manner prescribed by any of subsections (1) to (4).

Availability of Regulations

4. The licensee of a well or field facility shall ensure that a copy of these Regulations, and copies of any amendments to these Regulations

(a) are kept at the well site or field facility site, as the case may be; and

(b) are available for examination at the site at the request of any personnel at that site.

PART 1 LICENCES AND APPROVALS

Drilling operations and well operations

5.(1) A Well Licence is authority for the drilling operation for the well.

(2) Subject to these Regulations, the licensee of a well shall not perform any of the following operations in respect of the well unless the licensee has obtained a Well Operation Approval from the Chief Operations Officer in respect of that operation

(a) completion;

pétrole, signifie une période débutant à 7 h heure normale du Yukon en ce jour et se terminant juste avant 7 h heure normale du Yukon le jour suivant.

(4) Toute mention d'un jour, qu'il soit ou non précisé, dans une disposition de ce règlement se rapportant au gaz ou à un produit obtenu par le traitement du gaz ou autrement, signifie une période débutant à 7 h heure locale en ce jour et se terminant juste avant 7 h heure locale le jour suivant.

(5) La mention de l'heure locale aux paragraphes (2) et (4) signifie soit l'heure normale du Yukon ou l'heure avancée du Yukon, dépendant de laquelle est en vigueur à ce moment.

(6) Le délégué aux opérations peut, sur demande, ordonner au titulaire d'une licence de puits ou d'installation de champ de calculer, pour l'application du présent règlement, les mois et les jours de façon différente que celle proposée aux paragraphes (1) à (4).

Disponibilité des règlements

4. Le titulaire d'une licence de puits ou d'installation de champ doit veiller à ce qu'un exemplaire du présent règlement ainsi que des exemplaires de ses modifications subséquentes:

a) soient conservés sur le chantier du puits ou de l'installation de champ, selon le cas;

b) soient disponibles pour fins d'examen sur place, à la demande du personnel sur le chantier.

PARTIE 1 LICENCES ET AUTORISATIONS

Travaux de forage et exploitation de puits

5.(1) Une licence de puits constitue l'autorisation nécessaire pour les travaux de forage dans un puits.

(2) Sous réserve du présent règlement, le titulaire d'une licence de puits ne doit entreprendre aucun des travaux suivants afférents à un puits à moins d'avoir obtenu au préalable, du délégué aux opérations, une autorisation d'exploitation de puits portant sur ces travaux:

a) l'achèvement;

- (b) re-completion;
- (c) change of service;
- (d) workover;
- (e) suspension;
- (f) abandonment;
- (g) re-abandonment.

- b) la remise en production;
- c) le changement de service;
- d) le reconditionnement;
- e) l'abandon provisoire;
- f) l'abandon définitif;
- g) le réabandon.

Application and issuance

6.(1) An application for a Well Licence, Well Operation Approval, Field Facility Licence or Scheme Approval shall be prepared and submitted in accordance with the directions of the Chief Operations Officer.

(2) Information contained in the Well Licence application for the purposes of the drilling operation for the well may include the documentation necessary to obtain a Well Operation Approval for any subsequent well operation in respect of the well.

(3) When a condition of a Well Licence, Well Operation Approval, Field Facility Licence or Scheme Approval incorporates by reference any provisions of the application for the Licence or Approval or of any other document, those provisions are considered to be contained in the Licence or Approval for the purposes of these Regulations.

(4) A Well Licence, Well Operation Approval or Field Facility Licence shall be issued by the Chief Operations Officer.

Separate well operations

7. A licensee of a well may, without obtaining a Well Operation Approval, conduct a wireline test or coiled tubing operation in respect of the well through a christmas tree if

- (a) the operation does not
 - (i) alter the completion interval,
 - (ii) adversely affect recovery,
 - (iii) result in damage to the completion

Demande et délivrance

6.(1) Toute demande de licence de puits, d'autorisation d'exploitation d'un puits, de licence d'installation de champ ou d'approbation de plan doit être préparée et présentée en conformité avec les directives du délégué aux opérations.

(2) Les renseignements que contient la demande de licence de puits en vue des travaux de forage dans un puits peuvent comprendre la documentation nécessaire à l'obtention d'une autorisation d'exploitation d'un puits pour tous travaux subséquents relatifs à ce puits.

(3) Lorsqu'une condition d'une licence de puits, d'une autorisation d'exploitation d'un puits, d'une licence d'installation de champ ou d'un approbation de plan renvoie à une disposition de la demande de licence, d'autorisation ou d'approbation ou à tout autre document, cette disposition est considérée comme faisant partie de la licence ou de l'autorisation ou de l'approbation pour les besoins du présent règlement.

(4) La licence de puits, l'autorisation d'exploitation d'un puits et la licence d'installation de champ sont délivrées par le délégué aux opérations.

Travaux distincts dans un puits

7. Un titulaire de licence de puits peut, sans obtenir une autorisation d'exploitation de puits, mener des essais au câble ou des travaux au tube d'intervention enroulé dans un puits par le biais de la tête d'éruption si :

- a) les travaux n'ont pas comme effet ou résultat :
 - (i) de modifier l'intervalle d'achèvement,
 - (ii) de porter atteinte à la récupération,
 - (iii) d'endommager le matériel d'achèvement

equipment or pressure retaining barriers, or

(iv) result in the drilling of a new well; and

(b) the requirements respecting the equipment, operating procedures and qualifications of the personnel conducting the operation have been provided for in a previous Well Operation Approval for the well.

Well deposit

8.(1) When an application for a Well Licence is received by the Chief Operations Officer, the Minister shall, for the purposes of determining the amount of the initial deposit required under subsection 90(1) of the Act in respect of the well, estimate the amount that would be incurred if the well were to be abandoned as soon as practicable after drilling operations ceased and before the rig that drilled the well was removed from the well site.

(2) A well deposit shall consist of money unless the Minister consents to accept another form of security as a well deposit.

(3) A well deposit held by the Government and consisting of money shall be held in a trust account for that purpose.

(4) The Chief Operations Officer may direct in a particular case that the initial deposit may be furnished in instalments and may specify the due dates for the instalments.

(5) If a Well Licence is issued in respect of a well and the well is not abandoned before the rig release date for the rig that drilled the well, the Minister shall, as soon as practicable after the rig release date, review the amount of the initial well deposit pursuant to subsection 90(3) of the Act.

(6) If the licensee defaults in the furnishing of an instalment of a well deposit or an additional deposit required under subsection 90(3) of the Act, and the default continues for at least 30 days after the due date for furnishing it, the Chief Operations Officer may

(a) suspend any existing Well Operation Approval issued in respect of the licensed well and give any directions to the licensee in connection with the well operations covered by the Approval when the suspension becomes effective; or

ou les barrières de rétention de la pression,

(iv) d'exiger le forage d'un nouveau puits,

b) les exigences concernant le matériel, les procédures d'exploitation et les compétences du personnel menant les travaux ont déjà été stipulées antérieurement dans une autorisation d'exploitation pour ce puits.

Dépôt exigible pour un puits

8.(1) Lorsque le délégué aux opérations reçoit une demande de licence de puits, le ministre doit, afin de déterminer le montant initial du dépôt exigible pour ce puits en vertu du paragraphe 90(1) de la Loi, estimer le montant des frais qui seraient engagés si le puits devait être abandonné dès que possible suivant la cessation des travaux de forage et avant le retrait de l'appareil de forage du chantier.

(2) Le dépôt exigible pour un puits consiste en une somme d'argent comptant à moins que le ministre ne consente à accepter que le dépôt soit sous une autre forme de garantie.

(3) Le montant du dépôt exigible pour un puits que le gouvernement détient en argent doit être maintenu dans un compte en fiducie prévu à cette fin.

(4) Le délégué aux opérations peut donner la directive, selon le cas, que le dépôt initial lui soit fourni en versements et peut préciser la date d'échéance de ces versements.

(5) Si une licence de puits est délivrée et que le puits en question est abandonné avant la date de retrait de l'appareil de forage, le ministre doit, dès que possible suivant la date de retrait de l'appareil de forage, réexaminer le montant initial du dépôt exigible pour le puits en application du paragraphe 90(3) de la Loi.

(6) Si le titulaire de licence fait défaut d'un versement ou du dépôt exigible pour un puits, ou encore, d'un dépôt supplémentaire exigé en vertu du paragraphe 90(3) de la Loi, et qu'il est toujours en défaut 30 jours suivant la date d'échéance fixée pour le versement ou le dépôt, le délégué aux opérations peut soit:

a) suspendre l'autorisation d'exploitation d'un puits délivrée pour le puits faisant l'objet d'une licence et donner au titulaire de licence, des directives concernant les travaux dont traitait

(b) refuse to issue a Well Operation Approval in respect of any proposed well operation relating to that well or to any other well the Well Licence for which is held by the same licensee.

(7) When a well deposit is held by the Government and the Government is entitled to recover abandonment costs or re-abandonment costs from the deposit pursuant to paragraph 93(1)(a) of the Act, the abandonment costs may be recovered in accordance with the following

(a) the Minister shall direct that the well deposit is forfeited to the Government to the extent of the abandonment costs or re-abandonment costs, as the case may be, incurred by the Government;

(b) in the case of a well deposit consisting of money, an amount equal to the forfeited amount shall be transferred from the trust account to the Yukon Consolidated Revenue Fund;

(c) in the case of a well deposit consisting of some other form of security, the Minister shall take any steps necessary, including judicial proceedings, to realize on the security to the extent of the forfeited amount.

(8) A well deposit held by the Government shall be returned or refunded when

(a) the well is abandoned in accordance with these Regulations to the satisfaction of the Chief Operations Officer; or

(b) a transfer of the Well Licence for the well is registered under the *Oil and Gas Licence Administration Regulations* and a new well deposit is furnished in respect of the well by the transferee,

except to the extent that the well deposit has been forfeited to the Government pursuant to subsection (7).

(9) A well deposit or the remainder of a well deposit, as the case may be, shall be returned or refunded under subsection (8) to the person who originally furnished the deposit unless that person directs the Minister to return or refund it to some other person.

l'autorisation lorsque la suspension a pris effet;

b) refuser de délivrer une autorisation d'exploitation d'un puits à l'égard de tous travaux proposés relatifs à ce puits ou à tout autre puits pour lequel le même titulaire détient une licence.

(7) Lorsque le gouvernement détient un dépôt exigible pour un puits et que le gouvernement a droit de recouvrer les frais d'abandon ou de réabandon sur ce dépôt en vertu de l'alinéa 93(1)a) de la Loi, il peut recouvrer les frais d'abandon conformément aux règles suivantes :

a) le ministre doit donner la directive que le dépôt exigible pour ce puits est confisqué au profit du gouvernement jusqu'à concurrence du montant des frais d'abandon ou de réabandon, selon le cas, que le gouvernement a engagés;

b) s'il s'agit d'un dépôt en argent comptant, un montant égal au montant confisqué doit être transféré du compte en fiducie au Trésor du Yukon;

c) s'il s'agit d'un dépôt sous une autre forme de garantie, le ministre doit prendre les mesures nécessaires, y inclus des procédures judiciaires, pour convertir la garantie jusqu'à concurrence du montant confisqué.

(8) À moins que le dépôt exigible pour un puits ait été confisqué par le gouvernement en application du paragraphe (7), le gouvernement doit restituer ou rembourser un dépôt qu'il détient lorsque:

a) le puits est abandonné conformément aux dispositions du présent règlement, à la satisfaction du délégué aux opérations;

b) un transfert de licence de puits pour ce puits est enregistré sous le régime du *Règlement sur l'administration des licences de pétrole et de gaz* et le destinataire du transfert fournit un nouveau dépôt exigible pour le puits.

(9) La totalité ou une partie du dépôt, selon le cas, doit être restituée ou remboursée en application du paragraphe (8), à la personne qui a fourni le dépôt à l'origine, à moins que celle-ci donne une directive au ministre de la restituer ou de la rembourser à une autre partie.

Conditions of Well Licence or Approval

9.(1) A Well Licence is subject to the following conditions

- (a) it expires three years after its date of issue unless, before the end of that period, the licensee has begun the drilling of the well to which the Well Licence relates;
- (b) the contractor and equipment identified in the application for the Well Licence must be used in the drilling operation;
- (c) the licensee must conduct the drilling operation as proposed in the application for the Well Licence and in accordance with any conditions imposed by the Chief Operations Officer in relation to the Licence and any directions of the Chief Operations Officer;
- (d) a copy of the Well Licence must be posted on the drilling rig; and
- (e) the well deposit referred to in section 8 must be in place.

(2) The Chief Operations Officer may shorten or extend the three-year period referred to in paragraph (1)(a) in respect of any Well Licence.

(3) A Well Operation Approval is subject to the following conditions

- (a) the licensee must begin the well operation within 120 days after the day on which the Well Operation Approval is granted;
- (b) the contractor and equipment identified in the application for the Well Operation Approval must be used in the operation;
- (c) the licensee must conduct the well operation in accordance with the Well Operation Approval, any conditions imposed by the Chief Operations Officer in relation to the Approval and any directions of the Chief Operations Officer;
- (d) a copy of the Well Operations Approval must be posted on the drilling rig or at the licensee's field office; and

Conditions d'une licence de puits ou d'une autorisation

9.(1) Les conditions suivantes s'appliquent à une licence de puits:

- a) elle expire trois ans après sa date de délivrance à moins que le titulaire de licence n'ait entrepris, avant la fin de ce délai, les travaux de forage du puits qui en fait l'objet;
- b) l'entrepreneur nommé et le matériel identifié dans la demande de licence doivent être utilisés pour les travaux de forage;
- c) le titulaire de licence doit mener les travaux de forage tel que stipulé dans la demande de licence et conformément à toutes conditions établies par le délégué aux opérations pour la licence, et toutes directives de celui-ci;
- d) une copie de la licence de puits doit être affichée sur l'appareil de forage;
- e) le dépôt exigible pour le puits mentionné à l'article 8 doit être versé.

(2) Le délégué aux opérations peut abréger ou prolonger le délai d'échéance mentionné à l'alinéa (1)a) pour toute licence de puits.

(3) Les conditions suivantes s'appliquent à une autorisation d'exploitation d'un puits:

- a) le titulaire de licence doit entreprendre l'exploitation du puits dans les 120 jours de la date de délivrance de l'autorisation;
- b) l'entrepreneur nommé et le matériel identifié dans la demande d'autorisation doivent être utilisés pour les travaux relatifs au puits;
- c) le titulaire de licence doit mener les travaux d'exploitation du puits tel que stipulés dans la demande d'autorisation et conformément à toutes conditions établies par le délégué aux opérations pour l'autorisation, et toutes directives de celui-ci;
- d) une copie de l'autorisation d'exploitation du puits doit être affichée sur l'appareil de forage ou dans le bureau de chantier du titulaire de licence;

(e) the well deposit referred to in section 8 must be in place.

e) le dépôt exigible pour le puits mentionné à l'article 8 doit être versé.

Amendments

10.(1) An application for an amendment to a Well Licence, Well Operation Approval, Scheme Approval or Field Facility Licence must be made at least 15 days prior to the effective date of the proposed amendment.

(2) The licensee shall apply to the Chief Operations Officer for an amendment to the relevant Field Facility Licence or Licences that relate to a pool or field when

(a) the licensee proposes to

(i) make significant changes in the nature or timing of development activities of the pool or field,

(ii) make modifications or additions to existing field facilities at the pool or field, or

(iii) initiate a scheme for a pool or field or make a significant change in a scheme for the pool or field that is the subject of a Scheme Approval;

(b) pool performance or new geological information shows that the recovery method needs to be changed to achieve maximum recovery of oil or gas reserves from the pool or field; or

(c) increased ultimate recovery of oil or gas would be economically obtainable by adopting new technology or methodology.

Modifications

10.(1) Toute demande de modification d'une licence de puits, d'une autorisation d'exploitation d'un puits, d'une licence d'installation de champ ou d'un document d'approbation de plan, se fait au moins quinze jours avant la prise d'effet de la modification proposée.

(2) Le titulaire de licence doit faire la demande auprès du délégué aux opérations, pour toute modification de la licence ou des licences d'installation de champ visant le gisement ou le champ dans les cas suivants :

a) lorsqu'il souhaite :

(i) modifier de façon considérable la nature ou le calendrier des travaux de développement visant le gisement ou le champ,

(ii) effectuer des modifications ou des ajouts importants aux installations existantes du gisement ou du champ,

(iii) établir un plan pour un gisement ou un champ ou modifier de façon considérable un plan pour un gisement ou un champ ayant fait l'objet d'une approbation de plan;

b) lorsque le rendement d'un gisement ou de nouveaux renseignements géologiques démontrent la nécessité d'utiliser une autre méthode de récupération pour arriver à récupérer la plus grande part possible des réserves de pétrole et de gaz contenues dans ce gisement ou ce champ;

c) lorsque le recours à une nouvelle technologie ou à de nouvelles méthodes permettrait d'accroître la récupération totale de pétrole et de gaz, à un coût avantageux.

Suspension or termination of operation

11.(1) The Chief Operations Officer may by a notice order the licensee of a well or field facility to suspend or terminate the drilling of the well, a well operation or production operation in respect of the well or the operation of the field facility, as the case may be, if the Chief Operations Officer is satisfied that

Abandon provisoire ou cessation des travaux

11.(1) Le délégué aux opérations, par arrêté, peut ordonner à un titulaire de licence de puits ou d'installation de champ, d'abandonner provisoirement ou de cesser le forage du puits, son exploitation ou les activités de production y reliées, ou l'exploitation d'une installation de champ, si le délégué aux opérations est d'avis que :

- (a) the licensee has not complied with
 - (i) any law relating to the environment that applies to the operation, or
 - (ii) an obligation of the licensee under the Well Licence, Well Operation Approval or Field Facility Licence, as the case may be;
- (b) the licensee has failed to comply with a requirement for the submission of any document or information required to be submitted to the Minister or Chief Operations Officer under these Regulations and the failure to comply has continued for at least 30 days after the date on which the licensee was notified by the Chief Operations Officer of the non-compliance;
- (c) the licensee has ceased to be eligible to hold a licence;
- (d) in the case of a well licensee, the level of performance of the rig, its crew or its service or ancillary equipment is less than the level of performance indicated in the conditions of the Well Licence or the Well Operation Approval or the directions of the Chief Operations Officer; or
- (e) the environmental conditions, including ice conditions, meteorological conditions and other natural conditions encountered in the area of the activity for which the Well Licence or the Well Operation Approval or Field Facility Licence was granted, are more severe than those predicted by the licensee.

(2) The Chief Operations Officer may revoke an order under subsection (1) and permit the resumption of the operation concerned on being satisfied that the grounds on which the order was made no longer exist or that the failure of compliance has been remedied.

(3) A licensee to whom an order is given under subsection (1) shall comply with the order.

- a) le titulaire de licence ne s'est pas conformé :
 - (i) aux dispositions de toute loi afférente à l'environnement qui s'applique à ces travaux,
 - (ii) à une obligation qu'a le titulaire de licence en vertu de la licence de puits, de l'autorisation d'exploitation du puits ou de la licence d'installation de champ, selon le cas;
- b) le titulaire de licence a omis de se conformer à une exigence pour la remise d'un document ou d'un renseignement exigible par le ministre ou le délégué aux opérations en vertu du présent règlement et que l'omission s'est poursuivie pendant plus de 30 jours suivant la date à laquelle le titulaire de licence a reçu un avis à cet effet du délégué aux opérations;
- c) le titulaire de licence a cessé d'être admissible à détenir une licence;
- d) lorsqu'il s'agit d'un titulaire de licence de puits, le rendement de l'appareil ou de l'équipe de forage, ou de l'équipement de service ou auxiliaire est nettement inférieur au niveau indiqué dans les conditions de délivrance de la licence de puits ou de l'autorisation d'exploitation du puits, ou encore dans les directives données par le délégué aux opérations;
- e) les conditions environnementales, y inclus les conditions de glace, les conditions météorologiques et toutes autres conditions naturelles sont plus difficiles ou plus contraignantes que celles prévues par le titulaire de la licence pour la zone d'activité visée par la licence de puits ou la demande d'autorisation d'exploitation du puits.

(2) Le délégué aux opérations peut révoquer l'arrêté pris en vertu du paragraphe (1) et permettre la reprise des travaux en question s'il est d'avis que les motifs pour lesquels il avait pris l'arrêté n'existent plus ou que le titulaire de licence a remédié à son omission de se conformer.

(3) Le titulaire de licence doit se conformer à l'arrêté pris en vertu du paragraphe (1).

Timing of application

12. An application for a Well Licence, Well Operation Approval, Scheme Approval or Field Facility Licence must be submitted to the Chief Operations Officer not less than 30 days before the planned start date of the drilling operation, well operation, scheme or work related to a field facility, as the case may be.

Délais

12. La demande de licence de puits, d'autorisation d'exploitation d'un puits, de licence d'installation de champ ou d'approbation de plan doit être présentée au délégué aux opérations au moins 30 jours avant la date prévue pour le début du forage ou de l'exploitation du puits, ou de la mise en oeuvre du plan ou des travaux reliés à l'installation de champ.

PART 2 WELLS

PARTIE 2 PUITS

Notices respecting operations

13.(1) When a drilling operation or well operation must be carried out urgently to avoid losing control, or to regain control, of a well, the licensee of the well

(a) is exempt from the requirement to obtain a Well Licence or Well Operation Approval for the operation;

(b) shall notify the Minister of the operation before or immediately after its beginning; and

(c) shall prepare a report describing the operation and submit it to the Minister before the end of the day following the day on which the operation was completed.

(2) When the licensee of a well determines that a drilling operation or well operation cannot be carried out in accordance with the Well Licence or Well Operation Approval owing to the existence of conditions not anticipated by the licensee at the time the application was submitted for approval, the licensee

(a) shall notify the Minister immediately of the licensee's determination and the reason for it;

(b) subject to any directions given by the Chief Operations Officer, shall leave the well in as secure a condition as is practicable; and

(c) must not resume the operation until the Chief Operations Officer so approves or, if the Licence or Approval needs to be amended before the resumption of the operation, until the amendment is approved.

Avis de travaux

13.(1) Lorsqu'un titulaire de licence doit entreprendre de façon urgente, des travaux de forage ou l'exploitation d'un puits afin d'en conserver ou d'en reprendre le contrôle, il:

a) est exempté de l'exigence d'obtenir une licence de puits ou une autorisation d'exploitation d'un puits pour ces travaux;

b) doit en aviser le ministre avant ou dès le début des travaux;

c) doit remettre un rapport au ministre décrivant les travaux de forage ou d'exploitation exécutés, avant la fin de la journée suivant celle où les travaux ont été complétés.

(2) Lorsque le titulaire d'une licence de puits décide qu'en raison de conditions n'ayant pas été prévues par lui au moment où il a demandé la licence ou l'autorisation d'exploitation du puits, les travaux de forage ou d'exploitation du puits ne peuvent être exécutés en conformité avec la licence délivrée ou l'autorisation accordée, il doit prendre les mesures suivantes :

a) aviser le ministre, dans les plus brefs délais, de sa décision;

b) laisser le puits dans un état aussi sûr que possible, sous réserve de toutes directives du délégué aux opérations;

c) ne pas reprendre les travaux de forage ou d'exploitation du puits avant d'en avoir obtenu l'autorisation du délégué aux opérations ou, si la licence ou l'autorisation doit être modifiée avant la reprise des travaux, il ne doit pas les reprendre

avant d'avoir obtenu l'approbation pour cette modification.

Well, pool and field identification

14.(1) The Chief Operations Officer may, in accordance with these Regulations, assign a name to a well.

(2) The length of a well name must not exceed 50 characters and spaces.

(3) A well name must clearly identify by name or approved abbreviation, or by number or letter,

- (a) the licensee;
- (b) the field name, if the well is within a designated field; and
- (c) the site of the well by unit, section and grid area, in that order, indicated by letters and numbers separated by hyphens.

(4) A well name must not include any code numbers or any punctuation marks except the hyphens used in the numerical portion of the name referred to in paragraph (3)(c).

(5) In addition to the particulars required in subsection (3), a well name may contain any other particulars agreed on by the applicant and the Chief Operations Officer.

(6) The Chief Operations Officer shall assign a name for a designated pool or field.

(7) The licensee of a well

- (a) may submit an application to the Chief Operations Officer for a change to the name of the well or the name of the pool or field in which the well is situated; and
- (b) shall notify the Minister of every change in the status of the well within 14 days after the change occurs, if the change may affect the designation of the pool or field in which the well is situated.

(8) The Chief Operations Officer shall designate a source

Désignation des puits, des gisements et des champs

14.(1) Le délégué aux opérations peut, conformément au présent règlement, attribuer une désignation à un puits.

(2) La désignation d'un puits ne peut contenir plus de 50 caractères et espaces.

(3) La désignation d'un puits doit permettre de repérer clairement par son nom ou par une abréviation approuvée, ou encore par des lettres ou des chiffres :

- a) le titulaire de la licence;
- b) la désignation du champ si le puits se trouve dans un champ désigné;
- c) le chantier du puits par unité, section et superficie en quadrillage, indiqués dans cet ordre précis, par des lettres et des chiffres séparés par des traits d'union.

(4) La désignation du puits ne doit comprendre ni numéros de code ni signes de ponctuation, à l'exception des traits d'union insérés dans la partie numérique de la désignation visée à l'alinéa (3)c).

(5) En plus de satisfaire aux exigences particulières énoncées au paragraphe (3), la désignation d'un puits peut comprendre d'autres précisions sur lesquelles s'entendent le demandeur et le délégué aux opérations.

(6) Le délégué aux opérations doit attribuer un nom à un gisement ou un champ désigné.

(7) Les conditions suivantes s'appliquent au titulaire d'une licence de puits :

- a) il peut présenter au délégué aux opérations, une demande de modification de la désignation d'un puits, d'un gisement ou d'un champ;
- b) il doit aviser le ministre de tout changement de statut d'un puits pouvant modifier la désignation du gisement ou du champ dans lequel le puits est situé, dans les 14 jours du changement de statut du puits.

(8) Le délégué aux opérations doit indiquer dans la

well as a critical sour well or a non-critical sour well in the Well Licence.

Unique well identifiers

15.(1) The Chief Operations Officer may assign a unique identifying number to

- (a) a well;
- (b) a part of a well completed in a pool, when the well is completed in more than one pool; or
- (c) two or more parts of a well, when the well is completed in more than one pool.

(2) Unique identifying numbers assigned under subsection (1) shall be determined in accordance with the directions of the Chief Operations Officer.

Well classifications

16.(1) In this section, “designated pool” includes a pool in the process of being designated but temporarily undisclosed by the Chief Operations Officer for reasons of confidentiality or administration.

(2) The Chief Operations Officer may

- (a) determine the classification of wells or portions of wells in accordance with this section; and
- (b) in cases of dispute, determine the status of a well or a portion of a well.

(3) A well or portion of a well may be classified as a development well at the time the Well Licence is issued when it is located in a spacing area that is in or contiguous to a designated pool in the same geological formation.

(4) A well or portion of a well may be classified as an exploratory outpost well at the time the Well Licence is issued when it is located at a distance greater than one spacing area and less than 7 km from a designated pool.

(5) A well may be classified as an exploratory wildcat well at the time the Well Licence is issued when it is

licence de puits, s’il s’agit d’un puits corrosif critique ou non-critique.

Identificateurs uniques de puits

15.(1) Le délégué aux opérations peut attribuer un identificateur unique à l’un des suivants:

- a) à un puits;
- b) à la partie d’un puits qui est achevée dans un gisement, lorsque le puits est achevé pour plusieurs gisements;
- c) à deux parties ou plus d’un puits achevé pour plusieurs gisements.

(2) Les identificateurs uniques attribués en vertu du paragraphe (1) doivent être déterminés selon les directives du délégué aux opérations.

Classification des puits

16.(1) Dans le présent article, « gisement désigné » comprend un gisement en voie d’être désigné mais demeurant provisoirement non divulgué par le délégué aux opérations pour des raisons administratives ou de confidentialité.

(2) Le délégué aux opérations peut:

- a) déterminer la classification de puits ou de parties de puits en conformité avec le présent article;
- b) en cas de conflit, déterminer le statut d’un puits ou d’une partie de ce puits.

(3) Au moment de la délivrance de la licence de puits, un puits peut être classifié comme étant un puits de développement, ou une partie de celui-ci peut l’être, si ce puits est foré dans une unité d’espacement située dans un gisement désigné provenant de la même formation géologique, ou qui y est contiguë.

(4) Au moment de la délivrance de la licence de puits, un puits peut être classifié comme étant un puits de sondage d’extension, ou une partie de celui-ci peut l’être, si la distance séparant le puits foré d’un gisement désigné est supérieure à la superficie d’une unité d’espacement mais inférieure à sept kilomètres.

(5) Au moment de la délivrance de la licence de puits, un puits peut être classifié comme étant un puits de

located not nearer than 7 km to a designated pool.

(6) When a well has been drilled and the final report for the well has been submitted to the Minister pursuant to section 188, a well or portion of the well may, upon application by the licensee, be reclassified as an exploratory wildcat well if, in the opinion of the Chief Operations Officer, the drilling resulted in the discovery of a new pool.

(7) When two or more wells or portions of two or more wells are within 7 km of one another and any one of the wells or well portions has been classified as an exploratory wildcat well at the time of the issuance of the respective Well Licences, the first well that, in the opinion of the Chief Operations Officer, results in the discovery of a new pool shall be classified as an exploratory wildcat well and the other well or wells may be reclassified.

Surveys for wells

17.(1) A legal survey must be used to confirm the surface location of every well.

(2) A legal survey that confirms the surface location of a deviated or horizontal well must include the proposed bottomhole co-ordinates.

(3) Before the well is drilled, the licensee shall prepare a preliminary survey plan showing the surface location of the proposed well.

(4) When there is a group of wells in close proximity, the Chief Operations Officer may approve the use of a single legal survey relating to all the wells in the group.

(5) The licensee shall submit to the Minister a final plan of survey for the surface location for the well within four weeks after the rig release date.

Spacing, target areas and off-target penalties for oil wells

18.(1) The normal spacing area for an oil well is four units in the form of a square with one corner being the centre of the section in which the units are situated.

(2) The target area for an oil well in a normal spacing

reconnaissance, si le puits foré est situé à une distance de plus de sept kilomètres d'un gisement désigné.

(6) Lorsqu'un puits a été foré et que les rapports exigibles sont transmis au ministre en application de l'article 188, le puits peut être reclassifié comme étant un puits de reconnaissance, ou une partie de celui-ci peut l'être, à la demande du titulaire de licence, si, de l'avis du délégué aux opérations, le forage a entraîné la découverte d'un nouveau gisement.

(7) Lorsque deux puits ou plus, ou deux parties de puits ou plus se trouvent à moins de sept kilomètres l'un de l'autre, et que l'un de ces puits ou l'une des parties de ces puits a été classifié comme étant un puits de reconnaissance au moment de la délivrance des licences respectivement délivrées pour ces puits, le premier puits qui, de l'avis du délégué aux opérations, entraîne la découverte d'un nouveau gisement est classifié puits de reconnaissance et les autres puits peuvent être reclassifiés.

Arpentage

17.(1) L'endroit où se trouve chacun des puits à la surface du sol doit être confirmé par un arpentage officiel.

(2) L'arpentage effectué conformément au paragraphe (1) pour un puits horizontal ou un puits dévié doit préciser les coordonnées proposées du fond de trou.

(3) Avant qu'un puits ne soit foré, le titulaire de licence doit produire un plan d'arpentage préliminaire démontrant l'endroit où se trouve le puits proposé à la surface du sol.

(4) Lorsque des puits sont groupés à proximité les uns des autres, le délégué aux opérations peut autoriser l'usage d'un seul arpentage officiel portant sur le groupe de puits au complet.

(5) Le titulaire de licence doit remettre au ministre, dans les quatre semaines qui suivent la date de retrait de l'appareil de forage, un plan d'arpentage final démontrant l'endroit où se situe le puits à la surface du sol.

Unités d'espacement, zones cibles et pénalités pour puits de pétrole hors zone

18.(1) L'unité d'espacement régulière d'un puits de pétrole correspond à quatre unités juxtaposées en forme de carré de telle sorte que l'un de leurs coins se trouve au centre de la section dans laquelle les unités sont situées.

(2) Dans le cas d'un puits de pétrole foré dans une

area at any depth is the area inside but not nearer than 100 metres to the sides of the spacing area.

(3) If the boundary of an oil and gas rights location does not coincide with the side of a normal oil well spacing area, the oil well target area must have sides not nearer than 100 metres to the boundary.

(4) In the case of an oil and gas rights location containing more than one normal spacing area, one oil well may be completed in each of those normal spacing areas and subsection (5) does not apply to such a well if each of those wells is situated not nearer than 100 metres to the boundary of the oil and gas rights location.

(5) The UDOA of an oil well completed outside of the target area is subject to an off-target penalty factor equal to 12 times the product of the shortest distances from the uppermost point of intersection of the well-bore with the productive zone to the two nearest sides of the normal spacing area, divided by the area of the spacing area.

(6) The Chief Operations Officer may exempt an oil well from any or all of the provisions of subsections (2) to (5).

(7) Subsection (5) does not apply to the discovery well of an oil pool.

Spacing, target areas and off-target penalties for gas wells

19.(1) The normal spacing area for a gas well is a section.

(2) The target area for a gas well in a normal spacing area at any depth is the area inside but not nearer than 250 metres to the sides of the spacing area.

(3) If the boundary of an oil and gas rights location does not coincide with the side of a normal gas well spacing area, the gas well target area shall be the target area of a normal spacing area or a special spacing area specified under section 21.

unité d'espacement régulière, la zone cible est délimitée, sans égard à la profondeur, par la surface située à l'intérieur de l'unité d'espacement mais à au moins cent mètres de chaque côté de cette dernière.

(3) Si la limite de l'emplacement des droits pétroliers et gaziers ne coïncide pas avec le côté d'une unité d'espacement régulière d'un puits de pétrole, les côtés de la zone cible du puits de pétrole ne peuvent se trouver à moins de cent mètres de cette limite.

(4) Dans le cas d'un emplacement de droits pétroliers et gaziers constitué de plusieurs unités d'espacement régulières, un puits de pétrole peut être achevé dans chacune de ces unités d'espacement régulière sans être visé par le paragraphe (5), si chacun de ces puits forés se trouve à au moins cent mètres de la limite de cet emplacement.

(5) La PQAPAA d'un puits de pétrole achevé à l'extérieur de la zone cible est assujettie à un coefficient de pénalité pour zone hors cible correspondant à douze fois le produit de la plus courte distance séparant le point d'intersection le plus élevé du trou de sonde avec la zone productive et les deux côtés les plus rapprochés de l'unité d'espacement régulière, divisé par la superficie de l'unité d'espacement.

(6) Le délégué aux opérations peut exempter un puits de pétrole de l'application d'une partie ou de la totalité des dispositions énoncées aux paragraphes (2) à (5).

(7) Le paragraphe (5) ne s'applique pas au puits de découverte d'un gisement de pétrole.

Unités d'espacement, zones cibles et pénalités pour puits de gaz hors zone

19.(1) L'unité d'espacement régulière d'un puits de gaz correspond à une section.

(2) Dans le cas d'un puits de gaz foré dans une unité d'espacement régulière, la zone cible est délimitée, sans égard à la profondeur, par la surface située à l'intérieur de l'unité d'espacement mais à au moins 250 m de chaque côté de cette dernière.

(3) Si la limite de l'emplacement des droits pétroliers et gaziers ne coïncide pas avec le côté d'une unité d'espacement régulière d'un puits de gaz, la zone cible doit correspondre à la zone cible d'une unité d'espacement régulière ou d'une unité d'espacement spéciale délimitée conformément à l'article 21.

(4) In the case of an oil and gas rights location containing more than one normal spacing area, one gas well may be completed in each normal spacing area and subsection (5) does not apply to such a well, if the well is situated not nearer than 250 metres to the boundary of the oil and gas rights location.

(5) The UDGA of a gas well completed outside of the gas well target area is subject to an off-target penalty equal to eight times the product of the shortest distance from the uppermost point of intersection of the well-bore with the productive zone to the two nearest sides of the normal spacing area, divided by the area of the spacing area.

(6) The Chief Operations Officer may exempt a gas well from any or all of the provisions of subsections (2) to (5).

(7) Subsection (5) does not apply to the discovery well of a gas pool.

Multi-zone spacing

20. If there is more than one productive zone in a pool, the Chief Operations Officer may consider the productive zones separately for the purpose of well spacing.

Special spacing areas

21.(1) Subject to this section, the Chief Operations Officer, on application made in accordance with the Chief Operations Officer's directions, may by order specify special spacing areas for a pool or portion of a pool that differ from normal spacing areas in size, shape or target area.

(2) The Chief Operations Officer may, with or without an application, by order specify special spacing areas when the boundary of an oil and gas rights location does not coincide with the sides of a normal spacing area.

(3) In an order under this section, the Chief Operations Officer may also determine the off-target penalty factor to be used in determining the allowable rates of production, DOAs and DGAs for wells in the special spacing areas specified in the order.

(4) The Chief Operations Officer shall not make an

(4) Dans le cas d'un emplacement de droits pétroliers et gaziers constitué de plusieurs zones d'espacement régulières, un puits de gaz peut être achevé dans chaque unité d'espacement régulière sans être visé par le paragraphe (5), si chacun des puits forés se trouve à au moins 250 mètres de la limite de cet emplacement.

(5) La PQAGAA d'un puits de gaz achevé à l'extérieur de la zone cible du puits de gaz est assujettie à un coefficient de pénalité pour zone hors cible correspondant à huit fois le produit de la plus courte distance séparant le point d'intersection le plus élevé du trou de sonde avec la zone productive et les deux côtés les plus rapprochés de l'unité d'espacement régulière, divisé par la superficie de l'unité d'espacement.

(6) Le délégué aux opérations peut exempter un puits de gaz de l'application d'une partie ou de la totalité des dispositions énoncées aux paragraphes (2) à (5).

(7) Le paragraphe (5) ne s'applique pas au puits de découverte d'un gisement de gaz.

Espacement des puits traversant plusieurs couches productives

20. Si un gisement renferme plusieurs couches productives, le délégué aux opérations peut, pour les besoins d'espacement de puits, considérer séparément chacune des zones productives.

Espacement spécial

21.(1) Sous réserve du présent article, le délégué aux opérations, sur demande faite selon ses directives, peut par arrêté, prescrire des unités d'espacement spéciales pour un gisement ou une partie d'un gisement, qui se distinguent des unités d'espacement régulières par leur grandeur, leur forme ou leur zone cible.

(2) Le délégué aux opérations peut par arrêté, avec ou sans demande, prescrire des unités d'espacement spéciales lorsque la limite d'un emplacement de droits pétroliers et gaziers ne coïncide pas avec les côtés d'une unité d'espacement régulière.

(3) Dans un arrêté pris en vertu du présent article, le délégué aux opérations peut aussi fixer le coefficient de pénalité pour zone hors cible à être utilisé dans le calcul des taux de production autorisés, des PQAP et des PQAG pour les puits situés à l'intérieur des unités d'espacement spéciales visées par l'arrêté.

(4) Le délégué aux opérations ne doit pas prendre

order specifying special spacing areas less than the size of normal spacing areas unless the applicant shows that

- (a) improved recovery will be obtained;
- (b) additional wells are necessary to provide capacity to drain the pool at a reasonable rate that will not adversely affect the recovery of the pool;
- (c) the special spacing areas would be in a pool in a substantial part of which there are special spacing areas of reduced size; or
- (d) in a gas field, increased deliverability is desirable.

PART 3 FIELD FACILITIES

Field facilities designation

22.(1) Each of the following is designated as an oil and gas facility for the purposes of the Act

- (a) a battery or satellite;
- (b) an oil treater;
- (c) a pumping station;
- (d) a compressor station;
- (e) a dehydrator;
- (f) a separator;
- (g) a gas injection station;
- (h) a line heater;
- (i) an oilfield waste storage, treatment, processing or disposal facility;
- (j) a liquified petroleum gas handling facility;
- (k) a water injection, storage, treatment or disposal station;

d'arrêté prescrivant des unités d'espacement spéciales à dimensions en deçà de celles d'unités d'espacement régulières, sauf si le demandeur établit, selon le cas :

- a) que cette modification permettra la récupération d'une plus grande quantité d'hydrocarbures;
- b) qu'il est nécessaire de forer des puits additionnels pour obtenir un débit acceptable dans ce gisement sans limiter les quantités d'hydrocarbures qui peuvent en être récupérées;
- c) qu'une importante proportion du gisement en question se trouverait dans des zones d'espacement spéciales de plus petites dimensions;
- d) que l'obtention d'un débit soutirable accru est souhaitable dans le cas d'un champ de gaz.

PARTIE 3 INSTALLATIONS DE CHAMP

Désignation des installations de champ

22.(1) Pour l'application de la Loi, chacun des éléments énumérés ci-dessous constitue une installation pétrolifère ou gazéifère :

- a) une batterie ou un satellite;
- b) un purificateur d'hydrocarbures;
- c) une station de pompage;
- d) une station de compression;
- e) un déshydrateur;
- f) un séparateur;
- g) une station d'injection de gaz;
- h) un réchauffeur de conduites;
- i) une installation de stockage, de traitement, de gestion ou d'évacuation des déchets de chantier;
- j) une installation de traitement de gaz de pétrole liquéfiés;

- (l) a truck terminal;
- (m) an oil or gas field power generating station;
- (n) a flare system;
- (o) any other system of vessels and equipment designed to accommodate the production, injection, storage, treatment or disposal of well effluent products and by-products; and
- (p) any combination of the facilities enumerated in paragraphs (a) to (o).

(2) Field facilities for temporary use during a drilling operation, well operation or production operation may be exempted by the Chief Operations Officer from the requirements of paragraph 64(1)(e) of the Act when information respecting the facility is included in the application for the Well Licence or Well Operation Approval in accordance with the directions of the Chief Operations Officer.

Field facility names

23.(1) The Chief Operations Officer may, in accordance with this section, assign a name to a field facility.

(2) The length of a field facility name must not exceed 50 characters and spaces.

(3) The field facility name must clearly identify by name or approved abbreviation, or by number or letter,

- (a) the licensee;
- (b) the field name if the field facility is within a designated field, or an area name approved by the Chief Operations Officer if the field facility is outside a designated field; and
- (c) the site of the field facility by unit, section and grid area, in that order, indicated by letters and numbers separated by hyphens.

k) une station d'injection, de stockage, de traitement, de gestion ou d'évacuation d'eau;

l) un terminal pour camions;

m) une centrale électrique d'un champ pétrolier ou gazier;

n) un dispositif de torches;

o) tout autre système de récipients et de matériel servant à assurer la production, l'injection, le stockage, le traitement ou l'élimination des produits et des sous-produits des effluents de puits;

p) toute combinaison des éléments mentionnés ci-dessus.

(2) Le délégué aux opérations peut exempter des exigences de l'alinéa 64(1)e) de la Loi, une installation de champ de nature temporaire utilisée durant les travaux de forage, l'exploitation d'un puits, ou les activités de production, lorsque les renseignements relatifs à cette installation sont inclus dans la demande de licence de puits ou d'autorisation d'exploitation d'un puits, en conformité avec les directives du délégué aux opérations.

Noms des installations de champ

23.(1) Le délégué aux opérations peut, conformément aux dispositions du présent article, attribuer un nom à une installation de champ.

(2) Le nom d'une installation de champ ne peut contenir plus de 50 caractères, espaces compris.

(3) Le nom d'une installation de champ doit permettre de repérer clairement par son nom ou par une abréviation approuvée, ou encore par des lettres ou des chiffres :

- a) le titulaire de la licence;
- b) le nom du champ si l'installation de champ se trouve dans un champ désigné, ou un nom de zone approuvé par le délégué aux opérations si l'installation de champ se trouve à l'extérieur d'un champ désigné;
- c) l'emplacement de l'installation de champ au moyen de l'unité, de la section et du quadrillage en superficie, indiqués dans cet ordre précis, par

des lettres et des chiffres séparés par des traits d'union.

(4) The field facility name must not include any code numbers or any punctuation marks except the hyphens used in the numerical portion of the name referred to in paragraph (3)(c).

(5) In addition to the particulars required in subsection (3), a field facility name

(a) must describe the facility in terms of one or more of the categories enumerated in subsection 22(1); and

(b) may contain any other particulars agreed on by the applicant and the Chief Operations Officer.

(6) The Chief Operations Officer may assign a code number to each type of field facility for the purposes of the administration of these Regulations or any other regulations under the Act.

Plan of survey of site

24. Before the licensee undertakes the operation of a field facility, the licensee shall submit to the Chief Operations Officer for approval

(a) a plan of survey of the field facility site; and

(b) independent third party verification of the design and construction of the field facility.

Abandonment of field facility

25. No person shall abandon a field facility otherwise than in accordance with the Field Facility Licence for the field facility.

PART 4 DRILLING OPERATIONS, EQUIPMENT AND PROCEDURES

Assumed maximum formation pressure

26. For the purposes of this Part, when a well is being or has been drilled in a formation and the maximum

(4) Le nom de l'installation de champ ne doit comprendre ni numéros de code ni signes de ponctuation, à l'exception des traits d'union insérés dans la partie numérique du nom, visée à l'alinéa (3)c).

(5) En plus de satisfaire aux exigences particulières énoncées au paragraphe (3), le nom d'une installation de champ:

a) doit décrire l'installation selon l'un ou plusieurs des éléments énumérés au paragraphe 22(1);

b) peut comprendre d'autres précisions sur lesquelles sont d'accord le demandeur et le délégué aux opérations.

(6) Le délégué aux opérations peut attribuer un numéro de code à chaque sorte d'installation de champ pour les besoins d'administration du présent règlement ou de tout autre règlement établi en vertu de la Loi.

Plan d'arpentage

24. Avant d'entreprendre les travaux dans une installation de champ, le titulaire de licence doit remettre au délégué aux opérations, pour approbation:

a) un plan d'arpentage pour le chantier de l'installation de champ;

b) la confirmation indépendante du plan et de la construction de l'installation de champ par une tierce partie.

Abandon d'une installation de champ

25. Nul ne peut abandonner une installation de champ sans se conformer aux exigences énoncées dans la licence d'installation de champ délivrée pour l'installation en question.

PARTIE 4 TRAVAUX, MATÉRIEL ET PROCÉDES DE FORAGE

Pression maximale de formation présumée

26. Pour l'application de la présente partie, lorsqu'un puits a été foré ou est en voie d'être foré dans une

formation pressure is not known, the maximum formation pressure shall be assumed to be equal to or greater than the product of 11 kPa/m and the true vertical depth of the well in metres.

Variation of Part 4 requirements

27. The Chief Operations Officer may, in respect of a particular well, vary any of the requirements of this Part or exempt the licensee from compliance with any of the requirements of this Part pursuant to a request for the variation or exemption contained in the application for the Well Licence or at any time, if the Chief Operation Officer is satisfied that the variation or exemption is necessary or warranted in the circumstances.

Drilling near surface improvements

28.(1) No person shall drill a well within 100 metres from any surface improvement unless that person satisfies the Chief Operations Officer that

- (a) the formation to which the well is intended to be drilled cannot be adequately evaluated by drilling from a more distant surface location; and
- (b) the operation can be conducted without damage or threat to the surface improvement.

(2) When a well is to be drilled or re-entered within 5 km of a licensed airport, the applicant for the Well Licence shall advise the general manager of that airport of the proposed or actual surface location of the well not later than the date on which the application for the Well Licence is submitted.

(3) No well shall be drilled that may penetrate a mineral deposit when there are mining operations or when mining operations may be undertaken unless measures, satisfactory to the Chief Operations Officer, are taken to

- (a) protect the mineral deposits from damage or loss of value; or
- (b) prevent interference with the mining operation.

(4) No well shall be drilled unless the applicable hydrogen sulphide safety requirements of section 170 have been met.

formation et que la pression maximale de cette formation est inconnue, elle est présumée égale ou supérieure au produit de la profondeur du puits, mesurée à la verticale, en mètres par 11 kPa/m.

Modification des exigences

27. Le délégué aux opérations peut à l'égard d'un puits particulier, modifier toute exigence de la présente partie ou exempter le titulaire de la licence de se conformer à toute exigence de la présente partie, sur demande de modification ou d'exemption contenue dans la demande de licence ou en tout temps, s'il est d'avis que la modification ou l'exemption est nécessaire ou justifiée dans les circonstances.

Aménagements en surface

28.(1) Il est interdit de forer un puits à moins de cent mètres d'un aménagement réalisé en surface à moins de démontrer au délégué aux opérations :

- a) d'une part, que la formation ne peut être correctement évaluée par des travaux de forage effectués à partir d'un endroit plus éloigné à la surface du sol;
- b) d'autre part, que les travaux projetés peuvent être exécutés sans endommager les aménagements en surface ni les menacer.

(2) Si le forage d'un puits est projeté ou si une rentrée est effectuée à moins de cinq kilomètres d'un aéroport homologué, le demandeur de la licence de puits doit aviser le directeur général de cet aéroport de l'emplacement du puits existant ou projeté au plus tard à la date à laquelle il présente la demande de licence visant le puits en question.

(3) Aucun puits pouvant pénétrer un gisement minéral où des travaux miniers sont exécutés ou peuvent être exécutés ne doit être foré, sauf si des mesures préalablement approuvées par le délégué aux opérations sont prises pour :

- a) protéger les gisements minéraux contre tout dommage ou toute dépréciation;
- b) empêcher toute ingérence avec les travaux miniers.

(4) Aucun puits ne doit être foré si les exigences énoncées à l'article 170 relatives à la sécurité en matière d'hydrogène sulfuré ne sont pas satisfaites.

(5) The licensee shall ensure that the well does not flow uncontrolled during the drilling operation.

Standards for drilling rigs

29.(1) The minimum acceptable standards for a derrick, mast, draw-works, mud pumps and related equipment installed on a drilling rig are those standards that are equal or superior to the relevant specifications of the American Petroleum Institute or other standards provided for in the directions of the Chief Operations Officer.

(2) The derrick, mast, draw-works, mud pumps and related equipment of a drilling rig must be designed to operate safely and efficiently under the maximum load conditions anticipated during any drilling operation or well operation.

Drilling rig removal requirements

30. The licensee of a well must not remove or release a drilling rig from the well unless the well is completed, suspended or abandoned in accordance with these Regulations or permission is given by the Chief Operations Officer to do so.

Drilling fluid system

31.(1) The drilling fluid system, including the drilling fluid, the circulating system and the associated monitoring and maintenance equipment used during a drilling operation must be capable of

- (a) preventing the uncontrolled entry of formation fluids into the well-bore;
- (b) allowing proper well evaluation;
- (c) coping with all lithological, operational, pressure, temperature and other well conditions that may be encountered; and
- (d) removing excess drill solids, weighting material and formation fluids from the drilling fluid.

(2) The combined capacity of the drilling fluid tanks

(5) Le titulaire de licence doit veiller à ce que l'écoulement du puits soit contrôlé durant les travaux de forage.

Normes relatives aux appareils de forage

29.(1) Les normes minimales acceptables relatives au derrick, au mât de levage, au treuil principal, aux pompes à boue et au matériel connexe installés sur un appareil de forage sont au moins conformes aux normes pertinentes de l'*American Petroleum Institute* ou à toutes autres normes prescrites selon les directives du délégué aux opérations.

(2) Le derrick, le mât de levage, le treuil principal, les pompes à boue et le matériel connexe d'un appareil de forage doivent être conçus pour fonctionner efficacement et en toute sécurité dans les conditions de charge maximales prévues au cours du forage ou de l'exploitation du puits.

Exigences quant au déplacement d'un appareil de forage

30. Le titulaire d'une licence de puits ne doit démonter ni retirer aucun appareil de forage du puits à moins que ce puits ne soit achevé ou abandonné, soit provisoirement soit définitivement, conformément aux exigences du présent règlement ou que le délégué aux opérations n'ait donné son autorisation à cette fin.

Système de fluides de forage

31.(1) Le circuit du fluide de forage, y compris le fluide de forage lui-même, le système de circulation et l'équipement de surveillance et d'entretien connexe utilisés au cours des travaux de forage, doit être sélectionné de manière à :

- a) empêcher l'entrée intempestive des fluides de formation dans le trou de sonde;
- b) permettre une évaluation adéquate du puits;
- c) faire face aux différentes pressions et températures ainsi qu'aux conditions lithologiques, opérationnelles et autres pouvant se présenter pendant les travaux;
- d) débarrasser le fluide de forage de tout surplus de matières de forage solides, de charges et de fluides de formation.

(2) La capacité combinée des réservoirs de fluide de

of every drilling fluid system must be not less than the greater of

- (a) 120 m³; and
- (b) 50 % of the volume of the well-bore.

(3) During any drilling operation, the volume of active drilling fluid in the surface system of a well must not be less than 50% of the well bore capacity or 65 m³, whichever is the lesser.

(4) The licensee shall, in respect of a well,

- (a) have stored on the well site a reserve stock of weight and other drilling fluid material in an amount satisfactory to the Chief Operations Officer;
- (b) have suitable facilities for the rapid addition of the reserve stock to the drilling fluid system; and
- (c) ensure that sufficient quantities of fuel, drilling fluid materials, cement and other drilling consumables are stored on the well site to meet normal conditions and foreseeable emergency conditions.

(5) The equipment provided to monitor the drilling fluid of every drilling fluid system must include

- (a) a pit volume totalizer with a warning device to alert personnel of mud volume gains or losses;
- (b) a trip tank with measuring devices that accurately determines the mud volume used to fill the well-bore on trips;
- (c) a mud-return or full-hole indicator that monitors the relative drilling fluid returns and is accessible to the drill crew;
- (d) equipment to test the physical and chemical properties of the drilling fluid entering and leaving the well-bore, including density, viscosity, water loss, filter cake, salinity, pH, solids content and gel strengths; and
- (e) automatic gas and, when applicable, hydrogen sulphide detecting and recording devices that trip an automatic audio alarm to warn of any increase

forage de chaque circuit de fluide de forage doit être égale ou supérieure à la plus grande des valeurs suivantes :

- a) soit 120 m³;
- b) soit 50 % du volume total du trou de sonde.

(3) Au cours des travaux de forage, le volume de fluide de forage actif se trouvant dans l'installation de surface d'un puits ne peut être inférieur au moindre de 50 % de la capacité totale du trou de sonde ou de 65 m³.

(4) Le titulaire de licence doit, à l'égard de chaque puits :

- a) stocker à pied d'œuvre une réserve d'alourdisant et autre fluide de forage jugée suffisante par le délégué aux opérations;
- b) disposer d'installations appropriées pour l'injection rapide de la réserve dans le circuit de fluide de forage;
- c) veiller à ce que le chantier du puits de forage dispose de stocks suffisants de combustible, de fluide de forage, de ciment et d'autres matières consommables de forage pour répondre aux besoins en conditions normales et dans toute situation d'urgence prévisible.

(5) Le matériel prévu pour surveiller le fluide de forage de chaque circuit de fluide de forage doit comprendre :

- a) un indicateur de niveau de boue (PVT) muni d'un dispositif d'avertissement signalant à l'équipe les augmentations et les diminutions du niveau des boues dans les bassins;
- b) un bac de manœuvre muni d'instruments de mesure permettant de déterminer précisément la quantité de boue utilisée pour remplir le trou de sonde pendant les remontées et les redescentes de l'outil de forage;
- c) un indicateur de remplissage ou de retour de boue assurant la surveillance des remontées du fluide de forage et auquel l'équipe de forage a accès;
- d) le matériel servant à vérifier les propriétés chimiques et physiques du fluide de forage qui pénètre dans le trou de sonde et qui en sort, y compris la densité, la viscosité, la perte d'eau, le

in the gas or hydrogen sulphide content of the drilling fluid.

(6) The indicators and alarms required pursuant to subsection (5) must be strategically located on the drilling rig to alert any drilling supervisor or driller while at their normal stations.

(7) The licensee shall, in accordance with the directions of the Chief Operations Officer, provide a means of disposing of drilling fluid, drill cuttings and gas separated from the drilling fluid.

(8) When a mud-gas separator is to be used, it must be installed in accordance with section 1.3 of the Petroleum Industry Training Service's *Alberta Recommended Practices for Drilling Critical Sour Wells* to the extent they are not in conflict with or inconsistent with these Regulations.

Approved drilling fluid

32.(1) The type of drilling fluid used as a circulatory medium in the drilling of a well must be approved by the Chief Operations Officer.

(2) When air, inert gas or foam is approved for use as the circulatory medium for the drilling of a well, the licensee of the well shall install and maintain

(a) a rotating head, control head or rotating blowout preventer that has a pressure rating acceptable to the Chief Operations Officer and is capable of diverting the return air or inert gas flow to suitable separation equipment through a bleed-off line that is as straight as practicable and not less than 50 metres in length;

(b) a hydrogen sulphide monitor on the bleed-off line that continuously detects for hydrogen sulphide when formations that may contain hydrogen sulphide are being drilled; and

(c) a device to provide a continuous source of

cake de filtration, la salinité, le pH, la teneur en matières solides et la force du gel;

e) des dispositifs automatiques de détection, de mesure et d'enregistrement des gaz et, le cas échéant, d'hydrogène sulfuré qui déclenchent une alarme sonore automatique pour signaler toute augmentation de la teneur en gaz ou en hydrogène sulfuré du fluide de forage.

(6) Les indicateurs et les dispositifs d'alarme prescrits au paragraphe (5) doivent être installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de façon à alerter le chef foreur ou le foreur lorsqu'ils sont à leur poste ordinaire.

(7) Le titulaire de licence doit prévoir un mode d'élimination du fluide de forage, des déblais de forage et des gaz extraits du fluide de forage en conformité avec les directives du délégué aux opérations.

(8) Lorsqu'un séparateur gaz/boue est utilisé, il doit être installé conformément aux exigences énoncées à l'article 1.3 du document intitulé *Alberta Recommended Practices for Drilling Critical Sour Wells*, du "Petroleum Industry Training Service" dans la mesure où elles ne contreviennent pas aux normes et aux prescriptions du présent règlement.

Fluides de forage approuvés

32.(1) Le délégué aux opérations doit approuver la sorte de fluide de forage utilisé comme moyen circulatoire durant le forage d'un puits.

(2) Lorsque l'un ou l'autre de l'air, du gaz inerte ou de la mousse est approuvé comme moyen circulatoire durant le forage d'un puits, le titulaire de la licence de puits doit installer et entretenir:

a) une tête rotative, une tête de contrôle ou un obturateur anti-éruption rotatif ayant une pression nominale acceptable au délégué aux opérations, et qui est capable de dévier le débit de retour d'air ou de gaz inerte vers une installation de séparation convenable par le biais d'un tuyau de fuite aussi droit que possible et d'une longueur d'au moins 50 m;

b) lorsque des formations pouvant contenir de l'hydrogène sulfuré sont forées, un dispositif automatique de détection d'hydrogène sulfuré sur le tuyau de fuite;

ignition at the end of the bleed-off line.

(3) When air, inert gas or foam is approved for use in the circulatory system pursuant to subsection (1), the blowout prevention system and casing program must be designed to contain the maximum formation pressure that may be encountered.

(4) When air or inert gas drilling is finished, the rotating head must be removed and replaced with a split design flow nipple, unless the rotating head or packoff device is equipped with an upper flange connection suitable for the installation of auxiliary equipment.

Well classification during drilling operations

33.(1) For the purpose of drilling blowout prevention system requirements, a well is classified as

- (a) a class I well if the well does not have any surface casing set;
- (b) a class II well if the depth of the well is between the surface casing and 750 metres;
- (c) a class III well if the depth of the well is greater than 750 metres but less than or equal to 1,800 metres;
- (d) a class IV well if the depth of the well is greater than 1800 metres but less than or equal to 3,600 metres;
- (e) a class V well if the depth of the well is greater than 3600 metres but less than or equal to 6,000 metres; and
- (f) a class VI well if the depth of the well is greater than 6,000 metres.

(2) The minimum working pressure rating of the blowout prevention equipment for a drilling operation must be

- (a) equal to maximum formation pressure anticipated to be encountered before the installation of surface casing for a class I well;

c) un dispositif pour fournir une source continue d'allumage à l'extrémité du tuyau de fuite.

(3) Lorsque l'un ou l'autre de l'air, du gaz inerte ou de la mousse est approuvé comme moyen circulatoire en application du paragraphe (1), le système d'obturateurs anti-éruption et le programme de tubage doivent être conçus pour recevoir la pression maximale de formation pouvant se produire.

(4) Lorsque le forage à l'air ou au gaz inerte est terminé, on doit remplacer la tête rotative par une duse de fond à clapet à mi-étages, à moins que la tête rotative ou le dispositif de régulation de débit soit muni d'un bride de raccordement supérieure qui convient au raccordement du matériel auxiliaire.

Classification des puits durant le forage

33.(1) Pour l'application des exigences portant sur les systèmes d'obturateurs anti-éruption de forage, les puits sont classifiés de la façon suivante :

- a) un puits est de classe I s'il n'a pas de tubage de surface;
- b) un puits est de classe II s'il s'étend entre le tubage de surface et 750 mètres de profondeur;
- c) un puits est de classe III s'il s'étend entre 750 et 1 800 mètres de profondeur;
- d) un puits est de classe IV s'il s'étend entre 1 800 et 3 600 mètres de profondeur;
- e) un puits est de classe V s'il s'étend entre 3 600 et 6 000 mètres de profondeur;
- f) un puits est de classe VI s'il est d'une profondeur supérieure à 6 000 mètres.

(2) La capacité de pression de marche minimale pour le matériel d'obturateurs anti-éruption de forage doit être :

- a) égale à la pression de formation maximale prévue avant la mise en place du tubage de surface pour un puits de classe I;
- b) de 14 MPa pour un puits de classe II ou III;

- (b) 14 MPa for a class II or III well;
- (c) 21 MPa for a class IV well;
- (d) 34 MPa for a class V well; and
- (e) 69 MPa for a class VI well.

(3) The Chief Operations Officer may vary the blowout prevention equipment requirements for a well as described in Schedule D or the classification of a well described in this section, either pursuant to a request contained in the application for the Well Licence or at any time if the Chief Operations Officer considers it necessary to do so.

Well control equipment generally

34.(1) The licensee of a well shall ensure that all well control equipment for a drilling operation and the surface equipment necessary for formation flow testing

- (a) are installed in such a manner that they can properly fulfil their respective functions;
- (b) are tested on installation and periodically thereafter in accordance with sections 46 to 48, 61 and 62;
- (c) have sufficient structural strength to withstand normal loading conditions associated with drilling and related operations; and
- (d) are designed to operate under all climatic conditions that may reasonably be anticipated to occur during the drilling operations.

(2) Lighting must be adequate to ensure complete visibility of the well control equipment.

(3) The licensee shall ensure that

- (a) current information on the status of the well, including the mud density; and
- (b) detailed procedures for controlling a kick,

are displayed in a conspicuous place in the doghouse or at the driller's station.

- c) de 21 MPa pour un puits de classe IV;
- d) de 34 MPa pour un puits de classe V;
- e) de 69 MPa pour un puits de classe VI.

(3) Le délégué aux opérations peut modifier les exigences pour le modèle d'obturateur anti-éruption décrit à l'annexe D ou la classification d'un puits visé dans le présent article, soit sur demande jointe à une demande de licence de puits ou à tout moment où il le considère nécessaire.

Matériel de contrôle d'un puits

34.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce que tout le matériel de contrôle du puits pendant les travaux de forage et le matériel de surface nécessaire aux essais d'écoulement de formation :

- a) soient mis en place de manière qu'ils puissent remplir correctement leur fonction;
- b) soient soumis à une épreuve au moment de leur mise en place et périodiquement par après, conformément aux dispositions des articles 46 à 48, 61 et 62;
- c) possèdent une résistance structurale suffisante pour résister aux conditions de chargement normales associées aux travaux de forage et aux travaux connexes;
- d) soient conçus pour fonctionner dans toutes les conditions météorologiques prévisibles durant les travaux de forage.

(2) L'éclairage doit permettre de voir clairement tout matériel de contrôle du puits.

(3) Le titulaire de licence doit veiller à ce que soient affichées bien en évidence dans l'abri de chantier ou au poste du chef foreur :

- a) l'information à jour concernant l'état du puits, y compris la densité de la boue de forage;
- b) la marche à suivre détaillée pour maîtriser un accouplement de pression.

Blowout prevention systems generally

35.(1) The licensee of a well shall ensure that the blowout prevention system is installed and maintained at all times so that it is

(a) adequate to shut off any flow at the wellhead whether or not any type of tool or equipment is being used in the well bore; and

(b) designed to permit the maintenance, retrieval and replacement of any major component of the system while maintaining well control.

(2) The licensee shall ensure that

(a) blowout preventers are not used for any function except well control; and

(b) qualified personnel are present to supervise on-site assembly of the blowout preventers and to provide advice respecting the assembly.

(3) The owner of blowout prevention equipment for a well shall maintain records pertaining to equipment material certification, testing, repair and maintenance and ensure that the records are available at the well site for review by the licensee and the Chief Operations Officer.

(4) If the records required under subsection (3) are not available, the blowout prevention equipment must be recertified prior to use and the recertification must be acceptable to the licensee and the Chief Operations Officer.

(5) When hydraulic control lines are used to activate a blowout prevention system, the lines must be fire-resistant.

(6) Every blowout prevention system must be equipped with elastomers that are compatible with the drilling fluid being used.

Blowout prevention requirements for drilling

36.(1) The licensee of a well shall ensure that

(a) when drilling operations are carried out below the conductor pipe, conductor casing or permafrost casing of the well, a diverter or blowout prevention system is installed on the wellhead; and

Systèmes d'obturateurs anti-éruption

35.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit assurer la mise en place et l'entretien régulier du système d'obturateurs anti-éruption afin qu'il soit :

a) suffisant pour interrompre le débit à la tête du puits, qu'on emploie ou non un outil ou du matériel dans le trou de sonde;

b) conçu pour permettre l'entretien, le retrait et le remplacement de tous ses éléments principaux sans perte de contrôle du puits.

(2) Le titulaire de licence doit veiller à ce que :

a) les obturateurs servent exclusivement au contrôle du puits;

b) un personnel qualifié soit sur place pour superviser l'assemblage des obturateurs à pied d'œuvre et fournir des conseils à leur sujet.

(3) Les fournisseurs d'obturateurs anti-éruptions doivent tenir à jour les rapports d'homologation, d'essai, de réparation et d'entretien de leurs produits, et veiller à ce que ces documents soient disponibles pour fins de consultation par le titulaire de licence et le délégué aux opérations sur le chantier du puits.

(4) Tout obturateur anti-éruptions pour lequel les documents exigés au paragraphe (3) ne sont pas disponibles doit être homologué de nouveau avant son emploi, à la satisfaction du titulaire de licence et du délégué aux opérations.

(5) Les flexibles de commande hydrauliques du bloc d'obturation doivent être à l'épreuve du feu.

(6) Tout système d'obturateurs anti-éruption doit être muni d'élastomères qui sont compatibles avec le fluide de forage utilisé.

Exigences de prévention des éruptions lors du forage

36.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce que soit mis en place sur la tête du puits :

a) un dispositif de détournement d'éruption ou un système d'obturateurs anti-éruption, lorsque les travaux de forage se déroulent au-dessous du tuyau guide, du tubage initial ou du tubage de pergélisol;

(b) when drilling operations are carried out below the surface casing of the well, a blowout prevention system is installed on the wellhead.

(2) A blowout prevention system installed pursuant to subsection (1) must

(a) have a rated working pressure that is at least equal to the minimum working pressure rating provided for in subsection 33(2); and

(b) consist of

(i) blowout prevention equipment designed in accordance with Schedule D,

(ii) a control system,

(iii) an accumulator system and nitrogen recharging system,

(iv) a working spool,

(v) a hydraulically-controlled remote valve,

(vi) a kill line,

(vii) a pressure relief line,

(viii) a choke manifold,

(ix) safety valves and stabbing valves, and

(x) a flare line and flare tank.

(3) Despite paragraph (2)(a), the pressure rating of any annular-type blowout preventer must be greater than 50% of the maximum anticipated formation pressure but need not exceed 35 MPa.

(4) A hydraulically-operated blowout preventer must be capable of being activated from the drilling rig floor and from one other physical location remote from the wellhead.

(5) The licensee shall ensure that all ram-type preventers that are not equipped with automatic ram locking devices have hand wheels installed on them or

b) un système d'obturateur anti-éruption, lorsque le forage se déroule au-dessous du tubage de surface.

(2) Le système d'obturateur anti-éruption mis en place conformément au paragraphe (1) doit :

a) avoir une pression de marche nominale égale ou supérieure à la pression de marche minimale précisée au paragraphe 33(2);

b) être formé :

(i) d'un obturateur anti-éruption conçu conformément aux exigences de l'annexe D,

(ii) d'un dispositif de commande,

(iii) d'un système d'accumulateur et d'un dispositif de recharge à l'azote,

(iv) d'une bride d'ancrage en état de fonctionnement,

(v) d'un robinet à télécommande hydraulique,

(vi) d'une conduite de neutralisation,

(vii) d'une conduite de détente de pression,

(viii) d'un manifold d'engorgement,

(ix) de vannes de sécurité et de vannes d'intervention d'urgence,

(x) d'une ligne et d'un réservoir ou fosse de brûlage.

(3) Malgré l'alinéa (2)a), la pression nominale de tous les obturateurs de type annulaire doit être supérieure à 50 % de la pression maximale de formation prévue, mais n'a pas à dépasser 35 MPa.

(4) Un obturateur à opération hydraulique doit pouvoir être activé à partir du plancher de forage et à partir d'un autre endroit éloigné de la tête de puits.

(5) Le titulaire de licence doit veiller à ce que tous les obturateurs à mâchoires non munis de dispositifs de blocage soient munis de volants de manoeuvre ou

have hand wheels readily accessible for installation.

Control system

37. A control system referred to in subparagraph 36(2)(b)(ii) must consist of

- (a) a control panel whose functions are clearly identified on it and in full view and within easy access of the driller's station;
- (b) a second control panel located in a readily accessible physical location that is remote from the drill floor and at least 20 metres from the wellhead and at which the panel is protected from the flow of the well;
- (c) a secondary control system and a secondary source of operating power capable of activating the blowout preventers in case the primary control system or primary power source fails; and
- (d) equipment that is capable of
 - (i) closing any ram-type preventer within 30 seconds of activation,
 - (ii) closing any annular-type blowout preventer within 45 seconds of activation; and
 - (iii) opening the hydraulically-controlled remote valve.

Accumulator and recharging system

38.(1) An accumulator system referred to in subparagraph 36(2)(b)(iii) must

- (a) be located in a readily accessible and protected area at least 20 metres from the drill floor;
- (b) have sufficient usable fluid, with a safety factor of 1.5, to close an annular-type preventer, close, open and re-close one ram-type preventer and open the hydraulically controlled remote valve in one continuous sequence, while retaining a pressure of 8,400 kPa on the accumulator system with the recharge pump off during drilling operations;
- (c) be connected to the blowout preventer and the hydraulic valve with lines of working pressure equal to the working pressure of the accumulator,

facilement disponibles pour y être mis en place.

Dispositif de commande

37. Le dispositif de commande mentionné au sous-alinéa 36(2)b)(ii) doit comporter :

- a) un panneau de commande dont les éléments sont clairement identifiés, parfaitement visibles et facilement accessibles du poste du foreur;
- b) un deuxième panneau de commande situé à un endroit facilement accessible et protégé du débit du puits, à l'extérieur du plancher de forage et à au moins vingt mètres de la tête de puits;
- c) un dispositif de commande secondaire ayant sa propre source d'alimentation en énergie et pouvant activer le bloc d'obturation en cas de défaillance du dispositif de commande principal ou de la source d'alimentation de celui-ci;
- d) un dispositif de commande capable :
 - (i) de fermer tous les obturateurs à mâchoires en moins de trente secondes,
 - (ii) de fermer tous les obturateurs de type annulaire en moins de 45 secondes;
 - (iii) d'ouvrir le robinet à télécommande hydraulique.

Accumulateur et dispositif de recharge

38.(1) Le système d'accumulateur mentionné au sous-alinéa 36(2)b)(iii) doit :

- a) être situé à un endroit facilement accessible et protégé se trouvant à au moins vingt mètres du plancher de forage;
- b) comporter une réserve de fluide suffisante, assortie d'un facteur de sécurité de 1,5, pour fermer un obturateur de type annulaire, fermer, ouvrir et refermer un obturateur à mâchoires et ouvrir le robinet à télécommande hydraulique en une séquence ininterrompue, tout en maintenant une pression de 8 400 kPa sur l'accumulateur avec la pompe de recharge arrêtée, durant les travaux de forage;
- c) être raccordé à l'obturateur anti-éruption et au

with any line located under the substructure of the rig made of steel or sheathed with approved fire-resistant sleeving;

(d) be recharged by an automatic pressure-controlled pump that is capable of recovering in not more than five minutes any drop in the pressure of the accumulator resulting from the operation of the hydraulic valve and full closure of the annular blowout preventer; and

(e) be capable of closing any ram-type blowout preventer in not more than 30 seconds and any annular-type blowout preventer in not more than 90 seconds, using only the accumulator.

(2) A nitrogen recharging system installed pursuant to subparagraph 36(2)(b)(iii) must

(a) be capable of opening the hydraulic valve and closing the annular-type blowout preventer and one ram-type blowout preventer; and

(b) be under a pressure of not less than 12,500 kPa.

Working spools

39. A working spool referred to in subparagraph 36(2)(b)(iv) must include

(a) outlets with full-opening gate valves to serve as primary control;

(b) a kill side with a primary valve and a check valve;

(c) a bleed-off side with a primary and a secondary (backup) valve; and

(d) valves with a working pressure rating equal to or greater than the blowout preventers.

Kill lines and pressure relief lines

40.(1) A kill line and a pressure relief line referred to in subparagraphs 36(2)(b)(vi) and (vii) respectively must

robinet à télécommande hydraulique par des lignes de pression de marche égale à la pression de marche de l'accumulateur, les lignes situées sous l'infrastructure de l'appareil de forage étant faites d'acier ou gainées de matériel résistant au feu approuvé;

d) être rechargé par une pompe automatique à pression capable de récupérer en moins de cinq minutes, toute chute de pression dans l'accumulateur résultant de l'utilisation du robinet hydraulique et de la fermeture totale de l'obturateur annulaire;

e) être en mesure de fermer tous les types d'obturbateurs à mâchoires en moins de 30 secondes et tous les types d'obturbateurs annulaires en moins de 90 secondes, en utilisant seulement l'accumulateur.

(2) Le dispositif de recharge à l'azote mis en place conformément au sous-alinéa 36(2)(b)(iii) doit :

a) être capable d'ouvrir la vanne hydraulique et de fermer l'obturateur annulaire et un obturbateur à mâchoires;

b) supporter une pression d'au moins 12 500 kPa.

Brides d'encrage

39. La bride d'encrage mentionnée au sous-alinéa 36(2)(b)(iv) doit comprendre :

a) des sorties avec vannes à passage direct intégrales pour le contrôle primaire;

b) un côté pour injection muni d'une vanne principale et d'un clapet de retenue ou de non-retour;

c) un côté pour fuite muni d'une vanne principale et d'une vanne secondaire d'appoint;

d) des vannes dont la pression de marche nominale est égale ou supérieure à celle des obturbateurs anti-éruption.

Conduites de neutralisation et conduites de détente de pression

40.(1) Les conduites de neutralisation ou de détente de pression mentionnées aux sous-alinéas 36(2)(b)(vi) et

- (a) be securely tied down;
- (b) have a rated working pressure equal to or greater than the pressure rating of the blowout preventers; and
- (c) be constructed of steel or flexible hose, and in the case of flexible hose must be
 - (i) flanged with factory-installed connections,
 - (ii) fire-resistant,
 - (iii) of no smaller internal diameter than related equipment,
 - (iv) shop inspected and shop pressure-tested every three years,
 - (v) marked so that the manufacturer can be readily determined, and
 - (vi) straight or with bends having a radius no less than the manufacturer's specified minimum bending radius.

(2) The licensee shall ensure that

- (a) the maximum allowable casing pressure for the appropriate mud weight is posted near the remotely operated choke; and
- (b) all kill lines and pressure relief lines are designed so that there is a minimum number of changes in the direction of flow and, when an abrupt change is necessary, the change is protected against erosion.

Choke manifold

41.(1) A choke manifold referred to in subparagraph 36(2)(b)(viii) must have a rated working pressure equal to or greater than the pressure rating of the blowout preventers.

(2) The inside diameter of all lines and valves comprising the choke manifold must be nominal 75 mm.

(vii) doivent :

- a) être bien ancrées;
- b) avoir une pression de marche nominale au moins égale à celle des obturateurs anti-éruptions;
- c) être fabriquées d'acier ou de tube flexible et dans le cas d'un tube flexible :
 - (i) être bridées par des raccords préinstallés en usine,
 - (ii) être à l'épreuve du feu,
 - (iii) avoir un diamètre intérieur au moins égal au diamètre intérieur du matériel auquel elles sont raccordées,
 - (iv) être inspectées et éprouvées à pression en atelier tous les trois ans,
 - (v) afficher clairement la marque du fabricant,
 - (vi) être droites ou courbées avec un rayon au moins égal au rayon minimal de courbe suggéré par le fabricant.

(2) Le titulaire de licence doit veiller à ce que :

- a) la pression de tubage maximale admissible compte tenu de la masse volumique de la boue injectée soit affichée à proximité de la duse télécommandée;
- b) toutes les conduites de neutralisation ou de détente de pression aient un tracé le plus rectiligne possible et que les coudes prononcés, s'il y en a, comportent une protection adéquate contre l'usure par frottement.

Manifold d'engorgement

41.(1) Le manifold d'engorgement mentionné au sous-alinéa 36(2)(b)(viii) doit avoir une pression de marche nominale égale ou supérieure à celle des obturateurs anti-éruption.

(2) Le diamètre intérieur de toutes les conduites et vannes formant le manifold d'engorgement doit être de 75 mm.

(3) The flow from a well must be capable of being directed through the main flow line and two or more secondary lines of the choke manifold and each secondary line must be equipped with an adjustable choke or, in the case of class III to VI wells, one remotely-operated choke and one adjustable choke.

(4) The choke manifold must

(a) be equipped with at least two pressure gauges, if the calibration range is divided into a maximum of 250 kPa increments, one of which reads drill pipe pressure and the other which reads casing pressure; and

(b) have installed a sufficient number of outlets to measure the pressure under any selection of flow routes.

(5) The licensee shall ensure that during all operations gauges sufficient in number to fit all gauge outlets on the choke manifold are available for immediate installation.

(6) The choke manifold must be protected against freezing.

(7) A choke manifold in an enclosed area must be located at least 25 metres from the wellhead and the enclosed area must be properly ventilated, heated and illuminated and have at least two exits.

(8) The licensee shall ensure that the maximum allowable casing pressure for the appropriate mud weight is posted near the remotely operated choke and on the rig floor.

Safety valves and stabbing valves

42.(1) Valves referred to in subparagraph 36(2)(b)(ix) must comply with the following

(a) a safety valve must be installed in the drill string immediately above and below the kelly;

(b) in the case of a top drive drilling system, a lower and an upper safety valve, both having manual access, must be installed; and

(c) there must be available on every drill floor

(3) Le fluide sortant du puits doit pouvoir passer par la conduite principale et deux ou plusieurs conduites secondaires du manifold d'engorgement et chaque conduite secondaire de celui-ci doit être munie d'une duse réglable ou, dans le cas d'un puits de classe III à VI, d'une duse télécommandée et d'une duse réglable.

(4) Le manifold d'engorgement doit être muni :

a) d'au moins deux manomètres gradués par tranches maximales de 250 kPa, le premier pour la mesure de la pression dans la tige de forage et l'autre pour la mesure de la pression dans le tubage;

b) d'un nombre suffisant de sorties pour permettre de mesurer la pression selon n'importe lequel des tracés d'écoulement choisis.

(5) Le titulaire de licence doit veiller à ce qu'on dispose en tout temps d'un nombre suffisant de manomètres pour équiper toutes les sorties de pression du manifold d'engorgement.

(6) Le manifold d'engorgement doit être protégé contre le gel.

(7) Les manifolds d'engorgement placés dans un espace clos doivent être à une distance d'au moins 25 mètres de la tête de puits et l'espace clos doit être ventilé, chauffé et éclairé de façon adéquate et comporter au moins deux issues.

(8) Le titulaire de licence doit veiller à ce que la pression maximale admissible du tubage compte tenu de la masse volumique de la boue injectée soit affichée à proximité de la duse télécommandée et sur le plancher de forage.

Vannes de sécurité et vannes d'intervention d'urgence

42.(1) Les vannes mentionnées au sous-alinéa 36(2)b)(ix) doivent être conformes aux exigences suivantes:

a) une vanne de sécurité doit être posée dans le train de forage immédiatement au-dessous et au-dessus de la tige d'entraînement;

b) dans le cas d'un appareil de forage à entraînement par le haut, deux vannes, soit une inférieure et une supérieure, manœuvrables à la main, doivent être mises en place;

(i) a full-opening drill string stabbing valve to fit each type of connection in the drill string or bottom hole assembly with a readily available closing key, and

(ii) a suitable inside blowout preventer valve.

(2) A stabbing valve referred to in subparagraph (1)(c)(i) must

(a) have a pressure rating equal to or greater than the pressure rating of the blowout preventers;

(b) not be used as a working valve; and

(c) be stored in an area immediately accessible to the well bore, left in the open position, and kept clean, properly maintained, ice-free and ready for use.

Flare lines and flare tanks

43.(1) A flare line referred to in subparagraph 36(2)(b)(x) and any other line downstream of the choke manifold referred to in section 41 must have an inside diameter not less than the inside diameter of the largest line in the choke manifold.

(2) A flare tank referred to in subparagraph 36(2)(b)(x) must be on the well site and located at least 50 metres from the well bore.

(3) A flare line for a well must

(a) extend from the choke manifold to the flare tank;

(b) be designed to prevent the accumulation of any fluid within the line;

(c) be properly installed and anchored; and

(d) when sour gas is known or expected to be produced, be equipped with a flare stack designed in accordance with section 128.

c) on doit disposer, sur chaque plancher de forage :

(i) d'une vanne d'intervention d'urgence de train de forage à passage direct adaptée à chaque type de raccordement du train de forage ou du matériel de fond munie d'une clé de fermeture rapidement et facilement utilisable,

(ii) d'une vanne anti-éruption intérieure convenable.

(2) La vanne d'intervention d'urgence visée au sous-alinéa (1)(c)(i) doit être conforme aux exigences suivantes :

a) elle doit avoir une pression nominale égale ou supérieure à celle des obturateurs anti-éruptions;

b) elle ne doit pas servir de vanne de manœuvre;

c) elle doit être rangée en position ouverte, propre, bien entretenue, exempte de glace et prête à utiliser, dans un endroit immédiatement accessible depuis le trou de sonde.

Conduites de torche

43.(1) La ligne de brûlage visée au sous-alinéa 36(2)(b)(x) et toute autre conduite en aval du manifold d'engorgement visé à l'article 41 doit avoir un diamètre intérieur au moins égal à celui de la plus grosse conduite du manifold d'engorgement.

(2) Le réservoir ou fosse de brûlage mentionné au sous-alinéa 36(2)(b)(x) doit être situé sur le chantier du puits à au moins 50 mètres du trou de sonde.

(3) Une ligne de brûlage pour un puits doit rencontrer les exigences suivantes :

a) relier le manifold d'engorgement au réservoir ou à la fosse de brûlage du puits;

b) être conçue pour y prévenir toute accumulation de fluide;

c) être mise en place et ancrée de façon convenable;

d) lorsqu'il est prévu qu'il y aura production de gaz acide, comporter une colonne de brûlage

conçue en conformité avec les dispositions de l'article 128.

Equipment for sour wells

44. Blowout preventers used on sour wells must conform to the following requirements in addition to the requirements of sections 34 to 43

(a) all internal metallic blowout preventer components which may be exposed to effluent containing sour gas must be certified as being manufactured from materials meeting the requirements of the National Association of Corrosion Engineers;

(b) flanged blowout preventer working spools with two flanged side outlets are required on wells designated by the Chief Operations Officer as critical sour wells;

(c) a stabbing valve must be a National Association of Corrosion Engineers rated

full-opening valve with the proper threads to mate to the completion string thread in use.

(d) a sour service separator/flare stack system, including appropriate manifolding, must be used to process sour well effluent; and

(e) the heat source for the sour service separator/flare stack system must be suitable for the electrical area classification in which it is used.

Blowout preventers when running casing

45.(1) The licensee shall ensure, when running casing into a well on which a ram-type blowout preventer is installed, that the preventer is fitted with rams to fit the casing.

(2) Casing may be run into a well for which the ram-type preventer does not match the casing run if

(a) a joint of drill pipe that fits the ram-type preventer has proper crossovers installed for the casing being run and a method for picking up the joint for quick installation to such casing is provided; and

Matériel pour puits corrosifs

44. Les obturateurs anti-éruption équipant les puits corrosifs doivent satisfaire, en plus des exigences énumérées aux articles 34 à 43, aux exigences suivantes :

a) tous les éléments internes métalliques des obturateurs susceptibles d'entrer en contact avec l'effluent contenant du gaz acide doivent être en matériau certifié conforme aux exigences de la National Association of Corrosion Engineers;

b) les puits désignés puits corrosifs critiques par le délégué aux opérations doivent être équipés de manchettes de raccordement de manoeuvre double-bridées à deux sorties latérales sur le bloc d'obturation;

c) la vanne d'intervention d'urgence doit être du type à passage intégral et homologuée par la *National Association of Corrosion Engineers* et elle doit comporter un filetage adapté à celui des tiges d'achèvement utilisées;

d) un ensemble colonne de brûlage/séparateur idoine au gaz acide, muni d'un manifold convenable, doit servir au traitement des effluents de puits corrosifs;

e) la source de chaleur pour l'ensemble colonne de brûlage/séparateur idoine au gaz acide doit être adaptée à la classe d'emplacement de matériel électrique où elle est utilisée.

Obturateurs anti-éruption requis à la pose de tubage

45.(1) Lors de la pose de tubage dans un puits, le titulaire de licence doit veiller à ce que, si un obturateur à mâchoires est mis en place, celui-ci soit muni de mâchoires adaptées au diamètre du tubage.

(2) Il est permis de poser un tubage dans un puits dont l'obturateur à mâchoires n'est pas adapté au diamètre du tubage posé si l'on dispose :

a) d'un joint de train de forage adapté à l'obturateur à mâchoires et comportant une réduction au diamètre du tubage à poser et d'une méthode rapide de pose du joint sur ce tubage;

(b) a stabbing valve with key is readily available for installation.

b) d'une vanne d'intervention d'urgence à clé immédiatement accessible pour la mise en place sur le tubage.

Blowout prevention tests generally

46.(1) The licensee of a well shall ensure that whenever a blowout preventer is installed on the well,

(a) there is satisfactory proof of the certification of the blowout preventer and of the date of the certification;

(b) the estimated finished drilling date in the application for the Well Licence will occur before the end of the three-year period following the date of the blowout preventer's last certification;

(c) the blowout preventer is fully assembled, pressure-tested and function-tested before being installed on the well; and

(d) the blowout preventer is visually inspected before or after being installed on the well to confirm that

(i) it is in good working order, and

(ii) the annular and ram block rubbers for the preventer are in good condition.

(2) For the purposes of this section,

(a) a new blowout preventer is certified when its manufacturer has issued a certificate stating that it has been made and tested in accordance with the manufacturer's specifications and showing the date on which the certificate was issued; and

(b) a previously used blowout preventer is certified when

(i) it has been shop-serviced, overhauled and tested in accordance with the manufacturer's specifications, and

(ii) the person responsible for doing the work has issued a certificate to that effect showing the date on which the certificate was issued.

Essais des obturateurs

46.(1) Au moment de la mise en place d'un obturateur anti-éruption sur un puits, le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce :

a) qu'il y ait preuve satisfaisante de la certification de l'obturateur et de la date de celle-ci;

b) que la date de fin de forage prévue dans la demande de licence de puits se produira dans les trois ans de la date de la dernière certification de l'obturateur;

c) que l'obturateur soit complètement assemblé et mis à l'épreuve sous pression et qu'il fasse l'objet d'essais avant sa mise en place sur le puits;

d) que l'obturateur fasse l'objet d'un contrôle visuel avant ou après qu'il soit mis en place sur le puits, afin de confirmer:

(i) qu'il est en bon état de fonctionnement,

(ii) que les garnitures élastomères annulaires et celles des mâchoires des obturateurs sont en bon état.

(2) Pour l'application du présent article:

a) un nouvel obturateur anti-éruption est dit certifié lorsque son fabricant a délivré un certificat attestant qu'il a été fabriqué et a fait l'objet d'essais en conformité avec les instructions du fabricant, et indiquant la date de délivrance du certificat;

b) Un obturateur anti-éruption usagé est dit certifié:

(i) lorsqu'il a été réparé et remis en état en atelier et qu'il a fait l'objet d'essais en conformité avec les instructions du fabricant,

(ii) lorsque la personne responsable de la remise en état a délivré un certificat d'attestation indiquant la date de délivrance du certificat.

(3) The licensee of a well shall ensure that a blowout preventer installed on the well is removed from the well within three years after the date of its last certification.

(4) The licensee shall ensure that

(a) all blowout preventer tests referred to in paragraph (1)(c) are witnessed by representatives of the licensee and the drilling contractor; and

(b) all blowout prevention equipment tests and drills referred to in sections 47, 48 and 49 are recorded on the tour sheets for the well.

Pressure tests of blowout prevention equipment

47.(1) When pressure-testing any blowout preventer, choke manifold, kill line, pressure relief line or casing seal assembly as required by these Regulations, the licensee shall ensure that

(a) a low viscosity fluid is used;

(b) prior to each pressure test, personnel on the site are alerted by an oral announcement of the pressure test; and

(c) there is used for each test

(i) a test pressure of 1,500 kPa, and

(ii) a test pressure equal to that prescribed for a casing pressure test in paragraph 61(2)(a), except in the case of an annular preventer, in which case the test pressure must be equal to 50% of the rated working pressure of the preventer or the pressure prescribed under paragraph 61(2)(a), whichever is the lesser, with the preventer test being made with the annular preventer closed on the drill pipe being used.

(2) The licensee shall ensure that

(a) the equipment referred to in subsection (1) is pressure-tested

(i) after installation,

(3) Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce qu'un obturateur anti-éruption mis en place sur le puits en soit retiré dans les trois ans de sa dernière certification.

(4) Le titulaire de licence doit veiller à ce que:

a) tous les essais des obturateurs mentionnés à l'alinéa (1)c) se déroulent en présence des représentants du titulaire de licence et de l'entrepreneur en forage;

b) toutes les épreuves, les essais et les exercices mentionnés aux articles 47, 48 et 49 menés sur le bloc d'obturation soient archivés sur les rapports de forage pour le puits.

Épreuves de pression sur le matériel d'obturation

47.(1) Le titulaire de licence doit veiller à ce que les épreuves sous pression des obturateurs, des manifolds d'engorgement, des conduites de neutralisation et de détente de pression, ou des joints d'étanchéité du tubage réalisées conformément aux exigences du présent règlement se fassent :

a) avec un fluide de faible viscosité;

b) après l'annonce verbale au personnel du chantier, de la conduite imminente d'épreuves de pression;

c) aux deux pressions d'épreuve ci-dessous :

(i) une pression de 1 500 kPa,

(ii) une pression d'épreuve égale à celle prescrite à l'alinéa 61(2)a) à l'égard des tubages, sauf dans le cas d'un obturateur annulaire pour lequel la pression d'épreuve doit être égale à la moindre des deux valeurs suivantes : 50 % de la pression de marche nominale de l'obturateur ou la pression déterminée selon l'alinéa 61(2)a), l'épreuve devant être menée avec l'obturateur fermé sur la tige de forage utilisée.

(2) Le titulaire de licence doit veiller à ce que

a) le matériel mentionné au paragraphe (1) soit éprouvé sous pression :

(i) après sa mise en place,

- (ii) before drilling out any casing string,
- (iii) before the start of a formation flow test or a series of tests,
- (iv) following repairs that require disconnecting a pressure seal in the wellhead or blowout preventer stack, or when any component of the blowout preventer is disassembled (e.g., opening of ram gates), and
- (v) not less than once every 14 operational days;

(b) appropriate remedial measures are undertaken immediately when the blowout preventers fail to meet pressure test requirements or operate as designed; and

(c) blowout preventers are not removed from the wellhead unless the well is adequately secured with an appropriate barrier.

(3) Despite paragraph (2)(a), the licensee need not pressure-test shear rams in a blowout preventer stack if there is a separate set of blind rams in the same stack.

Function tests of equipment

48. The licensee of a well shall ensure that

(a) subject to paragraph (b), all blowout preventers, except those with blind rams, are actuated once each day that operations are carried out if

- (i) the drill string is out of the well bore, or
- (ii) the drill bit is within the casing;

(b) when the drill string referred to in paragraph (a) is not out of the hole and the drill bit is not within the casing, all major components of the blowout prevention system, except the blind rams, are actuated at least once every three days that well operations are carried out;

(c) the blind rams are actuated at least once each

(ii) avant le reforage d'une colonne de tubage,

(iii) avant le début d'un essai d'écoulement de formation ou d'une série d'essais,

(iv) à la suite de toute réparation ayant nécessité le démontage d'un joint d'étanchéité de la tête de puits ou de l'obturateur anti-éruption ou lorsqu'un de ses éléments a été démonté, par exemple les vannes de manœuvre des mâchoires,

(v) au moins une fois tous les quatorze jours en cours d'opérations de forage;

b) des mesures correctives appropriées soient prises immédiatement à l'égard de tout obturateur qui a échoué à l'épreuve de pression ou qui ne fonctionne pas comme prévu;

c) les obturateurs ne soient jamais enlevés de la tête de puits sans qu'une autre barrière convenable ait été mise en place.

(3) Malgré l'alinéa (2)a), il n'est pas nécessaire que le titulaire de licence soumette à une épreuve de pression les mâchoires coupe-tige d'un bloc d'obturation lorsque ce bloc comprend un jeu distinct de mâchoires à fermeture totale.

Vérification du fonctionnement du matériel

48. Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce que :

a) sous réserve de l'alinéa b), tous les obturateurs anti-éruption, sauf ceux avec mâchoires à fermeture totale, soient actionnés une fois par jour pendant le forage dans les situations suivantes :

- (i) le train de forage est sorti du trou de sonde,
- (ii) le trépan est à l'intérieur du tubage;

b) lorsque le train de forage mentionné à l'alinéa a) n'est pas sorti du trou ou que le trépan ne se trouve pas à l'intérieur du tubage, tous les éléments principaux du bloc d'obturation, sauf les mâchoires à fermeture totale, soient actionnés au

time the drill string is removed from the well bore;

(d) auxiliary equipment that may be used for well control, including the cementing equipment and lines, bulk tanks, choke manifold, degasser, inside drill pipe blowout preventer and mud mixing systems, is available and maintained for instant use;

(e) all firefighting and safety equipment required by these Regulations is inspected once each month to confirm that the equipment is serviceable and in its proper physical location; and

(f) all safety cables attached to the kelly hose, tongs, weight indicator or other suspended equipment are inspected, properly secured and serviceable.

moins une fois tous les trois jours en cours de l'exploitation du puits;

c) les mâchoires à fermeture totale soient actionnées au moins une fois lorsque le train de forage est retiré du trou de sonde;

d) le matériel accessoire pouvant être utilisé pour le contrôle du puits, y compris le matériel et les conduites de cimentation, les réservoirs de stockage, le manifold d'engorgement, le dégazeur, la vanne anti-éruption intérieure et les installations de malaxage des boues, soit bien entretenu et disponible en tout temps;

e) tout le matériel de sécurité et de lutte contre les incendies exigé par le présent règlement soit inspecté une fois par mois afin de confirmer qu'il est en bon état de fonctionnement et placé à l'endroit approprié;

f) tous les câbles de sécurité attachés au flexible d'injection, aux clés, au peson ou à tout autre matériel suspendu soient inspectés, bien ancrés et en bon état de fonctionnement.

Blowout prevention drills

49. The licensee shall ensure that, when practical, blowout prevention drills and flow check drills are performed by each drill crew daily while the licensee is engaged in a drilling operation.

Casing design generally

50.(1) Any casing to be used in a well must be new pipe or, subject to subsection (2), reconditioned pipe.

(2) Reconditioned pipe must not be used as casing unless it has been inspected by a method directed or approved by the Chief Operations Officer and has been found to have adequate strength for its intended purpose.

(3) The casing to be installed on any well must be designed to withstand burst, collapse, tension, bending, buckling or other stresses that are known to exist or that may reasonably be expected to exist.

(4) The selection of any casing installed in a well must be based on the performance properties listed in the

Exercices de prévention d'éruption

49. Le titulaire de licence doit veiller à ce que, dans la mesure du possible, chaque équipe de forage exécute tous les jours un exercice de prévention d'éruption et de vérification du régime d'écoulement, pendant toute la durée des travaux de forage.

Conception du tubage

50.(1) Les tubes utilisés pour le tubage d'un puits doivent être neufs ou, sous réserve du paragraphe (2), reconditionnés.

(2) Aucun tube reconditionné ne peut être utilisé pour le tubage d'un puits à moins d'avoir été inspecté selon une méthode reconnue ou approuvée par le délégué aux opérations, et avoir été certifié comme ayant la résistance voulue pour l'application prévue.

(3) Les tubages destinés à être mis en place dans un puits doivent être conçus pour résister aux charges d'éclatement, d'écrasement, de traction, de pliage, de flambage et autres charges existantes ou que l'on peut raisonnablement prévoir.

(4) Le choix des tubages à mettre en place dans un puits doit se faire en fonction des paramètres de résistance

American Petroleum Institute's *Bulletin on Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe* (API Bulletin 5C2) or on any other standard provided for in the directions of the Chief Operations Officer.

(5) The minimum design factors used in the design of well casings must be

- (a) for surface casing burst, a burst pressure in kilopascals equal to five times the setting depth of the next casing string in metres;
- (b) 1.0 for burst, for conductor casing, intermediate casing, production casing and liners;
- (c) 1.0 for collapse; and
- (d) 1.6 for tension.

(6) The licence shall ensure that all casing and tubing used in a well are designed

- (a) to permit the installation of artificial lift equipment whenever there is reason to believe that artificial lift equipment might be required in order to maintain flow rates and increase ultimate recovery from the pool;
- (b) to ensure the structural integrity of the casing and tubing;
- (c) with respect to sour wells, to meet the requirements of sour service equipment; and
- (d) to ensure that any forces that could result from injection of fluids into the annulus or from any other phenomena will not result in stresses that exceed the design stress limits of the casing.

Casing design and burst pressures

51. Subject to subsection 32(3), the casing installed in a well must be designed to withstand burst pressures using the following assumptions

- (a) the maximum internal pressure in the

figurant dans le bulletin intitulé *Bulletin on Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe*, (API 5C2), publié par l'American Petroleum Institute, ou de toute autre norme approuvée par le délégué aux opérations.

(5) Les coefficients de sécurité minimums à utiliser dans la conception des tubages de puits doivent être :

- a) pour le tubage de surface, d'une pression d'éclatement en kilopascals, égale à cinq fois la profondeur de pose en mètres de la prochaine colonne de tubage;
- b) de 1,0 pour la pression d'éclatement du tubage initial, de la colonne technique, de la colonne de production et des tubages partiels;
- c) de 1,0 pour la pression d'écrasement;
- d) de 1,6 pour la traction.

(6) Le titulaire de licence doit veiller à ce que le tubage et les tubes mis en place dans le puits soient conçus :

- a) pour permettre la mise en place de matériel d'ascension artificielle dans tous les cas où son emploi peut être nécessaire afin de maintenir les débits et accroître la récupération totale du gisement;
- b) pour résister aux conditions susceptibles d'avoir un effet préjudiciable sur leur intégrité structurale;
- c) en ce qui concerne les puits corrosifs, pour qu'ils soient en conformité avec les exigences du matériel idoine au gaz acide;
- d) pour faire en sorte que toute force résultant de l'injection de fluides dans l'espace annulaire ou de tout autre phénomène n'engendrera pas des contraintes supérieures à la limite de résistance du tubage.

Conception du tubage et résistance à l'éclatement

51. Sous réserve du paragraphe 32(3), la résistance à l'éclatement du tubage mis en place dans un puits doit être calculée en fonction des hypothèses suivantes :

- a) la pression intérieure maximale dans le tubage

conductor casing and surface casing is 22 kPa/m of depth to which it is run;

(b) the maximum internal pressure in intermediate casing, production casing and liners is 11 kPa/m of depth to which it is run, with no allowance for external pressure.

Casing design and collapse loading

52.(1) The casing to be installed on any well must be designed to withstand collapse loading based on the following assumptions

(a) the hydrostatic head of the drilling fluid in which the casing is run acts on the exterior of the casing at any given depth;

(b) the conductor or permafrost casing and surface casing is completely empty;

(c) the intermediate casing and other protective casing is at least 50% empty; and

(d) the casing used for production purposes is completely empty.

(2) For the purpose of subsection (1), the effect of axial stresses on collapse resistance shall be taken into account and determined in accordance with the American Petroleum Institute's *Bulletin on Formulas and Calculations for Casing, Tubing, Drill Pipe and Line Pipe Properties* (API Bulletin 5C3).

Casing design and tensile loading

53. Well casing must be designed to withstand tensile loading based on the following assumptions

(a) the weight of the casing is its weight in air; and

(b) the tensile strength of the casing is the yield strength of the casing wall or of the joint, whichever is the lesser.

Casing liners

54. When casing liners are used in lieu of full casing strings, the casing liner and the casing to which it is attached must together meet the relevant design criteria set

initial et le tubage de surface est de 22 kPa/m de profondeur atteinte;

b) la pression intérieure maximale dans la colonne technique, la colonne de production et le tubage partiel est de 11 kPa/m de profondeur atteinte, sans prendre en compte la pression externe.

Conception du tubage et résistance à l'écrasement

52.(1) La résistance à l'écrasement du tubage mis en place dans un puits doit être calculée en fonction des hypothèses suivantes :

a) la pression hydrostatique du fluide de forage agit sur l'extérieur du tubage à toutes les profondeurs;

b) le tubage initial ou le tubage de pergélisol et le tubage de surface sont totalement vides;

c) la colonne technique et tout autre tubage de protection sont au moins à moitié vides;

d) la colonne de production est totalement vide.

(2) Pour l'application du paragraphe (1), il faut prendre en compte l'effet des efforts axiaux sur la résistance à l'écrasement. Ceux-ci sont calculés conformément au document intitulé *Bulletin on Formulas and Calculations for Casing, Tubing, Drill Pipe and Line Pipe Properties* (API 5C3) de la American Petroleum Institute.

Conception du tubage et résistance à la traction

53. La résistance à la traction du tubage dans un puits doit être calculée en fonction des hypothèses suivantes :

a) le poids du tubage est son poids dans l'air;

b) la résistance à la traction du tubage est la moindre de la limite d'élasticité de la paroi du tubage ou de son joint.

Tubages partiels

54. Lorsque des tubages partiels sont utilisés plutôt que des colonnes de tubage complètes, le tubage partiel ainsi que le tubage auquel il est rattaché doivent ensemble

out in sections 50 to 53.

Casing program requirements

55.(1) When normal pressure conditions exist and permafrost is absent or is present in consolidated formations, the casing program must include

(a) conductor pipe or conductor casing, or both, set to a minimum depth of 20 metres to ensure the return of drilling fluids while drilling to the next casing setting depth;

(b) surface casing set in a competent formation to a depth of

(i) not less than 150 metres; and

(ii) not more than four times the setting depth of the conductor pipe or casing or 500 metres, whichever is greater; and

(c) surface casing and intermediate casing set as required to protect the well against anticipated pressures or difficult well bore conditions to

(i) ensure that at least 25% of the well bore is cased at all times while drilling below the previously set casing, and

(ii) justify the casing set depth based on geological, engineering and pressure data which meets the relevant casing design criteria set out in sections 50 to 53.

(2) When normal pressure conditions exist and permafrost is known or believed to exist in unconsolidated formations, the casing program must, in respect of an exploratory well, include

(a) conductor pipe or conductor casing set in accordance with paragraph (1)(a);

(b) permafrost casing set to a depth of 150 metres below ground level when permafrost occurs to a depth greater than 150 metres;

(c) surface casing that is at least 100 metres but not more than 300 metres below the base of the

répondre aux critères de conception applicables énoncés aux articles 50 à 53.

Exigences du programme de tubage

55.(1) Dans des conditions normales de pression et en l'absence de pergélisol ou en présence de pergélisol consolidé, le programme de tubage doit prévoir :

a) la mise en place d'un tuyau guide et d'un tubage initial ou l'un ou l'autre de ceux-ci, à une profondeur minimale de vingt mètres afin d'assurer le retour du fluide de forage pendant le forage à la profondeur de pose du tubage suivant;

b) la mise en place d'un tubage de surface dans une formation compétente à une profondeur:

(i) ni inférieure à 150 m;

(ii) ni supérieure à la plus élevée des deux valeurs suivantes : quatre fois la profondeur du tuyau guide ou 500 m;

c) la mise en place d'un tubage de surface et d'une colonne technique adaptés pour protéger le puits contre les pressions prévues ou des conditions difficiles de forage de façon à :

(i) assurer qu'au moins 25 % du trou de sonde soit tubé pendant les travaux de forage sous le tubage déjà en place,

(ii) confirmer que la profondeur de mise en place du tubage est fondée sur des données géologiques, techniques et de pression répondant aux critères de conception applicables énoncés aux articles 50 à 53.

(2) Dans des conditions normales de pression et en présence confirmée ou soupçonnée de pergélisol non consolidé, le programme de tubage doit prévoir dans le cas d'un puits d'exploration :

a) la mise en place d'un tuyau guide ou d'un tubage initial en conformité avec l'alinéa (1)a);

b) la mise en place d'un tubage de pergélisol à une profondeur de 150 m sous le niveau du sol lorsque le pergélisol s'étend à une profondeur supérieure à 150 m;

c) la mise en place d'un tubage de surface à une

permafrost when permafrost occurs to a depth greater than 150 metres or that is set in accordance with paragraph (1)(b) if permafrost occurs to a depth of less than 150 metres; and

(d) intermediate casing set in accordance with paragraph (1)(c).

Protection of permafrost

56. When conductor pipe is installed in permafrost, the annulus surrounding the conductor pipe must be insulated or refrigerated to minimize, to the greatest extent practicable, any deterioration of the ground surface due to thermal disturbance of the permafrost.

Cementation as well control

57.(1) The licensee shall ensure that

(a) the cementation of casing and casing liners is carried out in accordance with the program specified in the conditions of the Well Licence;

(b) if practicable, fluid returns are visually observed during all cementation operations; and

(c) the cement rise in the annulus, based on observations made under paragraph (b) and on the design data, is calculated and is recorded.

(2) The licensee shall ensure that when permafrost casing is used, the annulus of the surface casing is sealed at the surface and suitable devices are fitted to monitor and relieve any pressure that may accumulate under the seal.

Cement volume

58.(1) The volume of cement slurry used for the cementation of any casing must be at least 30 % greater than the estimated annular volume to be filled unless that estimate is based on a reliable caliper log in which case the volume must be at least 10 % greater than the estimated annular volume.

(2) If there are indications during or after the

profondeur s'étendant entre cent mètres et 300 m sous la base du pergélisol lorsque celui-ci s'étend à une profondeur supérieure à 150 m ou selon les dispositions de l'alinéa (1)b) si le pergélisol s'étend à moins de 150 m de profondeur;

d) la mise en place d'une colonne technique selon les dispositions de l'alinéa (1)c).

Protection contre le pergélisol

56. Lorsqu'un tuyau guide est posé dans le pergélisol, l'espace annulaire autour de ce tuyau doit être isolé ou réfrigéré afin de prévenir le plus possible, la détérioration du sol en surface par la perturbation thermique du pergélisol.

Cimentation du tubage comme contrôle du puits

57.(1) Le titulaire de licence doit veiller à ce que les conditions suivantes soient respectées :

a) la cimentation du tubage et du tubage partiel est réalisée conformément au programme indiqué dans la licence de puits;

b) les retours de fluide sont dans la mesure du possible surveillés de visu durant tous les travaux de cimentation;

c) la cote de la remontée du ciment dans l'espace annulaire, observée aux termes de l'alinéa b) et selon les données de fabrication, est calculée à partir des coordonnées de forage et consignée.

(2) Lorsqu'un tubage de pergélisol est utilisé, le titulaire de licence doit veiller à ce que l'espace annulaire autour du tubage de surface soit obturé en surface et que soient posés des dispositifs convenables de mesure et de neutralisation de la pression qui risquerait de s'accumuler sous l'obturation.

Volume du ciment

58.(1) Le volume de lait de ciment utilisé pour la cimentation d'un tubage doit être d'au moins 30 % supérieur au volume estimé de l'espace annulaire à remplir, à moins que ce volume ait été déterminé selon une diagraphie de diamétrage fiable, auquel cas le volume injecté doit être d'au moins 10 % supérieur au volume de l'espace annulaire.

(2) S'il constate au cours des travaux de cimentation

completion of cementation that the casing is not properly cemented, the licensee shall determine the effectiveness of the cement in the annulus and ensure that any necessary remedial action is taken.

Cementing of casing strings

59.(1) The slurry ratios, volumes and additives of the cement to be used and the procedure to be followed in the cementing of casing strings in a well must be designed to

- (a) prevent the movement of formation fluids in the casing-formation annuli or casing-casing annuli;
- (b) provide support for the casing; and
- (c) retard corrosion of the casing.

(2) The conductor casing and permafrost casing must be cemented, if practicable, from the shoe of the casing to the surface of the well.

(3) Surface casing must be cemented to the surface of the well or to a depth that is not less than 25 metres above the base of any previous casing string.

(4) Intermediate casing must be cemented with sufficient cement to

- (a) isolate all formations containing oil, gas or potable water;
- (b) isolate abnormally pressured intervals from normally pressured intervals;
- (c) rise to a minimum of 300 metres above the casing shoe or 150 metres above the base of the permafrost; and
- (d) if practicable, rise to a minimum of 25 metres above the shoe of the previous casing.

(5) Production casing must be cemented with sufficient cement to

- (a) isolate all formations containing oil, gas or water to a minimum of 60 metres above those formations;
- (b) isolate abnormally-pressured intervals from normally-pressured intervals; and

ou à l'achèvement de ceux-ci que le tubage n'est pas cimenté comme il se doit, le titulaire de licence doit vérifier les propriétés du ciment en place dans l'espace annulaire et prendre toute mesure corrective qui s'impose.

Cimentation des colonnes de tubage

59.(1) La composition, le volume et les additifs du lait de ciment utilisé et la technique de cimentation des colonnes de tubage adoptée doivent être conçus pour :

- a) empêcher la remontée des fluides de par l'annulaire entre le tubage et le trou ou l'annulaire inter tubes;
- b) fournir un soutien pour le tubage;
- c) retarder la corrosion du tubage.

(2) Le tubage initial et le tubage de pergélisol doivent être cimentés, si possible, à partir du sabot de tubage jusqu'à la surface du puits.

(3) Le tubage de surface doit être cimenté jusqu'à la surface du puits ou au moins à une profondeur de 25 mètres au-dessus de la base du tubage précédent.

(4) Le tubage de la colonne technique doit être cimenté suffisamment pour :

- a) isoler toutes les formations renfermant du pétrole, du gaz ou de l'eau potable;
- b) isoler les couches à pression anormale des couches à pression normale;
- c) s'élever à au moins 300 m au-dessus du sabot de tubage ou 150 m au-dessus de la base du pergélisol;
- d) dans la mesure du possible, s'élever à au moins 25 m au-dessus du sabot du tubage précédent.

(5) Le tubage de la colonne de production doit être cimenté avec suffisamment de ciment pour :

- a) isoler toutes les formations renfermant du pétrole, du gaz ou de l'eau à une profondeur minimale de 60 m au-dessus de ces formations;
- b) isoler les couches à pression anormale des couches à pression normale;

(c) ensure that any forces that could result from injection of fluids into the annulus or from any other phenomena will not result in stresses that exceed the design stress limits of the casing.

(6) If practicable, every casing liner must be cemented for its full length.

Waiting on cement time

60. The licensee shall ensure that the cement attains a minimum compressive strength of 3,500 kPa before the resumption of drilling after cementation of any casing, with the waiting time to attain that strength being no less than 12 hours.

Pressure tests of casing

61.(1) The licensee shall ensure that casing is pressure-tested

- (a) after installation and prior to drilling out plugs, floats, stage equipment or casing shoes;
- (b) immediately after any remedial cementing;
- (c) at least once every 1,000 rotating hours or more frequently
 - (i) when industry standards require, or
 - (ii) when casing wear is detected; and
- (d) immediately prior to perforating or using the casing for purposes of formation flow testing.

(2) The licensee shall ensure that

- (a) surface casing, intermediate casing and intermediate liners are pressure-tested to a surface pressure that is equal to or greater than the least of
 - (i) the rated working pressure of the blowout preventers,
 - (ii) 40 % of the maximum formation

c) faire en sorte que toute force résultant de l'injection de fluides dans l'espace annulaire ou de tout autre phénomène n'engendrera pas des contraintes supérieures à la résistance nominale limite du tubage.

(6) Si possible, tout tubage partiel doit être cimenté sur toute sa longueur.

Prise du ciment

60. Après la cimentation d'un tubage, le titulaire de licence doit veiller à ce que le ciment atteigne une résistance à la compression d'au moins 3 500 kPa avant la reprise du forage et la période d'attente pour le laisser atteindre cette résistance ne soit en aucun cas inférieure à douze heures.

Essais sous pression du tubage

61.(1) Le titulaire de licence doit veiller à ce que le tubage soit vérifié sous pression :

- a) après sa mise en place et avant le reforage des bouchons, flotteurs, matériel d'étage ou sabots de tubage;
- b) immédiatement après toute cimentation de reprise;
- c) au moins une fois toutes les mille heures de rotation ou plus fréquemment :
 - (i) soit lorsque les normes industrielles axées sur la sécurité l'exigent,
 - (ii) soit lorsqu'on constate une usure excessive du tubage;
- d) immédiatement avant de perforer le tubage ou de l'utiliser à des fins d'essai d'écoulement de formation.

(2) Le titulaire de licence doit veiller à ce que les conditions suivantes soient respectées :

- a) le tubage de surface, le tubage de la colonne technique et les tubages partiels intermédiaires soient vérifiés sous une pression de surface égale ou supérieure à la moindre de :
 - (i) la pression de marche nominale des obturateurs anti-éruption,

pressure anticipated during the next phase of the operation, and

(iii) the calculated formation fracture pressure at the casing shoe; and

(b) production casing and production liners are tested to a surface pressure that is equal to the maximum formation pressure.

(3) For any casing pressure test to be satisfactory, the test pressure prescribed in subsection (2) shall be maintained for five minutes with no pressure decline or 15 minutes with a pressure decline of less than 5% of the test pressure.

(4) The licensee shall notify the Minister when excessive casing wear is suspected and shall conduct a pressure test on the request of the Chief Operations Officer.

(5) When a casing string does not hold the required pressure throughout its length, the Chief Operations Officer may direct that

(a) drilling or testing operations be suspended;

(b) drilling be terminated at a particular depth; or

(c) precautions or remedial measures be taken before drilling or testing operations are continued.

Formation flow testing equipment

62.(1) Any equipment used in a formation flow test must have the capacity to

(a) reverse circulate the test string;

(b) conduct the flow from the well through the surface control valve to a surface choke manifold; and

(c) treat, store, burn or otherwise dispose of the fluids produced during the testing operation.

(2) The rated working pressure of formation flow test

(ii) 40 % de la pression maximale de formation prévue durant la phase suivante des travaux,

(iii) la pression calculée de fracturation de la formation au niveau du sabot de tubage;

b) le tubage de la colonne de production et les tubes crépinés soient vérifiés sous une pression de surface égale à la pression maximale de formation.

(3) Une épreuve de pression de tubage est jugée réussie lorsque la pression d'épreuve prescrite au paragraphe (2) est maintenue intégralement pendant cinq minutes ou avec une baisse de moins de 5 % pendant quinze minutes.

(4) Le titulaire de licence doit informer le ministre dès qu'il soupçonne une usure excessive du tubage et doit soumettre celui-ci à une épreuve de pression sur demande du délégué aux opérations.

(5) Lorsque la colonne de tubage ne maintient pas la pression prescrite sur toute sa longueur, le délégué aux opérations peut exiger que, selon le cas :

a) le forage ou les essais soient abandonnés provisoirement;

b) le forage soit arrêté à une profondeur donnée;

c) des précautions ou des mesures correctives soient prises avant de poursuivre le forage ou les essais.

Matériel pour essais d'écoulement de formation

62.(1) Il faut que le matériel utilisé dans les essais d'écoulement de formation puisse :

a) inverser la circulation de fluides dans le train de tiges d'essai;

b) diriger l'écoulement du puits vers un manifold d'engorgement en surface en passant par la vanne de contrôle de surface;

c) traiter, stocker, brûler ou éliminer d'une autre façon les fluides produits au cours de l'essai.

(2) La pression de marche nominale du matériel pour

equipment and related equipment must be equal to or greater than the maximum anticipated shut-in formation pressure.

(3) The formation flow test equipment referred to in subsection (1) must include a downhole safety valve that permits closure of the test string above the packer.

Formation leak-off test

63.(1) The licensee shall conduct a formation leak-off test in the well bore to determine the fracture integrity of the formation prior to drilling more than 10 metres below the shoe of any casing other than the conductor casing.

(2) The test referred to in subsection (1) must test the formation to a pressure at which the formation begins to accept fluid prior to the point of fracturing.

(3) When the test is made on an exploratory well and shows that the formation leak-off gradient is less than 15 kPa/m, the licensee shall notify the Minister of the gradient by the end of the day following the day on which the test is completed and must not proceed with the drilling operation until oral approval has been given by the Chief Operations Officer.

Monitoring of drilling

64.(1) The licensee shall ensure that

(a) the rate of the penetration of the formations through which the well is drilled is recorded continuously while drilling or coring by an automatic device located on the drill floor;

(b) the drilling fluid and the drilling fluid system are maintained and operated in such a manner as to prevent formation fluids entering or leaving the well bore except under controlled conditions;

(c) drilling ceases and remedial measures are undertaken immediately when the hydrostatic head of the drilling fluid fails to overbalance the formation fluid pressure, except when drilling in an underbalanced condition has been approved by the Chief Operations Officer; and

(d) except while drilling the well bore for the conductor casing,

(i) drilling ceases immediately when lost

les essais d'écoulement de formation ainsi que du matériel connexe doit être égale ou supérieure à la pression statique maximale prévue de la formation fermée.

(3) Le matériel pour les essais d'écoulement de formation visé au paragraphe (1) doit comprendre une vanne de sécurité de fond qui permet la fermeture du train de tiges d'essai au-dessus de la garniture d'étanchéité.

Essai de pression de fuite

63.(1) Le titulaire de licence doit mener un essai de pression de fuite dans le trou de sonde afin de déterminer la résistance à la fracturation de la formation avant de forer à une profondeur de plus de dix mètres au-dessous du sabot de tout tubage autre que le tubage initial.

(2) L'essai mentionné au paragraphe (1) doit soumettre la formation à une pression d'admission de fluide dans la formation antérieur au point de fracturation.

(3) Lorsque la pression de fuite dans la formation traversée par un puits d'exploration est inférieure à quinze kilopascals par mètre, le titulaire de licence doit signaler la valeur mesurée au ministre avant la fin de la journée qui suit celle où l'essai a été mené, et ne doit pas poursuivre les travaux de forage avant que le délégué aux opérations ne lui en donne l'autorisation verbale.

Contrôle du forage

64.(1) Le titulaire de licence doit veiller à ce que les conditions suivantes soient respectées :

a) la vitesse de pénétration des formations traversées par un puits est enregistrée en continu en cours de forage ou de carottage par un dispositif automatique situé sur le plancher de forage;

b) le système de circulation du fluide de forage est entretenu et réglé pour que le fluide de forage empêche les fluides de formation d'entrer dans le trou de sonde ou d'en sortir, sauf en conditions contrôlées;

c) le forage est interrompu et des mesures correctives sont prises dès que la pression hydrostatique du fluide de forage ne suffit plus à contenir la pression des fluides de formation, sauf lorsque le délégué aux opérations a autorisé le forage en dépression;

d) sauf au moment du forage du trou de sonde

circulation occurs to the extent that the well bore cannot be kept full of drilling fluid, and

(ii) drilling is not resumed until adequate circulation has been regained or until approval has been obtained from the Chief Operations Officer.

(2) The fluid content and the characteristics of the lithology of the formations being drilled must be continuously monitored during any exploratory drilling and the monitoring techniques must be such that the pressure transition zone between normally and abnormally pressured formations can be detected.

(3) The licensee shall, when a pressure transition zone is detected,

- (a) cease drilling;
- (b) attempt to verify the presence of the zone; and
- (c) take such measures as are necessary to control the anticipated pressures before drilling is resumed.

(4) When, on the basis of seismic or other data and of the results observed during the drilling of the well, the existence of an over-pressured zone is indicated to be within the next 100 metres of drilling, the Chief Operations Officer may, in the interest of safety, prescribe the rate of penetration for further drilling.

(5) During tripping and except as provided under subsection (3), the licensee shall ensure that the well is filled with a volume of drilling fluid equivalent to the volume of drill pipe removed after every fifth stand of drill pipe is withdrawn or the volume of drill collars after every stand of drill collars is withdrawn, as the case requires.

(6) A record of the theoretical and actual fill-up volumes of trips must be kept on the well site during the drilling operation.

Directional and deviation surveys

65.(1) The licensee of a well shall ensure that deviation surveys are taken at intervals not exceeding 150

pour la mise en place du tubage initial:

(i) le forage est immédiatement interrompu lorsque la perte de circulation est telle que le trou de sonde ne peut être tenu rempli de fluide de forage,

(ii) le forage n'est relancé qu'au rétablissement d'une circulation appropriée ou après autorisation expresse du délégué aux opérations.

(2) Le contenu fluide et les caractéristiques lithologiques des formations forées doivent être constamment surveillés au cours d'un forage d'exploration et les techniques de surveillance doivent permettre la détection de la zone de transition entre une couche à pression normale et une couche à pression anormale.

(3) Le titulaire de licence doit, à la détection d'une zone de transition :

- a) interrompre le forage;
- b) chercher à confirmer la présence de cette zone;
- c) prendre les mesures nécessaires pour contenir les pressions prévues avant de reprendre le forage.

(4) Lorsque les données sismiques ou autres et le résultat des observations en cours de forage d'un puits indiquent l'existence d'une zone de surpression dans les cent prochains mètres à forer, le délégué aux opérations peut, par mesure de sécurité, imposer la vitesse de pénétration du trépan à adopter pour la suite des travaux.

(5) Durant la descente et la remontée des tiges et sous réserve du paragraphe (3), le titulaire de licence doit veiller à ce que le puits soit rempli d'un volume de fluide de forage équivalent au volume de tiges de forage retirées, après le retrait soit de chaque ensemble de cinq longueurs de tiges de forage, soit de chaque longueur de masses-tiges.

(6) Un registre de tous les volumes de remplissage théoriques et réels de manœuvre doit être tenu sur le chantier du puits pour la durée des travaux de forage.

Etudes de déviation et de direction

65.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce que les études de déviation soient réalisées à intervalles

metres or at the intervals referred to in the conditions of the Well Licence.

(2) Directional surveys must be taken at sufficiently frequent intervals during the drilling of a vertical well to permit the location of any point in the well bore to be calculated within 15 metres of its actual location.

(3) Except in the case of a relief well, the licensee shall ensure that a well is drilled in such a manner that it does not intersect an existing well.

(4) The Chief Operations Officer may refuse to approve a directional survey program for a deviated or horizontal well unless the Chief Operations Officer is satisfied that the program will enable the location of any point in the well bore to be calculated.

(5) On request of the Chief Operations Officer, the licensee shall ensure that a deviation survey is taken prior to installing a casing string in the well or before placing the well on production.

PART 5 ELECTRICAL EQUIPMENT

Definitions for Part 5

66. In this Part,

“*Canadian Electrical Code*” means the Canadian Electrical Code published by the Standards Council of Canada; « *Code canadien de l’électricité* »

“*Code for Electrical Installations at Oil and Gas Facilities (Alberta)*” means the *Code for Electrical Installations at Oil and Gas Facilities* published by the Safety Codes Council (Alberta). « *Code for Electrical Installations at Oil and Gas Facilities (Alberta)* »

Electrical installations for drilling and well operations

67.(1) All electrical installations for wells and field facilities, including those for drilling operations and well operations, must comply with the requirements of the *Canadian Electrical Code* and the *Code for Electrical Installations at Oil and Gas Facilities (Alberta)*.

ne dépassant pas 150 m ou à celles indiquées comme condition de la licence de puits.

(2) Dans le forage d’un puits vertical, les mesures directionnelles doivent être réalisées à intervalles suffisamment rapprochés afin de permettre de situer à quinze mètres près de son emplacement réel, un point quelconque du trou de sonde.

(3) Sauf dans le cas d’un puits d’intervention, le titulaire de licence doit veiller à ce que le puits soit foré de manière à ne jamais entrecouper un puits existant.

(4) Le délégué aux opérations peut refuser d’approuver un programme de mesures directionnelles touchant un puits dévié ou horizontal à moins qu’il soit d’avis qu’un tel programme permettra le calcul de l’emplacement de quelconque point du trou de sonde.

(5) À la demande du délégué aux opérations, le titulaire de licence doit faire en sorte qu’une étude de déviation soit menée avant la mise en place d’une colonne de tubage dans le puits ou la mise en production du puits.

PARTIE 5 MATÉRIEL ÉLECTRIQUE

Définitions

66. Les définitions qui suivent s’appliquent à la présente partie.

« *Code canadien de l’électricité* » Désigne le *Code canadien de l’électricité* publié par le Conseil canadien des normes. “*Canadian Electrical Code*”

« *Code for Electrical Installations at Oil and Gas Facilities (Alberta)* » Désigne le *Code for Electrical Installations at Oil and Gas Facilities (Alberta)* publié par le Safety Codes Council de l’Alberta. “*Code for Electrical Installations at Oil and Gas Facilities (Alberta)*”

Installations électriques pour travaux de forage ou exploitation d’un puits

67.(1) Les installations électriques d’un puits ou d’une installation de champ, y compris celles utilisées pour les travaux de forage ou l’exploitation d’un puits, doivent être conformes aux exigences du *Code canadien de l’électricité* et du document intitulé *Code for Electrical Installations at Oil and Gas Facilities (Alberta)*.

(2) Hazardous location classifications for wells and field facilities, including those for drilling operations and well operations, are the classifications prescribed by or pursuant to the *Canadian Electrical Code* and the *Code for Electrical Installations at Oil and Gas Facilities* (Alberta).

(3) Electrical generators must not be placed within 25 metres of any source of ignitable vapours.

(4) Motors and motor controls which are provided with positive pressure air or inert gas purge systems are exempt from subsection (3).

(5) Purged traction motors must be protected against entry of any spray of water into the motor.

(6) Every positive pressure purge system must comply with the *Canadian Electrical Code* and must

(a) be constructed to prevent escape of molten metal particles or sparks;

(b) be provided with a positive pressure of at least 2.54 centimetres of water;

(c) accommodate a mechanical, pneumatic or electric alarm system that is audible or visible or both to announce the failure of purge pressure within the system;

(d) if the purge pressure alarm system is electric, bear evidence of meeting the minimum standards for hazardous locations as approved by a qualified testing agency accredited by the Standards Council of Canada and accepted by the chief electrical inspector of the Government;

(e) be constructed to prevent the external surfaces of purged enclosures or motors and the purge egress from exceeding 200° C; and

(f) if the system uses air purge, include an air drying system as part of the purge system and have its compressor intake located in an area other than a hazardous location.

(2) Les classifications d'emplacements dangereux pour les puits et installations de champ, y compris celles pour les travaux de forage ou l'exploitation d'un puits, sont celles indiquées dans le *Code canadien de l'électricité* et le document intitulé *Code for Electrical Installations at Oil and Gas Facilities* (Alberta), ou se font selon ces classifications.

(3) Les générateurs électrogènes ne doivent pas être placés à moins de 25 m d'une source de gaz inflammables.

(4) Les moteurs et les commandes de moteurs comportant un système de balayage ou de vidange automatique à surpression d'air ou de gaz inerte ne sont pas assujettis aux dispositions du paragraphe (3).

(5) Les moteurs de traction ayant été purgés de leur pression doivent être protégés contre toute introduction d'eau sous pression.

(6) Tout système de balayage ou de vidange automatique à surpression doit être conforme aux exigences du *Code canadien de l'électricité*, et doit :

a) être conçus pour empêcher toute fuite de particules métalliques en fusion ou d'étincelles;

b) être muni d'une surpression d'au moins 2,54 centimètres de colonne d'eau;

c) comporter une alarme à commande mécanique, pneumatique ou électrique sonore et visuelle, ou l'un ou l'autre, servant à signaler toute chute de pression de balayage ou de vidange automatique à l'intérieur du système;

d) s'il est doté d'un système d'alarme électrique, porter le sceau d'approbation d'un organisme d'essai reconnu par le Conseil des normes du Canada et accepté par l'inspecteur en chef du gouvernement, prouvant qu'il répond aux normes minimales relatives aux emplacements dangereux;

e) être conçu pour empêcher que la température des parois extérieures des enceintes ou des moteurs à balayage de sécurité ainsi que des sorties d'échappement ne dépasse 200 °C;

f) s'il est du type à pression d'air, comporter un déshydrateur avec prise de compresseur située à un endroit qui n'est pas considéré comme dangereux.

(7) Wiring of frequently removed equipment, such as pressure switches, must be connected by means of Type S or equivalent flexible cord of as short a length as is practicable, and a ready means of connection and disconnection of flexible cords must be provided by the use of cord-connectors or fittings approved for the relevant hazardous location referred to in subsection (2).

Grounding and bonding

68. Grounding and bonding must comply with the *Canadian Electrical Code* and the *Code for Electrical Installations at Oil and Gas Facilities* (Alberta), subject to the following additional requirements

- (a) the non-current-carrying parts of electrical equipment must be bonded to the main ground; and
- (b) the neutral conductor of supply circuits must not be used for bonding of non-current-carrying metal parts of equipment.

Power lines

69.(1) If a power line of less than 750 volts between conductors is adjacent to a well, the horizontal clearance from the pole line to the well must be

- (a) a minimum of 10 metres between the dead end structure and the well if the overhead power line is in line with the well; or
- (b) a minimum of 25 metres between the line and the well, measured at a right angle to the line, if the overhead line passes by the well, except that this clearance may be reduced to
 - (i) not less than 10 metres plus the ground clearance of the line, if approval is obtained from the Chief Operations Officer, or
 - (ii) not less than 10 metres, if the line is guyed away from the well and the distance required is not obtainable and if approval is obtained from the Chief Operations Officer;

and in all other cases the horizontal clearance between any part of the well and the power line must be such that if the power line were to fall towards the well, no energized conductor will fall within 10 metres of the well or of any installation or equipment attached to the well.

(7) Les appareils qui sont fréquemment enlevés, comme les pressostats, doivent être raccordés au moyen d'un cordon souple de type S ou l'équivalent, de la longueur la plus courte possible, muni d'un connecteur rapide approuvé pour les emplacements dangereux pertinents visés au paragraphe (2).

Mise à la terre et mise à la masse

68. La mise à la terre et la mise à la masse doivent être réalisées selon le *Code canadien de l'électricité* et le document intitulé *Code for Electrical Installations at Oil and Gas Facilities* (Alberta) sous réserve des exigences supplémentaires suivantes :

- a) les pièces non conductrices du matériel électrique doivent être jointes à la prise de terre principale du système;
- b) le conducteur neutre des circuits d'alimentation ne doit pas servir à joindre les pièces non conductrices du matériel.

Lignes d'alimentation électrique

69.(1) Lorsqu'une ligne d'alimentation électrique de moins de 750 volts aux bornes des conducteurs est attenante à un puits, l'espacement horizontal entre la ligne de poteaux et le puits doit être l'une ou l'autre des valeurs suivantes :

- a) d'au moins dix mètres entre le support d'ancrage et le puits, si la ligne aérienne se trouve alignée avec le puits;
- b) d'au moins 25 m entre la ligne et le puits, mesuré à angle droit de la ligne, si la ligne aérienne passe par le puits, mais cet espacement peut être réduit :
 - (i) jusqu'à au moins dix mètres plus le dégagement entre le sol et la ligne, avec approbation du délégué aux opérations,
 - (ii) jusqu'à au moins dix mètres, si la ligne est haubanée loin du puits et qu'il est impossible de respecter la distance requise, et qu'une approbation est obtenue du délégué aux opérations.

Dans tous les autres cas, l'espacement horizontal entre toute partie du puits et une ligne d'alimentation électrique, doit être telle que si cette dernière tombait en direction du

(2) Pole lines must not cross over hazardous locations, and horizontal clearance of pole lines passing hazardous locations must be maintained so that if the pole line were to fall toward the hazardous location, no energized conductor will fall or come within 5 metres of the location limitations.

Warning signs

70. A warning sign must be posted on any electrical equipment that is automatically controlled, with wording the same as or similar to the following:

WARNING

This equipment is automatically controlled and the main switch must be disconnected before work is done on the equipment.

Well site cabins and trailers

71.(1) Each cabin or trailer at a well site must have a switch and branch circuit panel approved by a qualified testing agency accredited by the Standards Council of Canada or an equivalent approved assembly or circuit breakers.

(2) The service conductors must normally be run with Type S cable terminating in a polarized female plug cap of adequate current-carrying capacity for the cabin or trailer load, and at each such receptacle, provision must be made to prevent strain on the supply cord from being transmitted to the connection between the plug of the supply cord and the receptacle.

PART 6 WELL OPERATIONS, EQUIPMENT AND PROCEDURES

Variation of Part 6 requirements

72. The Chief Operations Officer may, in respect of a particular well, vary any of the requirements of this Part or exempt the licensee from compliance with any of the

puits, aucun conducteur sous tension ne se retrouverait à moins de dix mètres de celui-ci ou de toute installation ou de tout matériel y rattaché.

(2) Aucune ligne d'alimentation électrique aérienne ne doit passer au-dessus d'un emplacement dangereux, et l'espacement horizontal doit être maintenu entre la ligne et l'emplacement dangereux, pour qu'aucun conducteur sous tension ne se retrouve à moins de cinq mètres des limites de l'emplacement en question advenant la chute de la ligne d'alimentation électrique en direction de l'emplacement en question.

Panonceaux d'avertissement

70. Un panonceau d'avertissement portant la même inscription ou une inscription similaire à celle indiquée ci-après doit être apposé sur tout appareil électrique muni d'une commande automatique :

AVERTISSEMENT

Cet appareil est assujéti à une commande automatique. Il faut couper le courant à l'interrupteur principal avant de procéder à des travaux sur cet appareil.

Baraquement de chantier

71.(1) Un interrupteur de branchement et un panneau de dérivation approuvé ou un appareillage ou des disjoncteurs équivalents portant le sceau d'approbation d'un organisme d'essai reconnu par le Conseil des normes du Canada doivent être prévus pour les caravanes et les maisons mobiles aménagées sur le chantier d'un puits.

(2) Les conducteurs de branchement doivent être acheminés sous cordon en caoutchouc de type S à bouts en fiches polarisées d'une capacité conductrice suffisante pour alimenter les caravanes et les maisons mobiles du chantier, et conçues pour qu'aucune contrainte imposée aux conducteurs ne soit transmise aux connexions.

PARTIE 6 ÉQUIPEMENT DE PUITS

Variations dans les exigences de la partie 6

72. Le délégué aux opérations peut, en ce qui concerne un puits en particulier, modifier une ou plusieurs des exigences de la présente partie ou exempter le titulaire

requirements of this Part pursuant to a request for the variation or exemption contained in the application for the Well Operation Approval or at any time, if the Chief Operations Officer is satisfied that the variation or exemption is necessary or warranted in the circumstances.

Well completion and servicing

73. When completing or servicing a well, the licensee of the well shall ensure

- (a) that each formation interval in which the well is completed is isolated from any other porous or permeable interval penetrated by the well;
- (b) the safe and efficient testing and production of any formation interval in which the well is completed;
- (c) when open-hole completion techniques are used, that production casing is set at a depth that is not more than 60 metres above the top of the productive interval;
- (d) when cased-hole completion techniques are used, that production casing is set at a depth that provides a sump of at least 15 metres below the base of the productive interval;
- (e) that any packer required for the completion is set as close as practicable to the top of the interval to be completed and that the packer is pressure-tested to a differential pressure that is at least 4,000 kPa greater than the maximum differential pressure anticipated under production conditions;
- (f) when stimulation of productive formations is done, that it is done in a manner that is safe and that permits evaluation of production characteristics; and
- (g) on the request of the Chief Operations Officer, that the amount of sand flowing into the well is measured and controlled.

Well classification during well operations

74.(1) For the purpose of well operation blowout prevention system requirements, a well is classified as

de licence de l'observation de l'une ou plusieurs exigences de la présente partie par suite d'une demande de modification ou d'exemption comprise dans la demande d'autorisation d'exploitation d'un puits ou en tout temps, s'il est d'avis que la modification ou l'exemption est nécessaire ou justifiée dans les circonstances.

Achèvement et entretien de puits

73. Lorsqu'il procède à l'achèvement ou à l'entretien d'un puits, le titulaire de la licence de puits doit veiller à ce que les conditions suivantes soient respectées :

- a) chaque couche productive visée par les travaux d'achèvement soit isolée de toute autre couche poreuse ou perméable traversée par le puits;
- b) toute couche productive visée par les travaux d'achèvement soit essayée et mise en production de façon efficace et sûre;
- c) dans le cas d'un achèvement non tubé, la colonne de production soit mise en place à une profondeur ne dépassant pas 60 m au-dessus du niveau supérieur de la couche productive;
- d) dans le cas d'un achèvement tubé, la colonne de production soit mise en place à une profondeur calculée pour laisser un puisard d'au moins quinze mètres au dessous du niveau inférieur de la couche productive;
- e) toute garniture d'étanchéité exigée pour l'achèvement soit mise en place le plus près possible du niveau supérieur de la couche productive visée par les travaux d'achèvement et mise à l'épreuve sous une pression différentielle dépassant d'au moins 4 000 kPa la pression différentielle maximale prévue dans les conditions de production;
- f) lorsqu'il y a stimulation des couches productives, qu'elle se fasse par un procédé sécuritaire permettant d'évaluer les caractéristiques de production de la couche;
- g) qu'il y ait mesure et contrôle des entrées de sable dans le puits sur demande du délégué aux opérations.

Classification des puits lors de l'exploitation

74.(1) Pour l'application des exigences quant aux systèmes d'obturateurs anti-éruption d'exploitation de

(a) a class I well if it is a gas well with a formation pressure of less than 5,500 kPa and the well effluent has no hydrogen sulphide;

(b) a class II well if the production casing flange has a pressure rating of 21 MPa or less and the well effluent has a hydrogen sulphide concentration of less than 10 moles per kilomole; or

(c) a class III well if the production casing flange has a pressure rating of greater than 21 MPa or the well effluent has a hydrogen sulphide concentration of 10 moles per kilomole or greater.

(2) The Chief Operations Officer may vary the classification of any well described in this section upon application by the licensee or at any time if the Chief Operations Officer considers it necessary to do so.

(3) The licensee shall ensure that no well flows uncontrolled during any well operation.

Well control equipment generally

75.(1) The licensee of a well shall ensure that all well control equipment for a well operation and the surface equipment necessary for well testing

(a) is installed in such a manner that it can properly fulfil its function;

(b) is pressure-tested on installation and periodically afterwards;

(c) has sufficient structural strength to withstand normal loading conditions associated with well operations; and

(d) is designed to operate under all climatic conditions that may reasonably be anticipated to occur during the well operation.

(2) The licensee shall ensure that the tubing hanger and all tubing and downhole equipment that is an integral

parts, the parts are classified in the following way :

a) a well is of class I if it is a well of gas having a formation pressure of less than 5 500 kPa and the effluent contains no hydrogen sulphide;

b) a well is of class II if the nominal pressure rating of the production casing head is 21 MPa or less and the effluent contains a concentration of hydrogen sulphide of less than 10 moles per kilomole;

c) a well is of class III if the nominal pressure rating of the production casing head is greater than 21 MPa or the effluent contains a concentration of hydrogen sulphide of 10 moles per kilomole or greater.

(2) The delegatee of operations may modify the classification of any well described in this section upon application by the licensee or at any time if the delegatee of operations considers it necessary to do so.

(3) The licensee shall ensure that no well flows uncontrolled during any well operation.

Exigences générales relatives au contrôle des puits

75.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce que tout le matériel de contrôle utilisé pendant l'exploitation d'un puits et le matériel de surface nécessaire aux essais du puits :

a) soient mis en place de manière à ce qu'ils puissent remplir correctement leurs fonctions;

b) soient soumis à une épreuve de pression au moment de leur mise en place et périodiquement par après;

c) possèdent une résistance structurale suffisante aux sollicitations normales associées à l'exploitation d'un puits;

d) soient conçus pour fonctionner dans toutes les conditions météorologiques prévisibles durant l'exploitation du puits.

(2) Le titulaire de licence doit veiller à ce que l'olive de suspension de la colonne de production et tout le tubage

part of a tubing string is designed to provide for sufficient resistance to burst, tension, collapse and buckling that may result from installation and operational loads and from pressure and temperature differentials, so that production and maintenance operations can be conducted in a safe and efficient manner.

(3) Lighting must be adequate to ensure complete visibility of the well control equipment.

Blowout prevention requirements for well operations

76.(1) The licensee of a well shall ensure that a blowout prevention system is installed during well operations that are carried out on a well that has the wellhead completely or partially removed.

(2) A blowout prevention system installed pursuant to subsection (1) must

(a) have a rated working pressure that is equal to or greater than the formation pressure or the pressure rating of the production casing flange, whichever is the lesser; and

(b) consist of

(i) blowout prevention equipment designed in accordance with Schedule E,

(ii) a control system,

(iii) an accumulator system and nitrogen recharging system,

(iv) a working spool,

(v) a hydraulically-controlled remote valve,

(vi) a kill line,

(vii) a pressure relief line,

(viii) a choke manifold, and

(ix) stabbing valves.

et l'équipement de fond qui fait partie intégrante de la colonne de production soient conçus pour offrir une résistance suffisante aux charges d'éclatement, de traction, d'écrasement et de flambage susceptibles de se produire à la mise en place et en cours d'exploitation ou de résulter des différences de pression et de température, de sorte que les travaux de production et d'entretien puissent se dérouler en sécurité et de façon efficace.

(3) L'éclairage doit permettre de voir clairement tout le matériel de contrôle du puits.

Exigences du bloc d'obturation pour l'exploitation d'un puits

76.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce qu'un système d'obturateurs anti-éruptions soit mis en place durant l'exploitation d'un puits dont la tête de puits a été enlevée, en tout ou en partie.

(2) Le système d'obturateurs anti-éruption mis en place conformément au paragraphe (1) doit :

a) avoir une pression de marche nominale égale ou supérieure à la moindre des valeurs suivantes : la pression nominale de la bride du tubage de la colonne de production ou la pression de la formation;

b) être formé :

(i) d'un obturateur anti-éruption conçu conformément aux exigences de l'annexe E,

(ii) d'un dispositif de commande,

(iii) d'un système d'accumulateur et d'un dispositif de recharge à l'azote,

(iv) d'une bride d'ancrage en état de fonctionnement,,

(v) d'un robinet à télécommande hydraulique,

(vi) d'une conduite de neutralisation,

(vii) d'une conduite de détente de pression,

(viii) d'un manifold d'engorgement,

(ix) de vannes d'intervention d'urgence.

(3) Despite paragraph (2)(a), the pressure rating of any annular-type preventer must be greater than 50 % of the maximum anticipated formation pressure but need not exceed 35 MPa.

(4) A hydraulically-operated preventer must be capable of being activated from the service rig floor and from one other physical location remote from the wellhead.

(5) Shear rams or combination shear/blind rams with a blanking tool are required if

(a) operations complexity and residential density indicate a high level risk factor during a completion or workover; or

(b) the Chief Operations Officer so orders.

(6) The licensee shall ensure that

(a) standard well control procedures, and

(b) when shear rams are used, the details of the shear ram operation,

are posted in the doghouse.

Control system

77.(1) A control system referred to in subparagraph 76(2)(b)(ii) must consist of

(a) a control panel whose functions are clearly identified on it and in full view and within easy access of the operator's station; and

(b) a second control panel located in a readily accessible physical location that is remote from the rig floor and at least 25 metres from the wellhead and at which the panel is protected from the flow of the well.

(2) If a shear ram is used in addition to a blowout preventer, the control must be solely at the panel referred to in paragraph (1)(a) to avoid accidental shear ram closure and, if the shear ram replaces the blind ram, the remote panel referred to in paragraph (1)(b) must operate the ram.

(3) Malgré l'alinéa (2)a), la pression de marche nominale de tous les obturateurs annulaires doit être supérieure à 50 % de la pression maximale de formation prévue, sans dépasser 35 MPa.

(4) Un obturateur à commande hydraulique doit être en mesure d'être activé à partir du plancher de forage de l'appareil d'intervention et à partir d'un autre endroit éloigné de la tête de puits;

(5) Le bloc d'obturation doit comporter des mâchoires coupe-tige ou une combinaison de mâchoires coupantes et à fermeture totale avec outil de découpage si :

a) les travaux d'achèvement ou de reconditionnement d'un puits sont assortis d'un haut niveau de risque en raison de la complexité des travaux et de la proximité d'habitations nombreuses;

b) le délégué aux opérations l'exige.

(6) Le titulaire de licence doit veiller à ce que soient affichés dans l'abri de chantier :

a) la marche à suivre standard pour le contrôle du puits;

b) lorsque l'on utilise des mâchoires coupe-tiges, une description détaillée du fonctionnement de celles-ci.

Dispositif de commande

77.(1) Le dispositif de commande mis en place conformément au sous-alinéa 76(2)b)(ii) doit comporter :

a) un panneau de commande dont les éléments sont clairement identifiés, parfaitement visibles et facilement accessibles du poste du foreur;

b) un second panneau de commande situé dans un endroit facilement accessible et protégé de l'écoulement du puits, loin du plancher de forage et à au moins 25 mètres de la tête de puits.

(2) Lorsqu'une mâchoire coupe-tige est utilisée en sus d'un obturateur anti-éruption, sa commande doit être assurée exclusivement par le panneau de commande visé à l'alinéa (1)a) afin d'éviter les fermetures accidentelles de la mâchoire, et lorsque la mâchoire coupe-tige est utilisée en remplacement d'une mâchoire à fermeture totale, sa

(3) A service rig pump must not be used as a well control manifold.

Accumulator and recharging system

78.(1) An accumulator system referred to in subparagraph 76(2)(b)(iii) must

(a) be located in a readily accessible and protected area at least 25 metres from the well;

(b) have sufficient useable fluid to effect full closure of all of the blowout preventers, while retaining a pressure of 8,400 kPa on the accumulator system with the recharge pump off during well operations;

(c) be connected to the blowout preventer with lines of working pressure equal to the working pressure of the accumulator, with any line located under the substructure of the rig being made of steel or sheathed with approved fire-resistant sleeving;

(d) be recharged by an automatic pressure-controlled pump that is capable of recovering in not more than five minutes any drop in the pressure of the accumulator resulting from full closure of all of the blowout preventers; and

(e) be capable of closing any ram-type blowout preventer in not more than 30 seconds and any annular-type blowout preventer in not more than 60 seconds, using only the accumulator.

(2) A nitrogen recharging system installed pursuant to subparagraph 76(2)(b)(iii) must

(a) be capable of closing all of the blowout preventers installed on the well; and

(b) be under a pressure of not less than 8,400 kPa.

Kill lines and pressure relief lines

79.(1) A kill line and a pressure relief line referred to in subparagraphs 76(2)(b)(vi) and (vii) respectively must

commande doit être assurée depuis le panneau de commande éloigné visé à l'alinéa (1)b).

(3) Il est interdit d'utiliser la pompe d'un appareil d'intervention comme manifold de contrôle de puits.

Accumulateur et dispositif de recharge

78.(1) Un système d'accumulateur mis en place conformément au sous-alinéa 76(2)b(iii) doit :

a) être situé dans un endroit facilement accessible et protégé se trouvant à au moins 25 mètres du puits;

b) comporter une réserve de fluide suffisante pour fermer tous les obturateurs anti-éruption durant l'exploitation du puits, sans que la pression dans le système d'accumulateur ne chute en-deça de 8 400 kPa, avec la pompe de recharge arrêtée;

c) être raccordé à l'obturateur anti-éruption par des lignes de pression de marche égale à la pression de marche de l'accumulateur, les lignes situées sous l'infrastructure de l'appareil de forage étant faites d'acier ou gainées de matériel résistant au feu;

d) être rechargé par une pompe automatique à pression capable de récupérer en moins de cinq minutes, toute chute de pression dans l'accumulateur résultant de la fermeture totale de tous les obturateurs anti-éruption;

e) être en mesure de fermer tous les types d'obturateurs à mâchoires en moins de trente secondes et tous les types d'obturateurs annulaires en moins de 60 secondes, en utilisant seulement l'accumulateur.

(2) Un dispositif de recharge à l'azote mis en place conformément au sous-alinéa 76(2)b(iii) doit :

a) être en mesure de fermer tous les obturateurs anti-éruption mis en place sur le puits;

b) b) subir une pression égale ou supérieure à 8 400 kPa.

Conduites de neutralisation et conduites de détente de pression

79.(1) Une conduite de neutralisation visée au sous-alinéa 76(2)b(vi) ou une conduite de détente de pression

- (a) be securely tied down;
- (b) have a rated working pressure equal to or greater than the pressure rating of the blowout preventers;
- (c) be constructed of steel or flexible hose, and in the case of flexible hose must be
 - (i) flanged with factory-installed connections,
 - (ii) fire-resistant,
 - (iii) of no smaller internal diameter than related equipment,
 - (iv) shop-serviced and shop pressure-tested every three years,
 - (v) marked so that the manufacturer can be readily determined, and
 - (vi) straight or with bends having a radius no less than the manufacturer's specified minimum bending radius.

(2) The licensee shall ensure that all kill lines and pressure relief lines are designed so that there is a minimum number of changes in the direction of flow and, when an abrupt change is necessary, the change is protected against erosion.

Choke manifold

80.(1) A choke manifold referred to in subparagraph 76(2)(b)(viii) must

- (a) have a rated working pressure equal to or greater than the pressure rating of the blowout preventers;
- (b) have a check valve to prevent flow from the well to the rig pump;
- (c) have a pressure relief valve upstream of the check valve; and
- (d) be equipped with a pressure gauge.

visée au sous-alinéa 76(2)b)(vii) doit :

- a) être bien ancrée;
- b) avoir une pression de marche nominale égale ou supérieure à celle des obturateurs anti-éruption;
- c) être façonnée d'acier ou de tube flexible, et dans le cas d'un tube flexible :
 - (i) être bridées par des raccords préinstallés en usine,
 - (ii) être à l'épreuve du feu,
 - (iii) avoir un diamètre intérieur au moins égal au diamètre intérieur du matériel auquel elle est raccordée,
 - (iv) être inspectée et éprouvée sous pression en atelier tous les trois ans,
 - (v) porter clairement la marque du fabricant,
 - (vi) être droite ou courbée avec un rayon au moins égal au rayon minimal de courbe suggéré par le fabricant.

(2) Le titulaire de licence doit veiller à ce que toutes les conduites de neutralisation ou de détente de pression soient conçues pour qu'elles aient un tracé le plus rectiligne possible et que les coudes prononcés, s'il y en a, comportent une protection adéquate contre l'usure par frottement.

Manifold d'engorgement

80.(1) Le manifold d'engorgement mentionné au sous-alinéa 76(2)b)(viii) doit :

- a) avoir une pression de marche nominale égale ou supérieure à celle des obturateurs anti-éruption;
- b) être muni d'un clapet de retenue afin de prévenir un écoulement du puits vers la pompe de l'appareil de forage;
- c) être muni d'une soupape de décharge en amont de la soupape de retenue;
- d) être muni d'un manomètre.

(2) The inside diameter of all lines and valves comprising the choke manifold must be no less than 50 mm.

(3) The licensee shall ensure that during all well operations gauges sufficient in number to fit all gauge outlets on the choke manifold are available for immediate installation.

(4) The choke manifold must be protected against freezing.

Stabbing valves

81.(1) A stabbing valve referred to in subparagraph 76(2)(b)(ix) must be a full-opening stabbing valve that can be attached to the tubing or other pipe in the well and must be maintained in the open position in a readily accessible location.

(2) A stabbing valve

(a) must have a pressure rating equal to or greater than the pressure rating of the blowout preventers;

(b) must not be used as a working valve; and

(c) must be stored in an area immediately accessible to the well bore, left in the open position, and kept clean, properly maintained, ice-free and ready for use.

Tests, maintenance and drills

82.(1) Section 46 applies to the licensee of a well on which a blowout preventer is installed for the purpose of a well operation except that

(a) the reference in paragraph 46(1)(b) to the estimated finished drilling date in the application for the Well Licence shall be read as a reference to the estimated date of completion of the well operation in the application for the Well Operation Approval; and

(b) the reference in paragraph 46(4)(a) to the drilling contractor shall be read as a reference to the service rig contractor.

(2) When a blowout preventer installed on a well for

(2) Le diamètre intérieur de toutes les conduites et vannes formant le manifold d'engorgement doit être égal ou supérieur à 50 millimètres.

(3) Le titulaire de licence doit veiller à ce que l'on dispose en tout temps, durant l'exploitation d'un puits, d'un nombre suffisant de manomètres pour équiper toutes les prises de pression du manifold d'engorgement.

(4) Le manifold d'engorgement doit être protégé contre le gel.

Vannes d'intervention d'urgence

81.(1) La vanne d'intervention d'urgence mentionnée au sous-alinéa 76(2)b)(ix) doit être une vanne d'intervention d'urgence à passage intégral adaptée à chaque type de raccordement du train de forage et doit être maintenue en position ouverte, à un endroit immédiatement accessible depuis le puits de forage.

(2) La vanne d'intervention d'urgence doit être conforme aux exigences suivantes :

a) elle doit avoir une pression nominale égale ou supérieure à celle des obturateurs anti-éruption;

b) elle ne doit pas servir de vanne de manœuvre;

c) elle doit être rangée en position ouverte, propre, bien entretenue, exempte de glace et prête à utiliser, à un endroit immédiatement accessible depuis le trou de sonde.

Épreuves sous pression, entretien et entraînement

82.(1) Les dispositions de l'article 46 s'appliquent au titulaire de licence d'un puits sur lequel est mis en place un obturateur anti-éruption en vue de l'exploitation du puits, sauf que:

a) la mention à l'alinéa 46(1)b) de la date prévue de fin de forage dans la demande de licence de puits vaut mention de la date prévue d'achèvement des travaux dans la demande d'autorisation d'exploitation de ce puits;

b) la mention à l'alinéa 46(4)a) de l'entrepreneur en forage vaut mention d'entrepreneur d'appareil d'intervention sur puits en production.

(2) Lorsqu'un obturateur anti-éruption mis en place

the purpose of a well operation is pressure-tested,

(a) section 47, except paragraph (1)(c), applies to the licensee in respect of the test; and

(b) the licensee shall ensure that all blowout preventer components are pressure-tested to 1,000 kPa and to a minimum of 1.2 times the well's shut-in tubing pressure for 10 minutes each and that the components will perform without leakage.

(3) The licensee shall ensure that the christmas tree, production casing and tubing string are pressure-tested after their initial installation and, if practicable, after every workover, and that the test in each case is done to the maximum pressure to which they are likely to be subjected.

(4) When a well operation is conducted in respect of a well, the licensee shall ensure that

(a) auxiliary equipment that may be used for well control, including the bulk tanks, choke manifold and degasser is available and maintained for instant use;

(b) all firefighting and safety equipment required by these Regulations is available and is inspected each month to confirm that the equipment is serviceable and in its proper physical location; and

(c) all safety cables attached to the tongs, weight indicator or other suspended equipment are inspected, properly secured and serviceable.

(5) When a well operation is conducted in respect of a well, the licensee shall ensure that, if practical, blowout prevention drills and flow check drills are performed by the service rig crew during the well operation.

(6) Section 62 applies to a formation flow test conducted in the course of a well operation.

Annulus between well tubulars

83. The licensee of a well shall ensure that

sur un puits en vue de l'exploitation de celui-ci est mis à l'épreuve sous pression:

a) les exigences de l'article 47, exception faite de l'alinéa (1)c), s'appliquent au titulaire de licence à l'égard de l'épreuve;

b) le titulaire de licence doit veiller à ce que tous les composants de l'obturateur soient éprouvés sous une pression de 1 000 kPa et à au moins 1,2 fois la pression statique du tubage pendant dix minutes sans donner lieu à des fuites.

(3) Après leur mise en place initiale et, si possible, après chaque reconditionnement du puits, le titulaire de licence doit veiller à ce que la tête d'éruption, le tubage de production et la colonne de production soient soumis à l'épreuve sous pression, à la pression maximale à laquelle ils sont susceptibles d'être exposés en cours de production.

(4) Lorsque se déroule l'exploitation d'un puits, le titulaire de licence doit veiller à ce que:

a) le matériel accessoire pouvant être utilisé pour le contrôle du puits, y compris les réservoirs de stockage, le manifold d'engorgement et le dégazeur, soit bien entretenu et disponible en tout temps;

b) tous les dispositifs de sécurité et de lutte contre les incendies exigés par le présent règlement soient disponibles et inspectés une fois par mois afin de confirmer qu'ils sont en bon état de fonctionnement et situés à l'endroit approprié;

c) tous les câbles de sécurité attachés aux clés, au peson ou à tout autre matériel suspendu soient inspectés, bien ancrés et en bon état de fonctionnement.

(5) Lorsque se déroule l'exploitation d'un puits, le titulaire de licence doit veiller à ce que, dans la mesure du possible, chaque équipe de forage exécute un exercice de prévention d'éruption et de vérification du régime d'écoulement, au courant de l'exploitation du puits.

(6) Les dispositions de l'article 62 s'appliquent à un essai d'écoulement de formation mené au courant de travaux relatifs à un puits.

Espaces annulaires

83.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à

(a) all production from and injection into the well, except production or injection of potable water or gas that is not sour gas, shall be through tubing;

(b) before any fluid other than potable water is injected to a subsurface formation through the well,

(i) a production packer is set in the well as closely above the injection interval as is practicable, and

(ii) the space between the tubing and outer steel casing is filled with corrosion inhibited liquid;

(c) if the well is required to have a packer for annular isolation, the packer is tested annually for hydraulic isolation between the casing and tubing by an approved testing procedure; and

(d) the annual pressure test data is kept on file for a period of five years from the date of the test for audit purposes.

Subsurface safety valve

84.(1) The licensee of a well shall ensure that the well is equipped with a surface-controlled subsurface safety valve if the well is capable of flowing without artificial lift equipment and

(a) is within such a distance of an occupied dwelling that the dwelling or its occupants could be endangered by a blowout, having regard to the flow rate and shut-in pressure of the well;

(b) produces gas that has a hydrogen sulphide content that exceeds 50 moles per kilomole by volume; or

(c) is located in an area in which there is an unusually high risk of damage to the well or in which damage to the environment resulting from a spill would be severe.

ce que :

a) toute production d'un puits ou injection dans un puits, exception faite de la production ou de l'injection d'eau potable ou de gaz qui n'est pas acide, se fasse par le tubage;

b) soient réunis les facteurs suivants, avant que ne soit injecté dans le puits, vers une formation souterraine, tout fluide autre que de l'eau potable :

(i) qu'une garniture d'étanchéité de production soit mise en place dans le puits, aussi près que possible au-dessus de l'espace d'injection,

(ii) que l'espace entre le tubage de production et la colonne de production soit rempli d'un liquide anti-corrosif;

c) tous les puits dont l'espace annulaire entre le tubage de production et la colonne de production est isolé au moyen de garnitures d'étanchéité soient soumis à des épreuves annuelles d'étanchéité par une méthode approuvée;

d) les résultats des épreuves annuelles d'étanchéité sous pression soient conservés durant cinq ans de la date de l'épreuve pour fins de vérification.

Vannes de sécurité de fond

84.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce que le puits soit équipé d'une vanne de sécurité de fond commandée depuis la surface s'il est en mesure de produire sans l'usage de matériel d'ascension artificielle et, selon le cas :

a) la distance qui sépare le puits d'un bâtiment habité est telle que, compte tenu du débit et de la pression statique du puits, une éruption pourrait vraisemblablement mettre en danger ce bâtiment ou ses occupants;

b) le gaz produit a une teneur en hydrogène sulfuré supérieure à 50 moles par kilomole, en volume;

c) le puits est situé dans une zone où le risque qu'il soit endommagé est anormalement élevé, ou dans une zone où un déversement serait très

néfaste à l'environnement.

(2) When a surface-controlled subsurface safety valve is required under subsection (1) and the well is located in an area where permafrost is present in unconsolidated sediments, the licensee shall install a surface-controlled subsurface safety valve in the tubing at least 30 metres below the base of the permafrost.

(3) The licensee of a well shall not operate the well unless the specifications, design, installation, operation and testing of each surface-controlled subsurface safety valve installed on the well are in accordance with the American Petroleum Institute's *Specification for Subsurface Safety Valve Equipment* (API Specification 14A) and *Design, Installation, Repair and Operation of Subsurface Safety Valve Systems* (API Recommended Practice 14B).

(4) The licensee of a well shall ensure that every surface-controlled subsurface safety valve installed in the well is

- (a) pressure-tested immediately after installation; and
- (b) function-tested at least once every six months after the test referred to in paragraph (a).

(5) The licensee of a completed well shall, at the request of the Chief Operations Officer, install a surface-controlled subsurface safety valve in the well.

Wellhead and christmas tree

85.(1) The licensee of a well that is not abandoned shall ensure that the wellhead of the well is

- (a) protected against damage; and
- (b) identified by a suitable sign.

(2) The licensee shall ensure that the wellhead and christmas tree on a completed well have a working pressure that is greater than the maximum anticipated pressure the wellhead is expected to encounter during the life of the well and in no case less than 21.0 MPa.

(3) The licensee of a well exposed to sour gas shall

(2) Lorsqu'une vanne de sécurité de fond commandée depuis la surface est exigée en vertu du paragraphe (1), et que le puits est situé dans une zone de pergélisol formé de sédiments non consolidés, le titulaire de licence doit mettre en place, dans la colonne de production, une vanne de sécurité de fond commandée depuis la surface, à une profondeur égale ou supérieure à 30 m sous la base du pergélisol.

(3) Le titulaire d'une licence de puits ne peut exploiter un puits que si les spécifications, la conception, la mise en place, la mise en service et la mise à l'épreuve de chaque vanne de sécurité de fond commandée depuis la surface dont est équipé le puits sont conformes à la norme intitulée *Specification for Subsurface Safety Valve Equipment* (dite API Specification 14A), et à la norme API RP 14B intitulée *Design, Installation, Repair and Operation of Subsurface Safety Valve Systems* de l'American Petroleum Institute.

(4) Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce que toute vanne de sécurité de fond commandée depuis la surface, installée dans un puits, soit :

- a) soumise à une épreuve de pression dès sa mise en place;
- b) soumise à un essai de fonctionnement au moins tous les six mois après la tenue de l'épreuve visée à l'alinéa a).

(5) À la demande du délégué aux opérations, le titulaire d'une licence de puits doit mettre en place une vanne de sécurité de fond commandée depuis la surface dans tout puits achevé.

Têtes de puits et têtes d'éruption

85.(1) Le titulaire de licence d'un puits qui n'est pas abandonné doit veiller à ce que la tête de puits soit :

- a) protégée contre tout dommage;
- b) identifiée de façon convenable.

(2) Le titulaire de licence doit faire en sorte que la tête de puits et la tête d'éruption mises en place dans un puits achevé soient conçus pour fonctionner à une pression de marche supérieure à la pression maximale prévue durant la vie du puits, et en aucun cas inférieure à 21 MPa.

(3) Le titulaire de licence d'un puits exposé au gaz

ensure that the wellhead and christmas tree are designed and constructed in accordance with National Association of Corrosion Engineers' *Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment* (NACE Standard MR0175-2001).

(4) The licensee of a well that has produced or is expected to produce fluids with a hydrogen sulphide concentration of 50 moles per kilomole or greater or has a shut-in pressure greater than 21.0 MPa, must ensure that the well is equipped with two master valves.

(5) The licensee shall ensure that all production equipment end connections and valves comply with the American Petroleum Institute's

(a) *API Specification for Fire Test for End Connections* (API Specification 6FB); and

(b) *Specification for Fire Test for Valves* (API Specification 6FA).

(6) The licensee shall ensure that the wellhead and christmas tree conform to the American Petroleum Institute's *Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment* (API Specification 6A).

(7) The licensee of a producing well shall configure the annulus access on the well to allow monitoring and venting of pressure in the annulus between the production casing and tubing.

(8) The wellhead and christmas tree for a completed well must be designed to have a means of determining the pressure at the tubing-head and all annuli.

(9) The wellhead and christmas tree for a well must be equipped with flanged connections.

Surface casing vents and flows

86.(1) Every well must have the annulus between the second casing string and the surface casing open to the atmosphere and vented by a surface casing vent that

- (a) is a minimum 50 mm in diameter;
- (b) extends 60 cm above ground level;
- (c) is configured so that any flow is directed either

acide doit veiller à ce que la tête de puits et la tête d'éruption soient conçues et façonnées conformément à la norme NACE MR0175-2001 de la National Association of Corrosion Engineers, intitulée *Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment*.

(4) Le titulaire de licence d'un puits ayant produit ou susceptible de produire un effluent dont la teneur en hydrogène sulfuré s'élève à 50 moles par kilomole ou dont la pression statique est supérieure à 21 MPa, doit veiller à ce que le puits soit équipé de deux vannes maîtresses.

(5) Le titulaire de licence doit veiller à ce que tous les connecteurs d'extrémités et les vannes du matériel de production soient conformes aux normes suivantes de l'American Petroleum Institute :

a) la partie II de la norme API Spec 6FB, intitulée *Specification for Fire Test for End Connections*;

b) la norme API Spec 6FA, intitulée *Specification for Fire Test for Valves*.

(6) Le titulaire de licence doit veiller à ce que la tête de puits et la tête d'éruption soient conformes à la norme API Specification 6A de l'American Petroleum Institute, intitulée *Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment*.

(7) Le titulaire de licence doit aménager l'accès à l'espace annulaire entre le tubage et la colonne de production d'un puits en production de manière à permettre le contrôle et la détente de la pression dans l'espace annulaire.

(8) La tête de puits et la tête d'éruption d'un puits achevé doivent être conçues pour permettre la lecture de la pression en tête du tubage et dans tous les espaces ann.

(9) La tête de puits et la tête d'éruption d'un puits doivent être équipées de raccords à brides.

Events et écoulement du tubage de surface

86.(1) L'espace annulaire entre la deuxième colonne et le tubage de surface doit être relié à l'atmosphère par une canalisation :

- a) ayant un diamètre minimal de 50 mm;
- b) s'élevant à 60 cm au-dessus de la surface du sol;
- c) configurée de manière à diriger l'effluent soit

in a downward direction or parallel to the ground;

(d) is equipped with a valve when the hydrogen sulphide concentration in a representative sample of gas from the well is found to exceed 50 moles per kilomole; and

(e) has all parts with a working pressure rating in kilopascals of at least 25 times the numerical equivalent of the surface casing depth in metres.

(2) The licensee of a well shall ensure that the surface casing vent is tested for any flow by an approved method

(a) within 90 days after the rig release date;

(b) prior to any workover or re-completion;

(c) yearly for five years once a flow is detected that does not fall within one of the categories described in subsection (3); and

(d) prior to suspension or abandonment.

(3) The licensee of a well shall repair a surface casing vent flow as soon as possible, and not later than 12 months after discovery of the flow, if it exhibits

(a) any gas flow that exceeds a stabilized gas flow in excess of 300 m³/d;

(b) a shut-in pressure

(i) greater than one-half the formation leak-off pressure at the surface casing shoe, or

(ii) greater than 11 kPa/m times the surface casing setting depth;

(c) any flow when any usable water-bearing formation is not covered by cemented surface casing or by the cement of the next casing string;

(d) any flow with hydrogen sulphide present;

(e) any oil or water flow when the water has total dissolved solids greater than 4000 mg/l;

vers le bas, soit parallèlement au sol;

d) équipée d'une vanne lorsque la concentration en hydrogène sulfuré du gaz produit, mesurée dans un échantillon représentatif, est supérieure à 50 moles par kilomole;

e) où la pression de marche nominale, exprimée en kilopascals, de toutes les parties constitutives de la mise à l'air libre de la colonne de surface est d'au moins 25 fois la valeur numérique de la profondeur du tubage de surface, en mètres.

(2) Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce que la mise à l'air libre du tubage de surface soit soumise à des essais d'échappement par une méthode approuvée:

a) dans les 90 jours de la date de retrait de l'appareil de forage;

b) antérieurement à tout reconditionnement ou remise en production;

c) annuellement pendant cinq ans, une fois constaté un écoulement qui n'est pas de ceux visés au paragraphe (3);

d) antérieurement à l'abandon provisoire ou à l'abandon définitif du puits.

(3) Le titulaire de licence d'un puits doit réparer dans les plus brefs délais, et de toute façon dans les 12 mois de sa découverte, la mise à l'air libre du tubage de surface s'il y constate:

a) un écoulement de gaz dépassant l'échappement stabilisé de plus de 300 m³ par jour;

b) une pression statique, selon le cas :

(i) supérieure à la moitié de la pression de fuite au niveau du sabot du tubage de surface,

(ii) supérieure à onze kilopascals par mètre de profondeur de la colonne de surface;

c) tout écoulement d'une formation aquifère non recouverte d'une colonne de surface cimentée ou par le ciment de la prochaine colonne de tubage;

d) tout écoulement renfermant une concentration

(f) any vent flow due to wellhead seal failures or casing failure; or

(g) any vent flow that constitutes a fire, public safety or environmental hazard.

(4) The licensee shall repair a gas migration problem as soon as possible, and not later than 12 months after discovery of the flow, if it exhibits a fire hazard, a public safety hazard or off-site environmental damage such as adverse groundwater contamination.

(5) The licensee shall submit a remedial program to the Chief Operations Officer for approval when repair of the surface casing vent or gas migration problem described respectively in subsections (3) and (4) is required.

(6) The Chief Operations Officer may refuse to approve a remedial program for a surface casing vent flow pursuant to subsection (5) unless the Chief Operations Officer is satisfied that the program will provide adequately for the protection of the environment.

Testing requirements for valves and sensors

87.(1) The licensee of a well or field facility shall

(a) subject every fail-close emergency shutdown valve for the well or field facility to an operating and pressure-holding test at least once every six months and shall immediately replace defective valves;

(b) test every relief valve on a pressure vessel that is located at the well or field facility at least once every 12 months;

(c) test every pressure sensor of the well or field facility at least once every three months;

(d) test every liquid level control device of the well or field facility at least once every month by activating the sensor for the device; and

d'hydrogène sulfuré;

e) tout écoulement de pétrole ou d'eau renfermant une quantité totale de matières dissoutes supérieure à 4000 mg/l;

f) tout écoulement attribuable à un manque d'étanchéité de la tête de puits ou du tubage;

g) tout écoulement présentant un risque d'incendie ou une menace pour la sécurité humaine ou l'environnement.

(4) Le titulaire de licence doit réparer tout problème de migration de gaz dans les plus brefs délais et de toute façon dans les 12 mois de sa découverte, s'il pose un risque d'incendie, menace la sécurité humaine ou peut être néfaste pour l'environnement, par exemple en menaçant de polluer la nappe phréatique.

(5) Le titulaire de licence doit présenter pour approbation, un programme d'intervention au délégué aux opérations lorsqu'est exigé la réparation d'un problème soit d'écoulement tel que décrit au paragraphe (3) soit de migration de gaz tel que décrit au paragraphe (4), dans le tubage de surface.

(6) Le délégué aux opérations peut approuver le programme d'intervention du titulaire de licence visé au paragraphe (5) s'il est d'avis que ce programme assure une protection adéquate de l'environnement.

Essais des vannes et des capteurs

87.(1) Le titulaire de licence d'un puits ou d'une installation de champ doit :

a) faire l'essai au moins une fois tous les six mois des vannes d'arrêt d'urgence dont sont munies les têtes de puits ou installations de champ afin d'en vérifier le fonctionnement et la résistance à la pression, et remplacer sans délai les vannes défectueuses;

b) faire l'essai au moins une fois tous les douze mois des soupapes de détente des réservoirs sous pression se trouvant sur les lieux d'un puits ou d'une installation de champ;

c) faire l'essai au moins une fois tous les trois mois des capteurs de pression des puits ou des installations de champ;

(e) test every automatic shut-off valve associated with a compressor, pump or vessel inlet of the field facility and every automatic low-level-activated shut-off valve on a flowline of the field facility at least once every month.

(2) On application by the licensee, the Chief Operations Officer may approve a variation of the frequency of any testing under subsection (1) if the Chief Operations Officer is satisfied that the variation is

(a) consistent with the design of the safety system and the conditions for which the safety system was designed; and

(b) is justified by the maintenance record and experience with a particular component.

(3) Computerized operational logs may be used to confirm the proper operation of the safety system but any logs used must be verified against the actual operation of logged devices on a regular basis.

(4) The licensee shall report to the Minister every failure or unsuccessful test of the safety system of a well or field facility or of any component of the safety system before the end of the day following the day on which the failure or unsuccessful test occurred.

Inspections and tests of equipment

88. The licensee of a well shall ensure

(a) that every piece of equipment used in a drilling operation or well operation

(i) is maintained in good working condition at all times,

(ii) is inspected in accordance with the manufacturer's specifications, and

(iii) has all necessary fire fighting and safety equipment and is inspected once each month to confirm that the equipment is

d) faire l'essai au moins une fois par mois des dispositifs de réglage de niveau de fluide du puits ou de l'installation de champ en actionnant le capteur du dispositif;

e) faire l'essai au moins une fois par mois des robinets de fermeture automatique des compresseurs, pompes et réservoirs de l'installation de champ ainsi que des robinets de fermeture automatique commandés par capteur de niveau bas des conduites d'écoulement.

(2) À la demande du titulaire de licence, le délégué aux opérations peut approuver une fréquence d'essai différente de celle prescrite au paragraphe (1) s'il est d'avis que la fréquence proposée :

a) est appropriée, compte tenu de la conception et du principe de fonctionnement du dispositif de sécurité;

b) est raisonnable, compte tenu du dossier de service et d'entretien de l'élément considéré.

(3) Le fonctionnement des dispositifs de sécurité peut se faire au moyen d'un enregistrement informatisé, mais tout enregistrement doit être contre-vérifié régulièrement par une observation directe.

(4) Le titulaire de licence doit signaler au ministre, toute défaillance ou tout échec aux essais ou contrôles de fonctionnement d'un dispositif de sécurité ou élément de dispositif de sécurité utilisé dans un puits ou une installation de champ, avant la fin de la journée suivant celle où l'échec s'est produit.

Inspection et essai des matériels

88. Le titulaire de licence d'un puits doit veiller à ce que:

a) a) chaque pièce du matériel utilisé pour le forage ou l'exploitation d'un puits :

(i) soit toujours maintenue en bon état de fonctionnement,

(ii) soit inspectée conformément aux prescriptions du fabricant,

(iii) comporte tous les dispositifs de sécurité et de lutte contre les incendies et que ceux-ci

serviceable and in its proper physical location; and

(b) that each air-intake shut-off valve or engine flooding system is tested to confirm that it is serviceable

(i) before drilling out the cement plug at the shoe of any casing string, and

(ii) before each formation flow test or series of tests.

soient inspectés une fois par mois afin de confirmer qu'ils sont en bon état de fonctionnement et placés au bon endroit;

b) l'état de bon fonctionnement des robinets de coupure d'admission d'air ou des systèmes de noyage de moteurs soit vérifié :

(i) avant de pénétrer le bouchon de ciment au niveau du sabot de toute colonne de tubage,

(ii) avant chaque essai ou série d'essais d'écoulement.

PART 7 WELL SUSPENSION AND ABANDONMENT

PARTIE 7 ABANDON PROVISOIRE OU DÉFINITIF D'UN PUITS

Well suspension or abandonment requirement

89. The licensee of a well that has never been completed, or of a well or portion of a well that has not produced or been used for injection purposes in a 12-month period, shall ensure that the well or the portion of the well, as the case may be, is suspended or abandoned in accordance with these Regulations.

Exigences

89. Le titulaire de licence d'un puits n'ayant jamais été achevé, ou d'un puits ou d'une partie d'un puits n'ayant pas produit ou n'ayant pas été utilisé comme puits d'injection pendant douze mois, doit veiller à ce que le puits ou la partie de celui-ci, selon le cas, soit abandonné provisoirement ou définitivement, conformément aux dispositions du présent règlement.

Approval to suspend or abandon a well

90.(1) A Well Operation Approval for the suspension or abandonment of a well may be given orally initially and issued later in writing whenever the Chief Operations Officer considers doing so is warranted in the circumstances.

Autorisation d'abandonner un puits

90.(1) Le délégué aux opérations peut accorder oralement une autorisation d'exploitation d'un puits portant sur l'abandon provisoire ou définitif de celui-ci et délivrer plus tard le document d'autorisation, s'il est d'avis que les circonstances le justifient.

(2) An application for a Well Operation Approval for the suspension or abandonment of a well must

(2) La demande d'autorisation d'exploitation d'un puits portant sur l'abandon provisoire ou définitif de celui-ci doit comporter les éléments suivants:

(a) include sufficient information to evaluate the effectiveness of the proposed suspension or abandonment program; and

a) inclure tous les renseignements nécessaires pour permettre l'évaluation de l'efficacité du programme d'abandon proposé;

(b) when required by the Chief Operations Officer, provide a summary of formation flow tests for the well and a copy of the logs run in the well with proper geological interpretation.

b) à la demande du délégué aux opérations, présenter un sommaire des résultats des essais d'écoulement de formation ainsi qu'une copie des diagraphies effectuées dans le puits accompagnées d'une interprétation géologique appropriée.

(3) When the Chief Operations Officer orders that a well be abandoned at Government expense and engages a contractor pursuant to subsection 92(2) of the Act to carry out the abandonment operation, the contractor is exempt from the requirement to be the holder of

- (a) a Well Licence in respect of the well; or
- (b) a Well Operation Approval in respect of the abandonment operation.

Suspended wells

91.(1) The licensee of a well shall ensure that, in carrying out the suspension of the well, the well is left in such a condition that

- (a) any formation fluid is prevented from flowing through or escaping from the well bore; and
- (b) no pressure is detected at the surface on any casing string or annuli.

(2) The licensee of a well that is not abandoned shall ensure that the well is equipped with a christmas tree.

(3) The licensee of a completed well that is suspended shall ensure

- (a) that the well
 - (i) has tubing landed in the well bore,
 - (ii) is equipped with a down-hole mechanical plug, and
 - (iii) is equipped with a tubing plug at the surface; and
- (b) that the tubing and mechanical plug are pressure-tested to a minimum of 7,000 kPa or to the maximum anticipated differential pressure, whichever is greater, to ensure that they are properly installed.

(4) On the request of the Chief Operations Officer, the licensee shall conduct an inflow test in respect of the well.

(5) A well that is suspended must be

(3) Lorsque le délégué aux opérations ordonne l'abandon d'un puits aux frais du gouvernement et retient, en vertu du paragraphe 92(2) de la Loi, les services d'un entrepreneur pour exécuter les travaux d'abandon, cet entrepreneur n'est tenu de détenir aucun des documents suivants :

- a) une licence de puits à l'égard de ce puits;
- b) une autorisation d'exploitation d'un puits portant sur les travaux visés d'abandon de puits.

Abandon provisoire d'un puits

91.(1) Lorsqu'il effectue les travaux d'abandon provisoire dans un puits, le titulaire de licence du puits doit veiller à ce que les conditions suivantes y soient présentes :

- a) aucun fluide de formation ne puisse s'écouler du trou de sonde;
- b) les capteurs de surface n'indiquent aucune pression dans les colonnes de tubage et dans les espaces annulaires.

(2) Le titulaire de licence d'un puits qui n'est pas abandonné doit veiller à ce qu'il soit équipé d'une tête d'éruption.

(3) Lorsque les travaux sont abandonnés dans un puits achevé, le titulaire de licence doit veiller à ce que :

- a) le puits soit :
 - (i) tubé,
 - (ii) muni d'un bouchon mécanique de fond,
 - (iii) muni d'un bouchon de tubage en surface;
- b) le bouchon mécanique de fond et le bouchon de surface soient éprouvés à la plus grande d'une pression minimale de 7 000 kPa ou de la pression différentielle maximale prévue afin de vérifier qu'ils sont mis en place correctement.

(4) À la demande du délégué aux opérations, le titulaire de licence doit effectuer un essai de venues dans le puits.

(5) Tout puits abandonné provisoirement doit être :

- (a) inspected once every 12 months; and
- (b) put back into operation or abandoned within a period of three years from the date of suspension or any longer period specified by the Chief Operations Officer.

Information on suspended well

92. The Chief Operations Officer, when information indicates that a problem exists, or at any time, may require the licensee of a suspended well to submit information sufficient to ensure the ongoing integrity of the well as required by section 91, and the required information may include

- (a) results of pressure tests of casings and the wellhead;
- (b) results of casing integrity inspection or logging;
- (c) evidence of physical inspection; and
- (d) any other survey, test or inspection as directed from time to time by the Chief Operations Officer.

Order to abandon well

93.(1) Neither the issuance of a Well Operation Approval for the abandonment of a well nor an acknowledgement by the Chief Operations Officer of the receipt of the well termination records submitted pursuant to section 187 with respect to the well relieves the licensee of the well or any other person of the responsibility for the proper abandonment of the well if, at a later date, the abandonment of the well is found not to be in accordance with these Regulations.

(2) When the Chief Operations Officer makes an order under subsection 91(2) of the Act directing the abandonment of a well by the owners of the working interests in the well, the order is sufficiently served on those working interest owners if a copy of the order is sent by mail to each of the persons who are then shown in the records of the Department as the owners of the working interests in the well.

Removal of casing

94.(1) The licensee of a well shall not remove any

- a) inspecté une fois par an;
- b) remis en production ou abandonné définitivement dans les trois ans suivant la date d'abandon provisoire, ou dans un délai précisé par le délégué aux opérations..

Renseignements requis

92. Lorsque les renseignements indiquent qu'il y a un problème, ou en tout temps, le délégué aux opérations peut exiger du titulaire de licence d'un puits abandonné provisoirement, qu'il lui fournisse les renseignements nécessaires pour confirmer l'intégrité du puits, conformément aux exigences de l'article 91, et notamment :

- a) les résultats des épreuves de pression du tubage et de la tête de puits;
- b) les résultats de l'inspection ou des diagraphies visant à vérifier l'intégrité du tubage;
- c) une preuve d'inspection matérielle;
- d) les résultats d'autres mesures, essais ou inspections exigés ponctuellement par le délégué aux opérations.

Arrêté d'abandon

93.(1) Ni la délivrance d'une autorisation d'exploitation d'un puits portant sur l'abandon de celui-ci, ni un accusé de réception de la part du délégué aux opérations concernant un rapport de cessation des travaux dans un puits présenté en application de l'article 187, ne libèrent le titulaire de la licence de puits ou autre intéressé de sa responsabilité quant à l'abandon définitif d'un puits, s'il est découvert à une date ultérieure que le puits n'a pas été abandonné conformément aux exigences du présent règlement.

(2) Lorsque le délégué aux opérations prend un arrêté en vertu du paragraphe 91(2) de la Loi pour ordonner aux détenteurs d'intérêts économiques directs d'abandonner un puits, la signification de cet arrêté est valable si une copie en est envoyée par la poste à chacune des personnes inscrites dans les registres du ministère comme étant détentrice au moment où est signifié l'arrêté.

Retrait du tubage

94.(1) Le titulaire de licence d'un puits ne doit

casing while abandoning the well unless the removal is permitted by the Well Operation Approval and is carried out in accordance with subsection (2).

(2) When the removal of casing is permitted pursuant to subsection (1),

(a) a bridge plug must be set in the casing not more than 15 metres below the cut-off point prior to cutting the casing and the plug shall be pressure-tested to 7,000 kPa;

(b) a minimum 30-metre cement plug must be placed across the casing stub and as close to 15 metres below the casing stub as practicable;

(c) the cement plug referred to in paragraph (b) must either be

(i) felt by the drill pipe or tubing, or

(ii) logged by an approved plug-logging technique if the cement plug is not supported by the bridge plug; and

(d) that portion of the well above the cut-off point must be abandoned in accordance with this Part.

Location of abandonment plugs

95.(1) When a well or a portion of a well is being abandoned, the licensee shall ensure that

(a) if practicable, a cement plug is set at the bottom of the well except when

(i) the formation at the bottom of the well is salt, in which case the bottom cement plug may be set immediately above the top of the salt formation, or

(ii) conditions in the well bore of the well are such that it is not practicable to set a cement plug at the bottom of the well, in which case the bottom cement plug shall be set as deep in the well as is practicable;

(b) cement plugs and bridge plugs are set in accordance with the Well Operation Approval and are designed so that they

enlever aucun tubage lorsqu'il abandonne le puits, sauf sur autorisation expresse du document d'autorisation d'exploitation du puits, auquel cas le retrait doit être effectué conformément au paragraphe (2).

(2) Au moment du retrait d'un tubage en application du paragraphe (1) :

a) un bouchon de support doit être mis en place dans le tubage avant que celui-ci ne soit sectionné, à une profondeur maximale de quinze mètres sous le point de sectionnement, puis éprouvé à une pression de 7 000 kPa;

b) un bouchon de ciment d'une épaisseur minimale de 30 m doit être mis en place sur le tubage sectionné et le plus près possible de 15 m au-dessous de celui-ci;

c) le bouchon de ciment mentionné à l'alinéa b) doit être, soit:

(i) palpé par la tige ou le train de forage,

(ii) vérifié au moyen d'une méthode de diaggraphie approuvée s'il ne repose pas sur un bouchon de support;

d) la partie du puits située au-dessus du point de sectionnement du tubage doit être abandonnée conformément à la présente partie.

Emplacement des bouchons

95.(1) Lorsqu'il abandonne définitivement un puits ou une partie d'un puits, le titulaire de licence doit :

a) veiller à ce qu'un bouchon de ciment soit, si possible, mis en place au fond du puits, sauf lorsque, selon le cas :

(i) la formation au fond du puits est une formation de sel, auquel cas le bouchon de ciment peut être placé immédiatement au-dessus de la formation,

(ii) les conditions du trou de sonde sont telles qu'il n'est pas possible de placer un bouchon au fond du puits, auquel cas le bouchon est placé aussi profondément que possible dans le puits;

b) veiller à ce que les bouchons de ciment et les

- (i) isolate formations or groups of formations that appear to have abnormal pressures,
 - (ii) separate porous permeable formations that contain formation fluids that are significantly different in nature from each other,
 - (iii) separate porous permeable formations from other porous permeable formations that are significantly different in age,
 - (iv) separate lost circulation intervals in the well from other porous permeable formations, and
 - (v) prevent formation fluid from flowing or escaping from the well bore;
- (c) in the case of a well equipped with a liner, the liner shall be isolated upon abandonment by
- (i) placing a 30-metre cement plug across the liner hanger, or
 - (ii) by placing a bridge plug not more than 8 metres above the liner hanger, pressure-testing the bridge plug to 7,000 kPa, and placing a minimum 8 linear metres of cement on the bridge plug;
- (d) despite paragraph (a), unless at least 10 metres of cement is left in the bottom of the deepest casing string during cementation referred to in section 60 and the cement is not drilled out,
- (i) the well is plugged with
 - (A) a cement plug that is at least 30 metres in length and extends at least 15 metres below and 15 metres above the shoe of the deepest casing string, or
 - (B) a bridge plug that is set in the casing within 100 metres of the bottom of the deepest casing string, and
 - (ii) the plug is tested to a pressure equal to the formation leak-off test pressure described in subsection 63(2) plus 3,500 kPa;
- (e) when a leak exists or is suspected in the

bouchons de support soient placés conformément aux termes de l'autorisation d'exploitation du puits et soient conçus pour :

- (i) isoler les formations ou les groupes de formations qui semblent présenter des pressions anormales,
 - (ii) séparer les formations perméables et poreuses qui renferment des fluides de nature sensiblement différente,
 - (iii) séparer les formations perméables et poreuses des formations analogues dont l'âge diffère sensiblement,
 - (iv) séparer les parties du puits où il se produit une perte de circulation des autres formations perméables et poreuses,
 - (v) empêcher les fluides de formation de s'échapper ou de s'écouler du trou de sonde;
- c) veiller, dans le cas d'un puits équipé d'un tubage partiel, à ce que celui-ci soit isolé, selon le cas, au moyen :
- (i) d'un bouchon de ciment de 30 m placé sur la suspension du tubage partiel,
 - (ii) d'un bouchon de support placé dans le tubage à une profondeur maximale de huit mètres au-dessus de la suspension du tubage partiel, éprouvé à une pression de 7 000 kPa puis recouvert d'au moins huit mètres linéaires de ciment;

d) malgré l'alinéa a), sauf si on laisse en permanence au moins dix mètres de ciment dans la dernière colonne de tubage au cours de la cimentation visée à l'article 60, et que ce ciment n'est pas traversé par la colonne de forage, veiller à ce que :

- (i) le puits soit bouché, selon le cas, au moyen :
 - (A) d'un bouchon de ciment d'une longueur minimale de 30 m s'étendant à au moins quinze mètres au-dessous et au moins quinze mètres au-dessus du sabot de la dernière colonne de tubage,

innermost casing string, a cement plug is set at the time of abandonment to seal the leak; and

(f) when any annulus is open to a formation, a cement plug is set at the casing shoe to seal that annulus.

(2) The licensee of a well shall perforate any casing installed in the well in order to place cement between porous permeable formations if the formations would not otherwise be isolated.

Surface abandonment

96. When a well is abandoned, the licensee shall ensure that surface abandonment is completed within 12 months of the subsurface abandonment in accordance with the following:

(a) all casing must be cut at least one metre below ground level and either a minimum of eight linear metres of cement is placed on a wiper plug or a steel plate is welded across the innermost casing; and

(b) steel plates must be welded over the top of each casing string other than the innermost casing referred to in paragraph (a) in a manner that completely closes off the well bore and the annuli between all strings of casing.

Plugging perforated interval

97.(1) The licensee of a well shall ensure that every interval in a casing string that has been perforated is plugged prior to perforating any other interval in the casing string unless otherwise approved by the Chief Operations Officer.

(2) The perforated intervals referred to in subsection (1) must be plugged

(B) d'un bouchon de support placé dans le tubage à moins de cent mètres de l'extrémité inférieure de la dernière colonne de tubage,

(ii) ce bouchon soit éprouvé à une pression égale à la pression de fuite déterminée selon l'essai visé au paragraphe 63(2), majorée de 3 500 kPa;

e) lorsqu'une fuite est constatée ou présumée dans la colonne de tubage la plus profonde, veiller à ce qu'un bouchon de ciment soit mis en place, au moment de l'abandon, pour la colmater;

f) lorsqu'un espace annulaire est ouvert à une formation, veiller à ce qu'un bouchon de ciment soit mis en place pour le fermer.

(2) Le titulaire de licence d'un puits doit perforer tout tubage installé dans le puits afin de mettre en place du ciment entre les zones perméables poreuses qui ont besoin d'être isolées.

Abandon de surface

96. Lorsqu'il abandonne définitivement un puits, le titulaire de licence doit veiller à ce que l'abandon en surface soit complété dans les douze mois de l'abandon souterrain en conformité avec les exigences suivantes :

a) tous les tubages doivent être sectionnés à au moins un mètre au-dessous du niveau du sol et soit qu'un bouchon de cimentation d'une épaisseur minimale de huit mètres soit placé dans le tubage interne, soit qu'une plaque en acier y soit soudée en travers;

b) des plaques d'acier doivent être soudées sur le dessus de chaque colonne de tubage autre que le tubage interne visé à l'alinéa a), de façon à obturer complètement le trou de sonde et tous les espaces annulaires entre les colonnes de tubage.

Obturation du tubage perforé

97.(1) Sauf autorisation contraire du délégué aux opérations, le titulaire de licence d'un puits doit veiller à obturer toute partie de tubage perforé avant de procéder à la perforation d'une autre partie du tubage.

(2) Les parties de tubage perforé visées au paragraphe (1) doivent être obturées de l'une ou l'autre des façons

(a) by setting a bridge plug not more than 8 metres above the top perforation and by placing not less than 8 linear metres of cement on the bridge plug;

(b) by squeezing cement into the perforations and then testing the plug to a pressure of not less than 7,000 kPa above the formation fluid pressure in the interval; or

(c) by setting a cement plug not more than 30 metres above the top perforation and not less than 30 metres in length.

(3) Despite subsection (2), if a licensee proposes to plug a perforated interval pursuant to subsection (1) before perforating another interval in the casing string and the interval to be plugged is the uppermost perforated interval in the well, the interval must be plugged

(a) in accordance with paragraph (2)(b) but ensuring that the cement is drilled out of the well bore before the pressure test, if the other perforation interval is to be placed below that uppermost perforated interval, or

(b) in accordance with paragraph (2)(c), if the other perforation interval is to be placed above that uppermost perforated interval.

Length and quality of cement plugs

98.(1) The licensee of a well shall ensure that the cement plugs referred to in section 95, unless otherwise permitted in the Well Operation Approval, are not less than

(a) 100 metres in length, when they are set in a portion of the well that is not protected by casing; and

(b) 30 metres in length, when they are set in a portion of the well that is protected by casing.

(2) The licensee shall ensure that the cement used for any cement plugs is designed to have a minimum compressive strength of 3,500 kPa after it has cured for at

suivantes :

a) en plaçant un bouchon de support à une distance maximale de huit mètres au-dessus des perforations supérieures et en recouvrant le bouchon de support d'une épaisseur minimale de huit mètres de ciment;

b) en injectant du ciment dans les perforations puis en éprouvant le bouchon à une pression minimale de 7 000 kPa de plus que la pression du fluide de formation au niveau de cette partie du tubage;

c) en plaçant un bouchon de ciment d'une épaisseur minimale de 30 m à une distance maximale de 30 m au-dessus des perforations supérieures.

(3) Malgré le paragraphe (2), si un titulaire de licence se propose d'obturer une partie de tubage perforé avant de procéder à la perforation d'une autre partie du tubage en application du paragraphe (1), et qu'il s'agit de la plus élevée des parties de tubage perforé du puits, celle-ci doit être obturée conformément à l'une des méthodes suivantes:

a) la méthode donnée à l'alinéa (2)b), mais en veillant à ce que le ciment soit enlevé du trou de sonde avant de procéder à l'épreuve sous pression, si l'autre partie de tubage perforé doit être placée au-dessous de cette partie la plus élevée;

b) la méthode donnée à l'alinéa (2)c), si l'autre partie de tubage perforé doit être placée au-dessous de cette partie la plus élevée.

Longueur et qualité des bouchons de ciment

98.(1) Le titulaire de licence doit veiller à ce que, sauf indication contraire de l'autorisation d'exploitation du puits, les bouchons de ciment visés à l'article 95 ne soient pas inférieurs à :

a) cent mètres de longueur lorsqu'ils sont placés dans une partie non tubée du puits;

b) 30 mètres de longueur lorsqu'ils sont placés dans une partie tubée du puits.

(2) Le titulaire de licence doit veiller à ce que le ciment utilisé pour les bouchons de puits soit prévu pour

least 12 hours.

Fluid in abandoned or suspended wells

99. The licensee of a well that is suspended or abandoned shall ensure that the well is filled with fluid that

- (a) will not freeze under the conditions to which it will be subjected; and
- (b) is treated to minimize corrosion of the casing and tubing.

Cement top and plug location

100.(1) The licensee of a well shall

- (a) log the cement top using an approved plug-logging technique and ensure that the logging tool is calibrated at least once per job; or
- (b) wait for at least 12 hours for the cement used for plugs to set and then confirm with a minimum force of 90 kN or the full weight of the cementing string, whichever is the lesser, the position of any cement plug that is not supported by the bottom of the well or by a plug
 - (i) at the shoe of the deepest casing string,
 - (ii) above an abnormally pressured formation, or
 - (iii) above a hydrocarbon-bearing formation.

(2) When a plug is found to be so displaced from its intended position as to render it inadequate for the purpose for which it was intended, a supplementary plug must be set to replace it and the position of it confirmed in accordance with subsection (1).

Surface marking

101. The licensee of an abandoned well shall ensure that the surface location of the well is marked by a steel marker painted iridescent orange that extends 1.5 metres above ground level and is comprised of

avoir une résistance minimale à la compression de 3 500 kPa après au moins douze heures de durcissement.

Fluide dans les puits abandonnés définitivement ou provisoirement

99. Le titulaire de licence d'un puits devant être abandonné provisoirement ou définitivement doit veiller à que le fluide à injecter dans ce puits réponde aux exigences suivantes :

- a) qu'il résiste au gel dans les conditions auxquelles il sera assujéti;
- b) qu'il soit traité afin de minimiser la corrosion du tubage et de la colonne de production.

Vérification des bouchons

100.(1) Le titulaire de licence doit, selon le cas :

- a) mesurer la masse volumique du ciment à la partie supérieure du bouchon par une méthode approuvée de mesure directe au moyen d'un instrument étalonné à chaque opération;
- b) attendre que le ciment des bouchons ait durci pendant au moins douze heures puis vérifier, avec une force d'au moins 90 kN ou avec le plein poids de la colonne de cimentation, selon la moindre des deux valeurs, la position de tout bouchon de ciment ne reposant ni sur un autre bouchon, ni au fond du puits, soit :
 - (i) au niveau du sabot de la colonne de tubage la plus profonde,
 - (ii) au-dessus d'une zone de pression anormale,
 - (iii) au-dessus d'une zone renfermant des hydrocarbures.

(2) Lorsqu'il est constaté qu'un bouchon est si dévié de la position prévue qu'il ne remplit pas la fonction à laquelle il est destiné, il doit être remplacé par un autre bouchon et la position de celui-ci vérifiée conformément au paragraphe (1).

Repères en surface

101. Le titulaire de licence d'un puits abandonné doit veiller à ce que l'emplacement du puits soit marqué par un repère en acier de couleur orange iridescent s'élevant à 1,5

(a) a length of pipe that is either welded to the cover on the cut-off casing or is set in cement; and

(b) steel plates that are at least 5 mm thick and measure 500 mm by 300 mm on which the well name and well surface location coordinates are bead-welded.

Clean-up

102. The licensee of a well shall ensure that on the abandonment of the well

(a) all solid waste is cleared from the site and the surface of the site is cleaned up to the satisfaction of the Chief Operations Officer;

(b) the rat and mouse hole are plugged in such a manner that a safety hazard is not created;

(c) waste oil is removed;

(d) unused concrete bases, machinery and materials are removed; and

(e) excavations are drained and filled.

PART 8 EVALUATION

Well evaluation

103.(1) The licensee of a well shall obtain sufficient well tests, formation flow tests, wireline logs, analyses, surveys, conventional cores, cuttings and samples during the drilling of the well to ensure that a comprehensive geological and reservoir evaluation can be made.

(2) The licensee shall prepare an evaluation report in respect of the well containing an analysis and interpretation of the evaluation data referred to in subsection (1) for submission to the Minister pursuant to paragraph 183(a).

Gas content of drilling fluid

104.(1) The licensee of a well shall, when detection and recording devices are required under paragraph

mètre au-dessus de la surface du sol et constitué :

a) d'un bout de tube qui est soit soudé à la plaque d'obturation du tubage sectionné, soit ancré dans le ciment;

b) de plaques en acier d'une épaisseur minimale de cinq millimètres mesurant 500 mm par 300 mm, portant la désignation du puits et ses coordonnées de surface inscrites au cordon de soudure.

Nettoyage du chantier

102. Lorsqu'un puits est abandonné définitivement, le titulaire de licence doit veiller à ce que :

a) le chantier soit débarrassé de tous les déchets solides et sa surface remise en état à la satisfaction du délégué aux opérations;

b) le trou de rat et le trou de manoeuvre soient bouchés de façon à éliminer tout danger;

c) l'huile usée soit éliminée;

d) les ouvrages en béton, machines et matériaux non utilisés soient enlevés;

e) les excavations soient drainées et remblayées.

PARTIE 8 ÉVALUATIONS

Évaluation de puits

103.(1) Le titulaire de licence d'un puits doit effectuer un nombre suffisant d'essais de puits, d'essais d'écoulement de formation, de diagraphies par câble, d'analyses, de mesures, de carottages classiques, et de prélèvements de déblais et d'échantillons au cours du forage d'un puits pour permettre un levé géologique et une évaluation du réservoir complets.

(2) Le titulaire de licence doit remettre au ministre, en application de l'alinéa 183a), un rapport d'évaluation contenant les analyses et interprétations de toutes les données d'évaluation d'un puits visées au paragraphe (1).

Teneur en gaz du fluide de forage

104.(1) Lorsqu'un détecteur de gaz est exigé en vertu

31(5)(e), sample and test all drilling fluid returning to the surface to determine the total hydrocarbon gas content and, if the devices have the capability, the relative amounts of any hydrogen sulphide, methane, ethane, propane and butane gas in a gaseous state.

(2) The licensee shall record the results of the sampling and testing referred to in subsection (1).

Drill cuttings

105. Unless otherwise directed by the Chief Operations Officer, the licensee of a well shall ensure that

(a) a series of drill cutting samples are taken at interval depths of five metres and that a portion of each sample is washed and dried

(i) to remove any drilling fluid or other contaminants, and

(ii) in a manner that minimizes any change in the natural appearance or lithologic characteristics of the cuttings;

(b) the portion referred to in paragraph (a) is of sufficient volume to fill two standard geological sample vial containers; and

(c) the vials referred to in paragraph (b) are accurately and durably labelled with the name of the well and the depth interval from which the drill cuttings were obtained.

Conventional cores

106.(1) The licensee of a well shall core each of the formations or parts of formations specified in the conditions of the Well Licence.

(2) The licensee shall ensure that

(a) every conventional core is analyzed to determine the basic reservoir characteristics of all potential formation intervals in the core;

(b) the analysis referred to in paragraph (a) includes the measurement of at least the following characteristics

(i) porosity,

de l'alinéa 31(5)e), le titulaire de licence doit prélever des échantillons du fluide de forage qui remonte à la surface et les analyser afin de déterminer leur teneur totale en hydrocarbures gazeux et, si l'appareil possède cette capacité de discrimination, déterminer les quantités relatives d'hydrogène sulfuré, de méthane, d'éthane, de propane et de butane à l'état gazeux.

(2) Le titulaire de licence doit noter les résultats de l'échantillonnage et des analyses visés au paragraphe (1).

Déblais de forage

105. À moins de directives contraires du délégué aux opérations, le titulaire de licence d'un puits doit veiller à ce que :

a) une part de chacun d'une série d'échantillons de déblais de forage prélevés à cinq mètres d'intervalle de profondeur soit lavée et séchée de manière à :

(i) éliminer toutes traces de fluide de forage ou autre agent de contamination,

(ii) modifier le moins possible l'aspect naturel et les caractéristiques lithologiques des déblais;

b) la part d'échantillon visée à l'alinéa a) soit suffisante pour remplir deux fioles à échantillons géologiques standard;

c) les fioles visées à l'alinéa b) portent une étiquette durable sur laquelle sont indiqués précisément la désignation du puits et l'intervalle de profondeur d'où provient l'échantillon.

Carottage classique

106.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit carotter toute formation ou partie de formation spécifiée dans les conditions de la licence de puits.

(2) Le titulaire de licence doit veiller à ce que :

a) chacune des carottes prélevées par carottage classique soit analysée en vue de déterminer les principales caractéristiques des réservoirs potentiels traversés par la carotteuse;

b) l'analyse visée à l'alinéa a) porte au moins sur les caractéristiques suivantes :

(ii) permeability, in the vertical direction and in the direction of maximum horizontal permeability and in the direction normal to the direction of maximum horizontal permeability, and

(iii) fluid saturation; and

(c) all the cores, except the portions of core necessary for the analysis referred to in paragraph (a), and not less than one-half of the cross-sectional area of the cores, are, when submitted to the Minister pursuant to paragraph 183(c), contained in standard cardboard boxes crated in proper stratigraphic order.

(3) The licensee shall store every core or portion of a core not submitted to the Chief Operations Officer pursuant to paragraph (2)(c), for a period of not less than two years after the date of abandonment of the well from which the core was taken.

(4) The licensee shall, before disposing of a core or a portion of a core referred to in subsection (2), notify the Chief Operations Officer in writing and give the Chief Operations Officer an opportunity to request delivery to the Chief Operations Officer of that core or portion.

Sidewall cores

107.(1) No person shall extract a sidewall core from a core gun before the firing head of the core gun has been removed.

(2) The licensee of a well shall ensure that any sidewall core obtained in the course of drilling the well is analysed immediately, in accordance with good geological practice, and is placed in a suitable container that is accurately and durably labelled with the name of the well and the depth interval from which the core was obtained.

(3) The licensee shall store in containers that are durably labelled with the name of the well and the depth from which the core was obtained any sidewall core material remaining after petrographic, reservoir, paleontological, palynological or other analyses have been conducted.

(i) la porosité,

(ii) la perméabilité dans la direction verticale, dans la direction de la perméabilité horizontale maximale et dans la direction perpendiculaire à la direction de la perméabilité horizontale maximale,

(iii) le degré de saturation;

c) lorsque les échantillons nécessaires à l'analyse visée à l'alinéa a) ont été prélevés, les restes des carottes ou des tranches prises dans le sens longitudinal et correspondant à au moins la moitié de la section transversale de ces carottes soient remis au ministre, en application de l'alinéa 183c), dans des boîtes de carton standard, emballés dans l'ordre stratigraphique voulu.

(3) Le titulaire de licence doit conserver toutes les carottes ou restes de carottes qui n'ont pas été remis au délégué aux opérations en application de l'alinéa (2)c) durant une période d'au moins deux ans à compter de la date d'abandon définitif du puits d'où proviennent les carottes.

(4) Avant d'éliminer les carottes ou parties de carottes visées au paragraphe (2), le titulaire de licence doit en aviser par écrit le délégué aux opérations et lui laisser la possibilité de les réclamer.

Carottage latéral

107.(1) Il est interdit d'extraire une carotte du carottier latéral avant que le dispositif d'amorçage de la charge explosive n'ait été retiré.

(2) Le titulaire de licence d'un puits doit veiller à ce que toute carotte prélevée par carottage latéral au cours du forage du puits soit analysée immédiatement selon les pratiques géologiques reconnues puis placée dans un contenant convenable portant une étiquette durable sur laquelle sont inscrits la désignation du puits et l'intervalle de profondeur d'où provient la carotte.

(3) Le titulaire de licence doit stocker tout reste de carotte après les analyses pétrographiques, de réservoir, paléontologiques, palynologiques ou autres, dans des contenants portant une étiquette durable sur laquelle sont inscrits la désignation du puits et l'intervalle de profondeur d'où provient la carotte.

Wireline logs

108.(1) The licensee of a well shall, for the proper evaluation of the well, take sufficient wireline logs to

- (a) properly evaluate all uncased intervals in the well;
- (b) permit an accurate calculation of the porosity, fluid saturation and fluid contact for all potential pools;
- (c) measure the size of the well bore and the spontaneous potential and natural radioactivity of any formation; and
- (d) assist in determining the lithology of any formation.

(2) The licensee shall ensure that the wireline logs referred to in subsection (1) yield data of good quality by having them taken

- (a) as soon as practicable after penetrating a potential pool;
- (b) before altering the nature of the drilling fluid in a manner that would affect the quality of the wireline logs;
- (c) before enlarging the diameter of the well bore for the purpose of installing casing;
- (d) at sufficiently frequent time intervals during the drilling of the well so that the nature of the formation fluids adjacent to the well bore is not significantly altered by an invasion of the drilling fluid; and
- (e) at a rate that yields good quality data and does not cause formation fluids to be swabbed into the well.

(3) When permafrost exists in a well, the licensee shall, unless exempted by the Chief Operations Officer, determine the approximate depth of the base of the permafrost by running a temperature survey or other wireline log or by such other method as may be approved by the Chief Operations Officer.

(4) For the purposes of subsection (1), the licensee shall take a sufficient number of types of porosity-

Diagraphies au câble

108.(1) Afin d'assurer une bonne évaluation d'un puits, le titulaire de licence du puits doit prendre un nombre suffisant de diagraphies au câble pour :

- a) évaluer correctement toutes les parties non tubées du puits;
- b) permettre un calcul précis de la porosité, de la saturation et des niveaux de contact entre fluides de tous les gisements potentiels;
- c) déterminer le diamètre du trou de sonde ainsi que le potentiel spontané et la radioactivité naturelle de toute formation;
- d) aider à déterminer la lithologie de toute formation.

(2) Le titulaire de licence doit s'assurer que les diagraphies au câble visées au paragraphe (1) fournissent des données de bonne qualité, en veillant à ce qu'elles soient prises :

- a) dès que possible après la pénétration d'un gisement potentiel;
- b) avant de modifier la nature du fluide de forage d'une façon qui affecterait leur qualité;
- c) avant d'augmenter le diamètre du trou de sonde pour installer le tubage;
- d) à des intervalles assez fréquents au cours du forage du puits pour que la nature des fluides de formation aux abords de la paroi du trou de sonde ne soit pas notablement modifiée par le fluide de forage;
- e) à une vitesse qui permet d'obtenir des données de bonne qualité et ne provoque pas le pistonnage des fluides de formation dans le puits.

(3) Lorsqu'un puits traverse une zone de pergélisol, le titulaire de licence, sauf s'il en est exempté par le délégué aux opérations, doit déterminer de façon approximative, la profondeur de la base du pergélisol, par des mesures de température, des diagraphies au câble ou toute autre méthode approuvée par le délégué aux opérations.

(4) Pour l'application du paragraphe (1), le titulaire de licence doit réaliser un nombre suffisant de types différents

measuring wireline logs in the well so that any effect of shaliness, hydrocarbons, complex lithology and the walls of the well bore can be compensated for in determining the porosity of any formation.

(5) Unless otherwise permitted in the Well Licence, the licensee shall take at least two types of porosity-measuring wireline logs if significant reservoir development is indicated in the portion of the well bore in which the wireline logs are to be taken.

(6) For the purposes of subsection (1), the licensee shall begin by taking a sufficient number of types of resistivity-measuring wireline logs in the well so that the distortion caused by filtrate invasion, thin beds, the drilling fluid and the walls of the well bore can be compensated for in calculating the formation resistivity.

(7) The licensee shall take wireline logs in the well bore drilled for the surface casing when the requirement to do so is stated in the Well Licence.

(8) The licensee shall ensure that for every wireline log

(a) the maximum bottom-hole temperature is measured with at least two maximum-recording thermometers; and

(b) the formation temperature, the time that the circulation of the drilling fluid stopped and the time that the wireline log instrument left the bottom of the well bore is recorded on the wireline log.

Deferment of wireline log

109.(1) When conditions in a well are such that the taking of any wireline log would endanger the safety of any person, the well or the drilling rig, the licensee of the well shall defer the taking of that wireline log until the conditions are such that the taking of the wireline log can be done in safety.

(2) When the taking of a wireline log is deferred under subsection (1), the licensee shall

(a) notify the Minister of the deferment before the end of the day following the day on which the deferment occurred;

(b) submit to the Minister a program for approval

de diagraphies de porosité dans un puits pour que tout effet attribuable à la présence d'argile, aux hydrocarbures, à une lithologie complexe ou aux parois du trou de sonde puisse être corrigé lors du calcul de la porosité de la formation.

(5) Sauf indication contraire de la licence de puits, le titulaire de licence doit réaliser un nombre suffisant de types différents de diagraphies de porosité s'il y a lieu de croire que le réservoir est très étendu au niveau de la partie du trou de sonde concernée.

(6) Pour l'application du paragraphe (1), le titulaire de licence doit d'abord réaliser un nombre suffisant de types de diagraphies de résistivité dans un puits pour que toute distortion attribuable à l'invasion de filtrat, à des couches minces, au fluide de forage ou aux parois du trou de sonde puisse être corrigée lors du calcul de la résistivité de la formation.

(7) Le titulaire de licence doit réaliser les diagraphies au câble dans le trou de sonde foré pour le tubage de surface lorsque l'exige la licence de puits.

(8) Lorsqu'il effectue une diagraphie au câble, le titulaire de licence doit veiller à ce que :

a) la température maximale au fond du trou soit mesurée avec au moins deux thermomètres à maximum;

b) la température de la formation, l'heure d'arrêt de la circulation du fluide de forage et l'heure à laquelle l'instrument de diagraphie au câble a été retiré du fond du trou de sonde soient inscrits sur la diagraphie.

Report de la diagraphie au câble

109.(1) Lorsque les conditions d'un puits sont telles que la prise d'une diagraphie au câble compromettrait la sécurité du personnel ou l'intégrité du puits ou de l'appareil de forage, le titulaire de licence du puits reporte la diagraphie jusqu'à ce que les conditions soient favorables.

(2) Lorsque la prise d'une diagraphie au câble est reportée en vertu du paragraphe (1), le titulaire de licence doit :

a) en aviser le ministre avant la fin de la journée qui suit la date du report;

b) remettre au ministre, pour approbation par le

by the Chief Operations Officer detailing the procedures to be used to obtain the information that would have been obtained from the deferred wireline log; and

(c) follow the procedures referred to in paragraph (b), if approved.

Cased hole logs

110.(1) The licensee of a well shall run a cased hole log on the well if, in the opinion of the Chief Operations Officer, the cased hole log would significantly contribute to the evaluation of the pool in which the well is located.

(2) When, pursuant to subsection (1), the licensee runs a cased hole log, the licensee shall submit a copy of the cased hole log to the Minister before the end of the day following the day on which the log was completed.

Wireline log quality

111. The licensee of a well shall ensure that every wireline log or other survey made in the well

(a) is recorded at a scale that provides a degree of sensitivity appropriate to the measurements being taken; and

(b) has recorded on it a description of any tool calibration or other data that is necessary in the interpretation of the wireline log or other survey.

Formation flow tests and wireline tests generally

112.(1) The licensee of a well shall not conduct a wireline test or formation flow test on the well unless the Chief Operations Officer has approved a wireline testing program or formation flow testing program, as the case may be, in respect of the well.

(2) The licensee shall ensure that, in the course of conducting a wireline test or formation flow test, every formation in the well is sampled or tested to obtain fluid flow and formation pressure data from the formation when there is an indication that the result of such a sample or test will contribute substantially to the evaluation of the formation.

(3) For the purposes of subsection (2), the licensee shall ensure that

délégué aux opérations, un programme décrivant les procédures envisagées pour obtenir les informations qu'aurait données la diagraphie;

c) suivre les procédures visées à l'alinéa b), si celles-ci sont approuvées.

Diagraphies en trous tubés

110.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit effectuer une diagraphie en trou tubé dans le puits si le délégué aux opérations est d'avis que cette diagraphie fournirait des renseignements utiles pour l'évaluation du gisement sur lequel se situe le puits.

(2) Le titulaire de licence qui effectue une diagraphie en trou tubé en application du paragraphe (1) doit remettre une copie de celle-ci au ministre avant la fin de la journée qui suit son achèvement.

Qualité de la diagraphie au câble

111. Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce que toute diagraphie au câble ou autre levé mené dans un puits :

a) soit enregistrée à une échelle donnant un degré de précision opportun;

b) soit assortie d'une description de l'étalonnage de l'instrument ou de tout autre renseignement nécessaire à l'interprétation des résultats.

Essais d'écoulement de formation et essais au câble

112.(1) Il est interdit au titulaire d'une licence de puits de mener un essai d'écoulement de formation et un essai au câble dans un puits à moins que le délégué aux opérations n'ait approuvé le programme de l'un ou l'autre de ces essais visant le puits.

(2) Le titulaire de licence doit veiller à ce que des prélèvements d'échantillons et des essais soient effectués dans chaque formation traversée au cours des essais d'écoulement de formation et des essais au câble afin de déterminer le débit d'écoulement des fluides de formation et la pression de la formation lorsqu'il y a lieu de croire que les données obtenues de ces essais et échantillonnages seraient utiles pour l'évaluation de la formation.

(3) Pour l'application du paragraphe (2), le titulaire de licence doit veiller à ce que s'effectuent les essais suivants :

(a) a wireline test is conducted in the open hole sections of the well where porous reservoir exists for the purpose of recording pore pressure and reservoir permeability; and

(b) a formation flow test is conducted for the purpose of obtaining fluid samples and productivity data when such action is warranted by the positive indication of wireline tests or other well bore data.

(4) When a wireline test is employed to obtain a reservoir fluid sample, the licensee shall ensure that the test is designed to obtain the maximum amount of fluid practicable and that information in respect of the test is recorded in accordance with the directions of the Chief Operations Officer.

Formation flow test requirements

113.(1) The licensee of a well shall ensure that during any formation flow test no formation fluids are allowed to flow to the surface or are circulated to the surface unless there is adequate illumination in the vicinity of the test tree, flow lines and test tanks.

(2) The licensee shall comply with the Canadian Petroleum Safety Council's *Industry Recommended Practice (IRP), Volume 4, Well Testing and Fluid Handling* for procedures and equipment specifications for formation flow testing when they do not conflict with these Regulations.

(3) The licensee shall ensure that before starting any formation flow test

(a) all safety equipment and fire protection equipment are inspected and found ready for immediate use;

(b) if the test is to be conducted in an interval of a well that is protected by casing, the annulus between the test string and the casing is pressure-tested to confirm that the packer will withstand pressure from above the packer; and

(c) all pieces of the test equipment are pressure-tested to at least the maximum pressure to which that equipment may reasonably be expected to be

a) un essai au câble dans les parties non tubées d'un puits traversant un réservoir poreux pour déterminer la pression interstitielle et la perméabilité du réservoir;

b) un essai d'écoulement de formation afin de prélever des échantillons de fluides et faire la collecte de données de productivité lorsque les résultats d'un essai au câble ou d'autres données recueillies concernant le trou de sonde en indiquent l'utilité.

(4) Lorsqu'il effectue un essai au câble pour obtenir un échantillon de fluides de formation, le titulaire de licence doit s'assurer que l'essai est conçu pour permettre de prélever la plus grande quantité de fluide possible et que les données de l'essai sont enregistrées conformément aux directives du délégué aux opérations.

Exigences des essais d'écoulement de formation

113.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce qu'aucun fluide de formation ne remonte ou ne circule à la surface au cours d'un essai d'écoulement de formation à moins que les abords de la tête d'essai, des conduites d'écoulement et des réservoirs de jaugeage ne soient convenablement éclairés.

(2) Le titulaire de licence doit se conformer aux procédures et spécifications du matériel pour les essais d'écoulement de formation, qui se trouvent dans le document intitulé *Industry Recommended Practice (IRP), Volume 4, Well Testing and Fluid Handling* du Canadian Petroleum Safety Council.

(3) Avant d'entreprendre un essai d'écoulement de formation, le titulaire de licence doit veiller à ce que les conditions suivantes soient respectées :

a) tout le matériel de sécurité et de lutte contre les incendies a été inspecté et jugé en état d'être utilisé;

b) si l'essai doit être effectué dans une partie tubée du puits, l'espace annulaire entre les tiges d'essai et le tubage est soumis à une épreuve de pression afin de vérifier que la garniture d'étanchéité peut résister à la pression à laquelle elle est susceptible d'être exposée au cours de l'essai;

subjected during the test.

(4) The licensee shall ensure that

(a) during any formation flow test, all flow rates and pressures are measured and controlled;

(b) any well fluid produced during a formation flow test is

(i) sampled to determine if it contains hydrogen sulphide gas,

(ii) monitored to determine if it contains a significant amount of sand, and

(iii) stored and disposed of in accordance with these Regulations;

(c) unless precautions have been taken to ensure the safety of personnel and the control of the well, any formation flow test is stopped immediately when

(i) hydrogen sulphide gas is present, or

(ii) significant sand erosion is occurring ; and

(d) after the completion of a formation flow test and prior to pulling the test string used to conduct the test out of the well, any formation fluid in the test string is circulated to the surface or is otherwise recovered.

(5) The licensee shall ensure

(a) that all relevant information in respect of any formation flow test is properly recorded; and

(b) that the information referred to in paragraph (a) includes, if available,

(i) the initial shut-in pressure,

(ii) all flow rates and pressures and the time at which each measurement was taken,

c) tous les éléments du matériel d'essai sont éprouvés à une pression atteignant au moins la pression maximale à laquelle ils seront vraisemblablement exposés au cours de l'essai.

(4) Le titulaire de licence doit veiller à ce que les conditions suivantes soient respectées :

a) au cours d'un essai d'écoulement de formation, les débits et la pression des écoulements sont mesurés et contrôlés;

b) au cours d'un essai d'écoulement de formation, tout fluide prélevé dans le puits est :

(i) analysé afin de déterminer s'il contient de l'hydrogène sulfuré,

(ii) contrôlé afin de déterminer s'il contient une quantité importante de sable,

(iii) recueilli et éliminé conformément aux exigences du présent règlement;

c) sauf si des précautions ont été prises afin d'assurer la sécurité du personnel et le contrôle du puits, tout essai d'écoulement de formation est interrompu dès que l'on constate :

(i) la présence d'hydrogène sulfuré,

(ii) la survenance de l'érosion d'une quantité importante de sable;

d) après l'achèvement d'un essai d'écoulement de formation et avant le retrait des tiges d'essai du puits, le fluide de formation se trouvant dans les tiges d'essai est remonté à la surface ou récupéré d'une autre façon.

(5) Le titulaire de licence doit veiller à ce que :

a) toutes les données pertinentes concernant un essai d'écoulement de formation soient consignées;

b) les données visées à l'alinéa a) comprennent, selon le cas :

(i) la pression initiale de fond,

(ii) les débits et la pression mesurés en fonction du temps,

(iii) sufficient build-up pressure and flowing pressure data to calculate the permeability and the static reservoir pressure,

(iv) the total volume of fluid recovered and the volume of each type of fluid produced, and

(v) the temperature and pressure in the well at the point and at the time any fluid sample was taken.

(iii) les données de remontée de pression et de pression d'écoulement nécessaires pour pouvoir calculer la perméabilité et la pression statique du réservoir,

(iv) le volume total et le volume de chaque type de fluide récupéré,

(v) la température et la pression du puits en fonction de la profondeur et du temps de prélèvement des échantillons de fluides.

Extended flow test programs

114.(1) The Chief Operations Officer may approve an extended formation flow testing program for a well on being satisfied that the program will enable the licensee of the well to

(a) obtain data on the deliverability or productivity of the well;

(b) establish the characteristics of the reservoir; and

(c) obtain representative samples of the formation fluids.

(2) The licensee shall comply with the Canadian Petroleum Safety Council's *Industry Recommended Practices (IRP), Volume 4, Well Testing and Fluid Handling* for procedures and equipment specifications for extended formation flow testing except to the extent that they are inconsistent with or in conflict with these Regulations.

(3) When an extended flow test is carried out on a development well or exploratory well on any day, the licensee shall prepare a report of the results of the test on that day and submit it to the Minister by the end of the next day.

Well testing completed wells

115.(1) The licensee of a well shall not conduct a well test on the well unless the Chief Operations Officer has approved, pursuant to subsection (2), a well testing program in respect of the well.

(2) The Chief Operations Officer may approve a well testing program on being satisfied that the program will enable the licensee to

Programme d'essais d'écoulement prolongés

114.(1) Le délégué aux opérations peut approuver, pour un puits, un programme d'essais d'écoulement de formation prolongés s'il est d'avis que ce programme permettra au titulaire de licence du puits :

a) de recueillir des données sur le débit soutirable ou la productivité du puits;

b) de déterminer les caractéristiques du réservoir.

(2) Le titulaire de licence doit respecter les exigences relatives aux dispositifs et aux procédures d'essais d'écoulement de formation prolongés stipulées au volume 4 (IRP) intitulé *Well Testing and Fluid Handling*, d'une série de publications intitulée *Industry Recommended Practices* publiées par le Canadian Petroleum Safety Council, dans la mesure où ces exigences ne sont pas en contradiction avec les normes du présent règlement.

(3) Le titulaire de licence doit présenter sur une base quotidienne au ministre, les résultats des essais d'écoulement prolongés qu'il effectue dans un puits d'exploration ou un puits de développement, avant la fin de la journée suivant la date de l'essai.

Essais de puits achevés

115.(1) Il est interdit au titulaire de licence d'un puits de mener des essais dans un puits à moins que le délégué aux opérations n'ait approuvé un programme d'essai du puits en application du paragraphe (2).

(2) Le délégué aux opérations peut approuver un programme d'essai de puits s'il est d'avis que ce programme permettra au titulaire de licence :

- (a) obtain data on the deliverability or productivity of the well;
- (b) establish the characteristics of the reservoir; and
- (c) obtain representative samples of the formation fluids.

(3) When a well is subjected to a well operation that could change the deliverability, productivity or injectivity of the well, the licensee shall, immediately after the well operation is completed, perform a well test approved by the Chief Operations Officer to determine the effects of the well operation on the deliverability, productivity or injectivity of the well.

(4) The licensee shall conduct every well test and evaluation of the well in accordance with the well testing program approved pursuant to subsection (2).

(5) If the Chief Operations Officer requests to be informed by the licensee of the licensee's intention to conduct a well test on a well, the licensee shall inform the Chief Operations Officer at least 48 hours before the licensee conducts the test.

(6) The licensee shall comply with the procedures and equipment specifications for well testing in the Canadian Petroleum Safety Council's *Industry Recommended Practices (IRP), Volume 4, Well Testing and Fluid Handling* except to the extent that they are inconsistent with or in conflict with these Regulations.

(7) When a well test is carried out on a well, the licensee shall record the results of the well test and submit a field copy of those results to the Minister before the end of the day following the day on which the well test was completed.

Well sample transportation

116.(1) The licensee of a well shall ensure that every core and every sample of drill cuttings or well fluid that is taken from the well in compliance with these Regulations is transported and stored in a manner that prevents any loss or deterioration of the core or sample.

- (2) The licensee must not transport

- a) de recueillir des données sur le débit soutirable ou la productivité du puits;
- b) de déterminer les caractéristiques du réservoir;
- c) d'obtenir des échantillons représentatifs des fluides de formation.

(3) Lorsqu'un puits fait l'objet d'une exploitation susceptible d'en changer le débit soutirable, la productivité ou l'injectivité, le titulaire de licence doit, dès que cesse l'exploitation du puits, mener un essai de puits approuvé par le délégué aux opérations afin de déterminer les effets de cette exploitation sur les caractéristiques ci-dessus mentionnées.

(4) Le titulaire de licence qui essaie ou évalue un puits doit le faire conformément au programme d'essai approuvé en application du paragraphe (2).

(5) À la demande du délégué aux opérations, le titulaire de licence doit l'informer de son intention de mener un essai dans un puits, et ce au moins 48 heures avant le début de l'essai.

(6) Le titulaire de licence doit respecter les exigences relatives aux dispositifs et aux procédures d'essais de puits stipulées au volume 4 (IRP) intitulé *Well Testing and Fluid Handling*, d'une série de publications intitulée *Industry Recommended Practices* publiées par le Canadian Petroleum Safety Council, dans la mesure où ces exigences ne sont pas en contradiction avec les normes du présent règlement.

(7) Le titulaire de licence doit présenter au ministre, une copie du contrôle de chantier des résultats de chaque essai qu'il mène dans un puits, avant la fin de la journée qui suit la date d'achèvement de l'essai.

Manutention des échantillons

116.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce que les échantillons de déblais de forage, les carottes et les échantillons de fluides prélevés dans un puits conformément au présent règlement soient manutentionnés de façon à éviter la perte de la matière ou sa détérioration.

- (2) Il est interdit au titulaire de licence de transporter :

(a) any sample of well fluid that is collected for purposes of analysis in a plastic container or in any other container that may cause or permit the chemical properties of the sample to be significantly altered; or

(b) any sample of gas the pressure of which is greater than the pressure rating of the gas container.

(3) The licensee shall ensure that the container with which any sample of well fluid is taken is

(a) constructed of a material that ensures that the sample can be safely transported; and

(b) numbered, properly labelled and accompanied by information setting out

(i) the name of the well and the depth at which the sample was taken,

(ii) the date and the means by which the sample was obtained, and

(iii) if applicable, the type and the number of the wireline test.

Analysis of fluid samples

117. Unless otherwise permitted by the Chief Operations Officer, the licensee of an exploratory well or development well shall ensure that

(a) for every formation that is tested by a formation flow test, wireline test or well test, a sample of gas, condensate, oil and water is obtained from the well;

(b) each sample of oil referred to in paragraph (a) is analyzed to determine

(i) its constituent compounds and the relative proportion of each of the compounds,

(ii) its water-free and sediment-free density in kg/m³ at 15°C,

(iii) its viscosity measured at two different temperatures with a variance of at least 20°C, and

a) un échantillon de fluides prélevé dans un puits pour fin d'analyse, dans un contenant en plastique ou tout autre contenant d'une nature à pouvoir causer ou permettre une modification notable des propriétés chimiques de l'échantillon;

b) un échantillon de gaz sous une pression supérieure à la pression nominale du contenant.

(3) Le titulaire de licence doit veiller à ce que le contenant servant au prélèvement de l'échantillon de fluides prélevé dans un puits soit :

a) constitué d'un matériel permettant sa manutention en sécurité;

b) numéroté, étiqueté et accompagné des renseignements suivants :

(i) la désignation du puits et la profondeur à laquelle l'échantillon a été prélevé,

(ii) la date et le mode de prélèvement de l'échantillon,

(iii) s'il y a lieu, le type et le numéro de l'essai d'écoulement au câble.

Analyse des échantillons de fluides

117. Sauf autorisation contraire du délégué aux opérations, le titulaire d'une licence de puits d'exploration ou de puits de développement doit veiller à ce que les conditions suivantes soient respectées :

a) pour chaque formation faisant l'objet d'un essai d'écoulement de formation, d'un essai au câble ou d'un essai de puits, un échantillon de gaz, de condensat, de pétrole et d'eau sont prélevés du puits;

b) chaque échantillon de pétrole visé à l'alinéa a) est analysé afin de déterminer:

(i) ses constituants et leur proportion dans le mélange,

(ii) sa densité anhydre et sans sédiments, en kg/m³ à 15°C,

(iii) sa viscosité à deux températures ayant un écart minimal de 20°C,

- (iv) its water-free and sediment-free sulphur content in weight percent;
- (c) each sample of gas referred to in paragraph (a) is analyzed to determine
 - (i) its constituent compounds and the relative proportion of each of the compounds in moles/mole, including hydrogen sulphide and carbon dioxide,
 - (ii) its density in kg/m³,
 - (iii) its gross heating value in its dry acid-gas free condition at standard atmospheric pressure and temperature, and
 - (iv) its pseudo-critical temperature and pressure;
- (d) each sample of water referred to in paragraph (a) is analyzed to determine
 - (i) its chloride content in g/m³,
 - (ii) its resistivity in ohm-m at 25°C,
 - (iii) its total solids content at ignition in g/m³;
- (e) each sample of condensate referred to in paragraph (a) is analyzed to determine its water-free and sediment-free density in kg/m³ at 15°C; and
- (f) if the well produces more than one fluid phase, the analysis of a recombined sample is made to determine the physical and chemical factors that affect the performance of the reservoir of the well.

Fluid samples from completed well

118.(1) When a well is completed in a pool, the licensee of the well shall, if it would contribute to the evaluation of the pool or the field in which the pool is located,

- (a) take a bottom hole sample of reservoir fluids from the well; or
- (b) if it is not practicable to take a bottom hole

- (iv) sa teneur en soufre après élimination de l'eau et des sédiments, en pourcentage du poids;
- c) chaque échantillon de gaz visé à l'alinéa a) est analysé afin de déterminer :
 - (i) ses constituants et leur proportion dans le mélange, mesurés en moles/mole, y inclus l'hydrogène sulfuré et le dioxyde de carbone,
 - (ii) sa densité en kg/m³,
 - (iii) son pouvoir calorifique brut, à l'état sec et exempt de gaz acide, aux conditions normales de référence,
 - (iv) sa pression et sa température pseudocritiques;
- d) chaque échantillon d'eau visé à l'alinéa a) est analysé afin de déterminer :
 - (i) son contenu de chlorure en g/m³,
 - (ii) sa résistivité en ohm-m à 25°C,
 - (iii) sa teneur totale en solides à l'allumage en g/m³;
- e) chaque échantillon de condensats visé à l'alinéa a) est analysé afin de déterminer sa densité anhydre et sans sédiments, en kg/m³ à 15°C;
- f) si le puits produit plus d'une phase fluide, un échantillon reconstitué est analysé afin de déterminer les facteurs physiques et chimiques qui influent sur le rendement du réservoir.

Échantillons de fluides de puits achevés

118.(1) Lorsqu'il achève un puits dans un gisement, le titulaire de la licence du puits, si cela est utile pour l'évaluation du gisement ou du champ, doit prendre l'une ou l'autre des mesures suivantes :

- a) il prélève un échantillon de fluides du réservoir au fond du puits;
- b) s'il n'est pas possible de prélever un

sample of reservoir fluids from the well, collect a sample of the produced fluids at the surface of the well and recombine them at the initial reservoir conditions.

(2) The licensee shall obtain and analyze samples of oil, gas and water collected at the surface of a sufficient number of wells to determine the composition of the fluids in the pool

(a) at least once every 12 months; and

(b) whenever there is reason to believe that the composition of a fluid produced from a pool has changed.

(3) The licensee shall collect the samples of oil or gas referred to in subsection (1) or (2) in accordance with the Chief Operations Officer's directions.

(4) When water is produced from a well, the licensee shall

(a) determine in accordance with good production practice whether formation water is being produced from the well; and

(b) collect samples from the well and analyze them to determine the probable source of the water.

(5) The licensee shall analyze water samples collected under subsection (1), (2) or (4) in accordance with the American Petroleum Institute's *Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters* (API Recommended Practice 45).

(6) The licensee shall prepare a compositional analysis of representative fluid from the pool and a description of the general physical properties of the gas and liquid components of the fluid as determined in accordance with the following in addition to the requirements of paragraphs 117(b) to (e)

(a) for gas, the composition in moles/mole shall be converted to litres/1,000m³ at standard atmospheric pressure and temperature;

(b) for water, the following shall be determined

(i) the percentage of each of the solids, including chloride, bromide iodide, carbonate, bicarbonate, hydroxide, sulphate, calcium, magnesium and sodium,

échantillon de fluides au fond du puits, il prélève un échantillon de fluides à la surface et le reconstitue d'après les conditions initiales du réservoir.

(2) Le titulaire de licence doit recueillir et analyser des échantillons de pétrole, de gaz et d'eau à la surface d'un nombre suffisant de puits pour pouvoir déterminer la composition des fluides du gisement :

a) au moins une fois par année;

b) chaque fois qu'il y a lieu de croire que la composition d'un fluide produit a changé.

(3) Le titulaire de licence prélève les échantillons de pétrole ou de gaz visés au paragraphe (1) ou (2) conformément aux directives du délégué aux opérations.

(4) Lorsque de l'eau est extraite d'un puits, le titulaire de licence doit :

a) déterminer selon une saine méthode de production, s'il s'agit de l'eau de formation;

b) prélever des échantillons dans le puits et les analyser afin de déterminer l'origine probable de l'eau.

(5) Les échantillons d'eau visés aux paragraphes (1), (2) et (4) sont analysés conformément à la norme API RP 45 intitulée *Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters*, publiée par le American Petroleum Institute.

(6) Le titulaire de licence doit présenter au délégué aux opérations les résultats d'analyse de la composition du fluide représentatif du gisement et une description des propriétés physiques générales de ses constituants liquides et gazeux, déterminées selon les normes mentionnées aux alinéas 117b) à e), et les normes suivantes :

a) pour le gaz, la composition en moles/mole doit être convertie en litres/1 000 m³ aux conditions normales de référence;

b) pour l'eau, les propriétés suivantes doivent être données:

(i) le pourcentage de chaque solide, y inclus le chlorure, le bromure, l'iodure, le carbonate, le bicarbonate, l'hydroxide, le

- (ii) the total solid content, by evaporation at 110°C and 180°C,
 - (iii) the density in kg/m³,
 - (iv) the pH,
 - (v) the hydrogen sulphide content in g/m³, and
 - (vi) the refractive index at 250C;
- (c) for condensate, the mole fractions and liquid composition in moles/mole and the molecular weight of the heptanes plus fraction in g/mole shall be determined;
- (d) for combined gas and condensate, the following shall be determined
- (i) the mole fractions and gas composition in moles/mole,
 - (ii) the molecular weight in g/mole of the heptanes plus fraction,
 - (iii) the density in kg/m³ measured or calculated from the recombined analysis,
 - (iv) the pseudocritical pressure and temperature calculated from the recombined analysis,
 - (v) the molecular weight and density in kg/m³ of liquid hydrocarbons, and
 - (vi) the liquid to gas ratio in m³/m³.

Pool pressure surveys and measurements

119.(1) Before the licensee of a well begins production from a completion interval of the well, the licensee shall determine the static pressure of the pool at the completion interval.

(2) The licensee shall conduct a pool pressure survey to determine the pool's static pressure 12 months after the pool is initially put into production and at least once every 12 months thereafter.

sulphate, le calcium, le magnésium et le sodium,

(ii) la teneur totale de matières solides, obtenues par évaporation à 1100C et à 1800C,

(iii) la densité en kg/m³,

(iv) la valeur de son pH,

(v) la teneur d'hydrogène sulfuré en g/m³,

(vi) l'indice de réfraction à 250C;

c) pour le condensat, les fractions molaires et la composition liquide en moles/mole et le poids moléculaire de la fraction heptane plus en g/mole doivent être données;

d) pour les gaz et le condensat combinés, les propriétés suivantes doivent être données:

(i) leurs fractions molaires et leur composition gazeuse en moles/mole,

(ii) leurs poids moléculaire de la fraction heptane plus en g/mole,

(iii) leur densité en kg/m³ mesurée ou calculée à partir de l'analyse recombinaison,

(iv) leur pression et température pseudocritiques calculées à partir de l'analyse recombinaison,

(v) le poids moléculaire et la densité en kg/m³ des hydrocarbures liquides,

(vi) le rapport liquide-gaz en m³/m³.

Détermination de la pression dans un gisement

119.(1) Avant de mettre en production un intervalle d'achèvement d'un puits, le titulaire de licence du puits doit déterminer la pression statique du gisement au niveau de la partie achevée.

(2) Le titulaire de licence doit mener un essai de pression dans un gisement afin d'en déterminer la pression statique douze mois après la mise en production initiale du gisement et au moins une fois tous les douze mois par

(3) The licensee shall, at least 60 days before carrying out a pool pressure survey referred to in subsection (2), submit to the Minister for the approval of the Chief Operations Officer a pressure survey program that indicates the method of surveying and, if applicable, the physical location of a sufficient number of wells to be shut in so as to allow for an accurate determination of the pool's static pressure.

(4) The Chief Operations Officer may approve

(a) a pool pressure survey program submitted pursuant to subsection (3) if the implementation of the program will produce an accurate determination of the static pressure of the pool; and

(b) a schedule for conducting a pool pressure survey other than at the times described in subsection (2) if the schedule is justified by operational factors.

(5) When wells completed in the same pool have different licensees, those licensees are collectively responsible for complying with subsections (2) and (3).

après.

(3) Au moins 60 jours avant de mener l'essai de pression visé au paragraphe (2), le titulaire de licence doit présenter au ministre, en vue d'obtenir l'approbation du délégué aux opérations, un programme précisant la méthode envisagée pour mener l'essai en question et, s'il y a lieu, les coordonnées d'un nombre suffisant de puits à fermer pour permettre une détermination précise de la pression statique du gisement.

(4) Le délégué aux opérations peut approuver les mesures suivantes :

a) le programme d'essai de pression présenté en application du paragraphe (3) s'il est d'avis que ce programme permettra de déterminer avec précision la pression statique du gisement;

b) un horaire pour l'essai de pression différent de celui décrit au paragraphe (2), s'il est d'avis que les besoins opérationnels le justifient.

(5) Lorsque plusieurs puits achevés dans le même gisement relèvent de plusieurs titulaires de licences, ceux-ci sont solidairement responsables de se conformer aux exigences des paragraphes (2) et (3).

PART 9 PRODUCTION OPERATIONS

Operating manuals

120.(1) The licensee of a well shall prepare an operating manual for all normal production operations carried out by the licensee and for all abnormal conditions or situations that can be reasonably anticipated during those operations.

(2) The licensee shall ensure that a copy of the operating manual referred to in subsection (1) is

(a) kept at the well site or the site of any field facility associated with the well; and

(b) available for examination on request by any person at the well site or the field facility site, as the case may be.

PARTIE 9 ACTIVITÉS DE PRODUCTION

Manuels d'utilisation

120.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit élaborer un manuel d'utilisation pour toutes les activités de production effectuées par le titulaire de licence, et pour toutes les conditions ou les situations inhabituelles raisonnablement prévisibles dans le cadre de ces activités.

(2) Le titulaire de licence doit veiller à ce qu'un exemplaire de chaque manuel d'utilisation visé au paragraphe (1) :

a) soit conservé sur place en chantier ou dans l'installation de champ y reliée;

b) puisse être consulté sur demande par tout membre du personnel sur le chantier ou dans

l'installation de champ, selon le cas.

Notice of beginning or discontinuance of production

121. A notice of the beginning or discontinuance of production from a well must be submitted by the licensee of the well to the Minister within seven days following the date on which the well is placed on continuous production or discontinues production, as the case may be.

Maximizing recovery

122.(1) The licensee of a well shall, if practicable, correct immediately any mechanical well condition that may have a negative effect on production of oil and gas from or injection of fluids into the well.

(2) The licensee shall improve the injection or production profile of the well or alter the completion interval of the well when it is necessary to do so to avoid significant loss in ultimate recovery of oil and gas.

Reservoir management

123.(1) Subject to these Regulations, the licensee shall locate wells so as to provide, to the extent possible, for maximum recovery of oil or gas from a pool.

(2) The licensee shall carry out and, on the request of the Chief Operations Officer, submit to the Minister, infill drilling studies and enhanced recovery studies if the licensee or Chief Operations Officer has reason to believe that infill drilling or implementation of an enhanced recovery scheme could result in economically increased recovery of oil or gas from a pool.

(3) Production must not be taken from a gas well completed in a gas cap associated with an oil accumulation except in accordance with a scheme respecting production from that gas cap approved by the Chief Operations Officer.

Voidage replacement

124.(1) When a licensee carries out an enhanced recovery scheme in an oil pool that involves pressure maintenance, the licensee shall not

(a) inject fluid into the pool on a basis other than a well-pattern basis or pool basis;

Avis de mise en production ou d'interruption de la production

121. Le titulaire de licence doit aviser le ministre par écrit d'une mise en production ou d'une interruption de la production dans les sept jours suivant la date de mise en production continue du puits, ou d'interruption de la production, selon le cas.

Récupération maximale

122.(1) Dans la mesure du possible, le titulaire de licence d'un puits doit corriger sans tarder tout problème mécanique susceptible de nuire à la production de pétrole ou de gaz d'un puits ou à l'injection de fluide dans un puits.

(2) Le titulaire de licence doit améliorer le programme d'injection ou de production ou modifier l'intervalle d'achèvement d'un puits lorsque cela s'avère nécessaire afin d'éviter une réduction importante de la quantité totale de pétrole ou de gaz récupérée.

Gestion du réservoir

123.(1) Sous réserve du présent règlement, le titulaire de licence doit, dans la mesure du possible, disposer les puits de façon à permettre la récupération maximale du pétrole et du gaz du gisement.

(2) Le titulaire de licence doit étudier l'intérêt du forage intercalaire et de la récupération assistée et présenter les résultats au ministre sur demande du délégué aux opérations, si lui-même ou le délégué aux opérations a des raisons de croire que l'une ou l'autre de ces méthodes permettrait une récupération plus rentable du pétrole ou du gaz d'un gisement.

(3) Il est interdit de produire à partir d'un puits de gaz achevé dans un chapeau de gaz avec accumulation de pétrole afférente, sauf en conformité avec un plan, approuvé par le délégué aux opérations, portant sur la production à partir de ce chapeau de gaz.

Désaturation évitée

124.(1) Le titulaire de licence qui exécute un plan de récupération assistée dans un gisement de pétrole nécessitant le maintien de la pression du gisement, ne doit pas :

a) injecter du fluide dans le gisement, que selon le schéma d'implantation du puits ou du gisement;

(b) inject fluid into the pool at a volume greater or less than that being withdrawn except in accordance with the Scheme Approval; or

(c) permit a rate of production from the pool that results in a lower pool pressure than the pool pressure set out in the Field Facility Licence or the Scheme Approval.

(2) The Scheme Approval may provide for an imbalance of volumes or a different rate of production if the ultimate recovery from the pool will not be reduced.

(3) The licensee shall maintain the volumes or rate specified in the Scheme Approval.

Multi-pool wells

125.(1) When different pressure and inflow characteristics of two or more pools could negatively affect recovery of oil and gas from any of those pools, the licensee of a well that penetrates any of those pools shall operate the well

(a) as a single pool well;

(b) as a segregated multi-pool well; or

(c) in any other manner that minimizes, to the greatest possible degree, the interflow between the pools.

(2) The licensee of a segregated multi-pool well shall

(a) after the well is completed, conduct a segregation test to confirm that segregation has been established within and outside the well casing;

(b) conduct a segregation test immediately if the licensee has reason to doubt that segregation is being maintained; and

(c) separately measure production from or injection into each pool in accordance with Part 11.

b) injecter dans le gisement un volume de fluide inférieur ou supérieur à celui qui est extrait du gisement, sauf en conformité avec l'approbation de plan;

c) autoriser un taux de production qui engendrerait dans le gisement une pression moindre que celle qui est indiquée dans la licence d'installation de champ ou l'approbation de plan.

(2) L'approbation de plan peut prévoir un déséquilibre des volumes ou un taux de production différent si la récupération totale de pétrole ou de gaz du gisement ne s'en trouvera pas réduite.

(3) Le titulaire de licence doit s'en tenir aux volumes et aux taux visés dans l'approbation de plan.

Puits de gisements multiples

125.(1) Lorsqu'un puits traverse deux ou plusieurs gisements dont les différences de pression et de débit risque d'être préjudiciable à la récupération du pétrole et du gaz de l'un quelconque de ces gisements, le titulaire de la licence pour ce puits doit l'exploiter de l'une des façons suivantes :

a) comme un puits d'un gisement simple;

b) comme un puits de gisements séparés multiples;

c) de toute autre façon permettant de réduire au minimum la circulation de fluide entre les différents gisements.

(2) Dans le cas d'un puits de gisements séparés multiples, le titulaire de licence doit :

a) après que le puits est achevé, effectuer un essai d'isolement afin de vérifier que l'étanchéité a été réalisée à l'intérieur comme à l'extérieur du tubage;

b) effectuer un essai d'isolement dès qu'il soupçonne une communication entre les gisements;

c) mesurer la production de, ou l'injection dans chaque gisement séparément, en conformité avec la partie 11 du présent règlement.

Commingled production

126.(1) The licensee of a well must not produce oil or gas from more than one pool in a commingled flow through a common well bore or flowline without separate measurement of the oil or gas except in accordance with a scheme approved by the Chief Operations Officer.

(2) The Chief Operations Officer may refuse to issue a Scheme Approval under subsection (1) with respect to commingled production from more than one pool unless the Chief Operations Officer is satisfied that the production will not reduce the ultimate recovery of oil or gas from the pools.

(3) A licensee engaging in commingled production from more than one pool shall estimate the total volume and the rate of production of each fluid produced from each pool.

Flaring and venting of gas

127.(1) The licensee of a well or field facility must not permit the discharge into the atmosphere from the well or field facility of any gas produced except by flaring or venting and then only if the flaring or venting is authorized by or pursuant to this section.

(2) Subject to this section, the licensee of a well or field facility may discharge gas to the atmosphere from the well or field facility by flaring or venting

(a) if the flaring or venting is authorized by subsection (3);

(b) during a production operation, if authorization to do so is contained in a Well Operation Approval, Field Facility Licence or Scheme Approval, as the case may be, and then only at the rate and volume, and for the period, specified in the Approval or Licence; or

(c) if the flaring or venting is authorized by the Chief Operations Officer on application, whether the authorization is contained in an approval issued under these Regulations or in a separate document, and then only at the rate and volume, and for the period, specified in the approval.

Production mélangée

126.(1) Il est interdit au titulaire d'une licence de puits d'exploiter par un seul trou de sonde ou une seule conduite d'écoulement, plusieurs gisements en production mélangée, sans mesurer le pétrole et le gaz séparément, sauf aux termes d'un plan approuvé par le délégué aux opérations.

(2) Le délégué aux opérations peut refuser de délivrer une approbation de plan en vertu du paragraphe (1) à l'égard de la production mélangée à partir de plusieurs gisements, sauf s'il est d'avis que la récupération totale de pétrole ou de gaz des gisements ne s'en trouvera pas réduite.

(3) Le titulaire de licence qui exploite des gisements en production mélangée doit estimer le volume total et le taux de production de chaque fluide produit dans chacun des gisements.

Brûlage à la torche et aération de gaz

127.(1) Il est interdit au titulaire d'une licence de puits ou d'installation de champ de permettre le rejet de gaz dans l'atmosphère, sauf par le brûlage à la torche ou l'aération et seulement lorsque ces mesures sont autorisées en vertu du présent article, et en application avec celui-ci.

(2) Sous réserve du présent article, le titulaire d'une licence de puits ou d'installation de champ peut rejeter dans l'atmosphère, du gaz émanant du puits ou de l'installation de champ, par le brûlage à la torche ou l'aération dans l'un quelconque des cas suivants :

a) si le brûlage à la torche ou l'aération est autorisé par les dispositions du paragraphe (3);

b) si, au cours des activités de production, l'autorisation de le faire relève du document d'autorisation d'exploitation du puits, de la licence d'installation de champ ou de l'approbation de plan, selon le cas, et seulement au taux, au volume, et pour la durée précisés dans le document d'autorisation ou la licence;

c) si le brûlage à la torche ou l'aération est autorisé par le délégué aux opérations, sur demande, que l'autorisation elle-même relève d'un document d'approbation délivré en vertu du présent règlement ou d'un autre document, et seulement au taux, au volume, et pour la durée précisés dans le document d'approbation.

(2) Subject to this section, the licensee of a well or field facility may discharge gas to the atmosphere from the well or field facility by flaring or venting

(a) if the flaring or venting is authorized by subsection (3);

(b) during a production operation, if authorization to do so is contained a Well Operation Approval, Field Facility Licence or Scheme Approval, as the case may be, and then only at the rate and volume, and for the period, specified in the Approval or Licence; or

(c) if the flaring or venting is authorized by the Chief Operations Officer on application, whether the authorization is contained in an approval issued under these Regulations or in a separate document, and then only at the rate and volume, and for the period, specified in the approval.

(3) Subject to any requirements prescribed in the directions of the Chief Operations Officer, the licensee of a well may flare or vent gas during

(a) a drilling operation or well operation over a period not exceeding 24 hours at rates and volumes not greater than those necessary to unload and clean up the well; or

(b) a production operation to relieve abnormal pressure or, if necessary, to deal with an emergency.

(4) In an application for an authorization under paragraph (2)(c), the licensee shall, in accordance with the Chief Operations Officer's directions, show that the licensee has evaluated the following options for disposing of produced gas as an alternative to flaring or venting the gas

(a) collection of the gas into a gas gathering pipeline system;

(b) clustering or bringing the gas from several wells or several field facilities to a common point,

(2) Sous réserve du présent article, le titulaire d'une licence de puits ou d'installation de champ peut rejeter dans l'atmosphère, du gaz émanant du puits ou de l'installation de champ, par le brûlage à la torche ou l'aération, dans l'un quelconque des cas suivants :

a) si le brûlage à la torche ou l'aération est autorisé par les dispositions du paragraphe (3);

b) si, au cours des activités de production, l'autorisation de le faire relève du document d'autorisation d'exploitation du puits, de la licence d'installation de champ ou de l'approbation de plan, selon le cas, et seulement au taux et au volume, et pour la durée précisés dans le document d'autorisation ou la licence;

c) si le brûlage à la torche ou l'aération est autorisé par le délégué aux opérations, sur demande, que l'autorisation elle-même relève d'un document d'approbation délivré en vertu du présent règlement ou d'un autre document, et seulement au taux et au volume, et pour la durée précisés dans le document d'approbation.

(3) Sous réserve de toute exigence stipulée dans les directives du délégué aux opérations, le titulaire d'une licence de puits peut effectuer le brûlage à la torche ou l'aération de gaz dans l'un des deux cas suivants :

a) au cours des travaux de forage ou de l'exploitation du puits, pour une période s'étendant jusqu'à 24 heures, à des taux et à des volumes n'excédant pas ceux qui sont nécessaires au déchargement et au nettoyage du puits;

b) au cours des activités de production, afin de décharger une pression anormale ou, si nécessaire, afin de traiter d'une situation d'urgence.

(4) Dans sa demande d'autorisation en vertu de l'alinéa (2)c), le titulaire de licence doit, selon les directives du délégué aux opérations, démontrer qu'il a évalué, comme alternative au brûlage à la torche ou à l'aération du gaz, les mesures suivantes pour l'élimination du gaz produit :

a) la collecte du gaz dans un gazoduc de collecte;

b) la concentration du gaz de plusieurs puits ou installations de champ en un point commun, y inclus par le biais d'une collaboration avec

including collaboration with other licensees to enhance the economical disposal of the gas by those means;

(c) using the gas to generate electricity;

(d) re-injection of the gas into the same pool or into another formation pursuant to a scheme;

(e) any other options described in the directions of the Chief Operations Officer.

(5) The Chief Operations Officer may refuse an application for an authorization under paragraph (2)(c) for flaring or venting gas unless the Chief Operations Officer is satisfied that

(a) the flaring or venting does not constitute waste or an undue safety hazard;

(b) all alternatives to flaring or venting the gas have been evaluated in accordance with subsection (4) and have been found to be uneconomic; and

(c) the application for the authorization contains all the information required by the Chief Operations Officer's directions.

(6) Despite anything in subsections (2) and (3), the licensee of a well or field facility

(a) must not permit the venting of any sour gas from a well or from an inflammable liquids storage tank unless the venting is expressly authorized pursuant to paragraph (2)(c); and

(b) must not permit the flaring of sour gas containing more than 50 mol/kmol of hydrogen sulphide by volume unless the flaring is permitted by the Well Licence or a Well Operation Approval, Scheme Approval or Field Facility Licence.

(7) Visible emissions of smoke from a site must not occur except in emergency situations or with the authorization of the Chief Operations Officer.

Flare requirements

128. Unless otherwise approved or directed by the

d'autres titulaires de licences afin d'augmenter la rentabilité de l'élimination du gaz par ces moyens;

c) l'utilisation du gaz pour produire de l'électricité;

d) la ré-injection du gaz dans le même gisement ou dans une autre formation, selon un plan;

e) toute autre mesure décrite dans les directives du délégué aux opérations.

(5) Le délégué aux opérations peut rejeter une demande d'autorisation en vertu de l'alinéa (2)c), à moins qu'il soit d'avis que :

a) le brûlage à la torche ou l'aération du gaz ne constitue ni des déchets ni un danger excessif;

b) toutes les mesures alternatives au brûlage à la torche ou à l'aération du gaz ont été évaluées en application du paragraphe (4) et ont été trouvées non-rentables;

c) la demande d'autorisation contient tous les renseignements exigés dans les directives du délégué aux opérations.

(6) Malgré les dispositions des paragraphes (2) et (3), le titulaire d'une licence de puits ou d'installation de champ ne doit pas permettre :

a) l'aération de gaz acide d'un puits ou d'un réservoir de liquides inflammables à moins que le procédé d'aération soit expressément autorisé en vertu de l'alinéa (2)c);

b) l'aération de gaz acide contenant plus de 50 mol/kmol d'hydrogène sulfuré par volume à moins que le procédé d'aération soit autorisé par la licence de puits, l'autorisation d'exploitation d'un puits, l'approbation de plan ou la licence d'installation de champ.

(7) Aucune émission visible de fumées provenant d'un chantier ne doit être tolérée, sauf dans une situation d'urgence ou avec l'autorisation du délégué aux opérations.

Exigences pour le brûlage à la torche

128. Sauf indication contraire du délégué aux

Chief Operations Officer, any gas that is flared must be discharged from a flare stack that

(a) is at least

(i) 50 metres from any well, treater, separator, compressor, crude oil storage tank or any other unprotected source of ignitable vapours, and

(ii) 80 metres from any right-of-way, easement, road, public utility, building, installation, works, place of public concourse or any reservation for national defence, except only when there may exist special circumstances that, in the opinion of the Chief Operations Officer, justify the positioning of the stack at a greater or lesser distance;

(b) is adequately anchored and suitably protected against freezing;

(c) is designed to ensure flame stability and efficient combustion;

(d) is of sufficient height and diameter to ensure

(i) that the average concentrations of hydrogen sulphide and sulphur dioxide in the ambient air do not exceed limits specified under the *Occupational Health and Safety Act*,

(ii) that vegetation combustion is prevented by maintaining an area free of vegetation and combustible debris around the base of the flare stack or the end of the flare line to the following minimum distances

(A) 10 metres or 1.5 times the stack height, whichever is greater, in cultivated areas,

(B) 30 metres or 2.5 times the stack height, whichever is greater, in forested areas, and

(C) 1.5 times the stack height, in any other area,

(iii) that a minimum stack height of 2.5 times the height of the highest third party

opérations, les gaz devant être brûlés doivent être évacués par une cheminée à torche de brûlage conforme aux exigences suivantes :

a) elle doit être placée à une distance minimale de :

(i) 50 mètres de tout puits, purificateur d'hydrocarbures, séparateur compresseur, réservoir de stockage de pétrole brut ou de tout autre source vulnérable de vapeurs inflammables;

(ii) 80 mètres de toute emprise, servitude, route, installation, ou aire réservée à la défense nationale ou encore, de tout ouvrage, service public, édifice ou endroit public, sauf s'il existe des circonstances spéciales qui, de l'avis du délégué aux opérations, justifient l'emplacement de la cheminée à torche à plus grande ou courte distance;

b) elle doit être bien ancrée et adéquatement protégée contre le gel;

c) elle doit être conçue pour assurer la stabilité de la flamme et une combustion efficace;

d) elle doit être d'une hauteur et d'un diamètre suffisants pour:

(i) assurer que les concentrations moyennes d'hydrogène sulfuré et d'anhydride sulfureux dans l'air ambiant ne dépassent pas les limites prescrites en vertu de la *Loi sur la santé et la sécurité au travail*,

(ii) prévenir l'incinération de la végétation environnante, en maintenant une aire autour de sa base ou au bout de sa conduite, libre de toute végétation et de tous débris combustibles, jusqu'aux distances minimales suivantes:

(A) dans les régions agricoles, à 10 mètres ou 1,5 fois la hauteur de la torche, selon la plus grande distance,

(B) dans les régions boisées, à 30 mètres ou 2,5 fois la hauteur de la torche, selon la plus grande distance,

building located within a distance equal to five times the height of the building is maintained, and

(iv) that any heat generated around the base of the stack does not exceed the manufacturer's specifications for any equipment situated there, to a maximum of 4.73 kW/m²;

(e) has a sufficient exit velocity and is provided with guards or other features to prevent extinction of the flame; and

(f) if the gas flow is intermittent, is provided with an ignition device to ensure continuous ignition of any gases.

(C) dans toute autre région, à 1,5 fois la hauteur de la torche,

(iii) faire en sorte qu'elle est toujours 2,5 fois la hauteur de tout édifice d'une tierce partie, situé à une distance égale à cinq fois la hauteur de l'édifice,

(iv) assurer que toute chaleur produite autour de sa base ne dépasse pas les spécifications du fabricant pour le matériel y situé, jusqu'à une chaleur maximale de 4,73 kW/m²;

e) sa vitesse d'échappement doit être suffisante et elle doit être munie de protecteurs et d'autres dispositifs afin d'empêcher l'extinction de la flamme;

f) si l'écoulement de gaz est intermittent, la torche doit être équipée d'un dispositif d'allumage fonctionnant de façon continue.

Variation of regulations for unitized pool

129. When a pool or part of a pool is subject to a unit agreement, the Chief Operations Officer, on application, may order that any provision of the Act or these Regulations regarding the development and production of the oil and gas resources be varied or suspended in the pool or part of the pool for the duration of operations under the unit agreement.

Modification du règlement dans le cas d'un gisement faisant l'objet d'un accord d'union

129. Lorsqu'un gisement ou une partie d'un gisement fait l'objet d'un accord d'union, le délégué aux opérations peut, si le titulaire de licence en fait la demande, exiger que toute disposition de la Loi ou du présent règlement visant le développement et l'exploitation des ressources gazières et pétrolières soit modifiée ou mise en veilleuse pour ce gisement ou cette partie de gisement, pour toute la durée des travaux effectués aux termes de l'accord d'union.

PART 10 PRODUCTION RATES

PARTIE 10 TAUX DE PRODUCTION

Good production practices

130. The licensee of a well must not produce oil or gas from a pool except in accordance with good production practices to achieve maximum recovery of oil or gas from the pool and at the applicable rates determined under this Part.

Saines méthodes de production

130. Le titulaire d'une licence de puits ne peut produire du pétrole ou du gaz d'un gisement qu'en se conformant à de saines méthodes de production qui permettront de réaliser une récupération maximale de pétrole et de gaz à partir de ce gisement, selon le taux applicable qui est précisé dans la présente partie.

OIL PRODUCTION

PRODUCTION DE PÉTROLE

Restriction of oil production

131.(1) Production must not be taken from an oil

Restriction de la production

131.(1) Il est interdit d'extraire du pétrole d'un puits

well until a DOA or interim DOA application has been approved by the Chief Operations Officer in accordance with subsection 132(1), except in such amounts as may be required for initial production or evaluation tests.

(2) Production from an oil well in any one day must not exceed the daily production limit for that well unless otherwise approved by the Chief Operations Officer.

Daily oil allowable

132.(1) An application for a DOA must be submitted to the Chief Operations Officer for the spacing area of each oil well not subject to a unit agreement or scheme, and an interim DOA may be approved by the Chief Operations Officer pending final approval of the DOA.

(2) For the purposes of this Part and Schedule C, the unadjusted daily oil allowable or UDOA for an oil well is the greater of

- (a) the volume of oil calculated in accordance with Schedule C; and
- (b) the volume of oil determined from reservoir parameters and approved by the Chief Operations Officer;

except for concurrent producers when the volume of oil determined from reservoir parameters may apply.

(3) When approving an application for a DOA for an oil well under subsection (1), the Chief Operations Officer shall direct whether the DOA is to be calculated

- (a) by multiplying the UDOA for the well by
 - (i) the off-target penalty factor referred to in subsection 18(5), and
 - (ii) the gas-oil ratio adjustment factor determined in accordance with Schedule B; or
- (b) by a procedure approved or directed by the Chief Operations Officer.

avant qu'une demande de production quotidienne autorisée (PQAP) ou qu'une demande de production quotidienne autorisée provisoire n'ait été approuvée par le délégué aux opérations conformément aux dispositions du paragraphe 132(1), sauf pour ce qui concerne les essais de production initiale et les essais d'évaluation.

(2) La production quotidienne de pétrole d'un puits ne doit pas dépasser le contingent de production quotidienne pour ce puits, sauf approbation contraire du délégué aux opérations.

Production quotidienne autorisée de pétrole

132.(1) Une demande concernant la PQAP doit être présentée au délégué aux opérations, pour l'unité d'espacement de chaque puits de pétrole ne faisant pas l'objet d'une exploitation unitaire ou non visé par un plan, et une PQAP provisoire peut être approuvée par le délégué aux opérations en attendant son approbation finale de la PQAP.

(2) Sauf en ce qui concerne les puits produisant simultanément du pétrole et du gaz pour lesquels seul le volume de pétrole déterminé à partir des caractéristiques du réservoir pourrait s'appliquer, pour les besoins de la présente partie et de l'annexe C, la production quotidienne autorisée de pétrole avant ajustement ou PQAPAA pour un puits quelconque est le plus élevé des volumes suivants :

- a) soit le volume de pétrole calculé en application de l'annexe C;
- b) soit le volume déterminé à partir des caractéristiques du réservoir et dont le délégué aux opérations approuve.

(3) Lorsqu'il approuve une demande de PQAP pour un puits de pétrole en vertu du paragraphe (1), le délégué aux opérations doit en prescrire la méthode de calcul, qui peut être :

- a) soit de trouver le produit de la PQAPAA par l'une des valeurs suivantes :
 - (i) le coefficient de pénalité pour zone hors cible visé au paragraphe 18(5),
 - (ii) le facteur de correction du rapport gaz-pétrole déterminé à partir des formules visées à l'annexe B;
- b) soit d'adopter une méthode qu'il a approuvée

ou prescrite.

(4) The DOA for a well may be amended by the Chief Operations Officer at any time

(a) when it appears to the Chief Operations Officer that a factor used in the calculation of the DOA was wrongly evaluated;

(b) when new information requires that the DOA be amended; or

(c) if an oil well completed in the same pool is abandoned, altered or replaced.

(5) The Chief Operations Officer may establish procedures for periodic reviews of DOAs.

(6) For gas reinjection schemes, the gas-oil ratio adjustment factor may be applied on the basis of net gas offtakes.

(7) For the purpose of applying Schedule C,

(a) the data used to calculate a gas-oil ratio adjustment factor must be data obtained for the last calendar month in which the oil well produced prior to the month for which the gas-oil ratio adjustment factor is required;

(b) the separator pressure for a single well is the average separator pressure for the month in kilopascals;

(c) if stage separation is used, the separator pressure is that of the lowest pressure stage;

(d) for a group of wells within a unit operation, the separator pressure is the average separator pressure of the group of wells weighted by volume of oil produced; and

(e) if no separator pressure is reported, 400 kPa is considered to be the average separator pressure.

(8) When the Chief Operations Officer has approved a unit agreement or scheme,

(a) the Chief Operations Officer may, on

(4) La PQAP pour un puits peut être modifiée par le délégué aux opérations à tout moment où survient l'une des situations suivantes :

a) lorsqu'il est d'avis qu'un facteur utilisé pour calculer la PQAP a été mal évalué;

b) lorsque l'apport de nouvelles données exige la modification de la PQAP;

c) lorsqu'un puits de pétrole achevé dans le même gisement est abandonné, modifié ou remplacé.

(5) Le délégué aux opérations peut établir une marche à suivre pour la révision périodique de la PQAP.

(6) Dans le cas de plans de réinjection de gaz, le facteur de correction du rapport gaz-pétrole peut être appliqué en fonction de la quantité nette de gaz dégagée.

(7) Pour l'application de l'annexe C :

a) les données utilisées pour calculer un facteur de correction du rapport gaz-pétrole doivent avoir été obtenues pour le mois civil durant lequel le puits était en production précédant celui pour lequel le facteur de correction du rapport gaz-pétrole est exigé;

b) dans le cas d'un puits unique, la pression au séparateur correspond à la pression moyenne relevée à l'appareil au cours d'un mois, et elle est exprimée en kilopascals;

c) si la séparation se fait par phases, la pression au séparateur correspond à celle de la phase basse pression;

d) dans le cas d'un groupe de puits en exploitation unitaire, la pression au séparateur correspond à la pression moyenne aux séparateurs des différents puits, pondérée par le volume de pétrole produit;

e) si aucune pression au séparateur n'est enregistrée, la valeur à utiliser est de 400 kPa.

(8) Dès que le délégué aux opérations a approuvé une exploitation unitaire ou un plan, :

a) celui-ci peut, sur demande, approuver une

application, approve a single DOA for all oil wells subject to the unit agreement or scheme; and

(b) on an approval being granted under paragraph (a), this Part applies to all the wells subject to the unit agreement or scheme as though they were a single oil well.

(9) If, in the opinion of the Chief Operations Officer, the application of this section to a group of wells is affecting adversely or would affect adversely the recovery of oil or gas from wells other than those in the group, the Chief Operations Officer may limit the production of one or more wells in the group to its individual well DOA.

Test period allowable

133.(1) During the test period for an oil well, the test period allowable is a volume of oil measured in cubic metres equal to the product of 90 days and the DOA for the oil well, plus 500 cubic metres, and for that test period a daily production limit does not apply and the gas-oil ratio adjustment factor determined under paragraph 132(2)(b) in respect of the DOA for that oil well is unity.

(2) Subsection (1) does not apply to an oil well completed in a pool or part of a pool that is subject to a unit agreement or scheme, if a single DOA has been approved for all oil wells subject to the unit agreement or scheme, as the case may be.

Well test of oil wells

134.(1) The licensee shall conduct at least two well tests per month on each of the licensee's oil wells the production of which is delivered to a proration battery.

(2) In conducting the tests under subsection (1), the licensee shall measure the volumes of oil, water and gas produced, and the tests must be of a duration similar to the normal daily producing period and must be adequately spaced throughout the month.

(3) The licensee shall make a record of each test conducted under subsection (1) and, if applicable, the record must consist of information required by the directions of the Chief Operations Officer in addition to the following

seule PQAP pour tous les puits de pétrole faisant l'objet de l'exploitation unitaire ou du plan;

b) une fois l'approbation donnée en vertu de l'alinéa a), la présente partie s'applique à tous les puits de pétrole faisant l'objet de l'exploitation unitaire ou du plan, comme s'il s'agissait d'un puits unique.

(9) Si, de l'avis du délégué aux opérations, l'application des dispositions du présent article à un groupe de puits a ou pourrait avoir des répercussions néfastes sur la récupération du pétrole ou du gaz sur des terres autres que celles où se trouvent les puits faisant partie du groupe, ce dernier peut limiter la production d'un ou de plusieurs puits du groupe à la production individuelle quotidienne autorisée.

Production autorisée pour une période d'essai

133.(1) Au cours de la période d'essai d'un puits de pétrole, la production autorisée correspond à un volume de pétrole mesuré en mètres cubes égal au produit de 90 jours par la PQAP, plus 500 m³, sans contingent de production quotidienne ni facteur de correction du rapport gaz-pétrole tel que visé au paragraphe 132(2)(b).

(2) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux puits de pétrole forés dans un gisement ou une partie d'un gisement faisant l'objet d'une exploitation unitaire ou d'un plan, si une PQAP unique a été approuvée pour tous ces puits, sous réserve de l'exploitation unitaire ou du plan, selon le cas.

Essai de production de puits de pétrole

134.(1) Un titulaire de licence doit réaliser au moins deux essais de puits par mois dans le cas de chaque puits dont la production est acheminée à une batterie de proration.

(2) Au cours des essais réalisés en application du paragraphe (1), le titulaire de licence doit mesurer les volumes de pétrole, d'eau et de gaz produits; ces essais doivent être d'une durée correspondant à la période de production quotidienne normale et ils doivent être exécutés à intervalles convenables au cours du mois.

(3) Le titulaire de licence doit tenir un registre de chaque essai réalisé en application du paragraphe (1), dans lequel il doit, le cas échéant, consigner les renseignements exigés par les directives du délégué aux opérations, en plus des renseignements suivants :

- (a) the test date;
- (b) the duration of the test in hours;
- (c) the opening and closing meter readings;
- (d) the oil and water meter factor;
- (e) the percentage of sediment and water;
- (f) the volumes of oil, water and gas produced during the test; and
- (g) the average separator pressure.

(4) The licensee shall keep the records made under subsection (3) for one year from the date they are made and must make them available to the Chief Operations Officer upon request.

(5) The Chief Operations Officer may, by order, in relation to a particular site, exempt a licensee from all or any of the provisions of this section.

Adjustment of oil production

135.(1) The overproduction or underproduction of each oil well or approved group of oil wells must be determined at the end of every month and the subsequent production of each oil well or group of oil wells must be adjusted in accordance with these Regulations.

(2) At the end of every month, the production target and the overproduction or underproduction for each oil well or group of oil wells must be calculated, except for those wells suspended with the approval of the Chief Operations Officer, and a production allowable report must be submitted by the licensee to the Minister in time for it to be received on or before the 18th day of the next month, which shall be the due date for the report.

(3) If the report required by subsection (2) is not received by the due date, the Chief Operations Officer may order the oil well or group of oil wells shut in until the report is received, at which time, subject to section 137, the

- a) la date de l'essai;
- b) la durée de l'essai en heures;
- c) les lectures du compteur au début et à la fin de l'essai;
- d) l'indice du compteur de pétrole et du compteur d'eau;
- e) le pourcentage de sédiments et d'eau;
- f) les volumes de pétrole, d'eau et de gaz produits au cours de l'essai;
- g) la pression moyenne au séparateur.

(4) Le titulaire de licence doit conserver les renseignements consignés en application du paragraphe (3) pendant une période d'un an à compter de la date où les essais sont réalisés, et les mettre à la disposition du délégué aux opérations lorsque celui-ci en fait la demande.

(5) Dans le cas d'un chantier particulier, le délégué aux opérations peut, par arrêté et moyennant certaines restrictions, exempter un titulaire de licence de se conformer aux prescriptions du présent article ou d'une partie du présent article.

Ajustement de la production de pétrole

135.(1) La surproduction ou la sous-production d'un puits ou d'un groupe de puits approuvé doit être déterminée à la fin de chaque mois et, selon qu'elle est excédentaire ou déficitaire par rapport à la production autorisée, toute production subséquente doit être ajustée conformément aux dispositions du présent règlement.

(2) La production cible ainsi que la surproduction ou la sous-production d'un puits ou d'un groupe de puits de pétrole doivent être calculées à la fin de chaque mois, sauf en ce qui concerne les puits dont l'abandon provisoire a été approuvé par le délégué aux opérations, et un rapport sur la production autorisée doit être remis par le titulaire de licence au ministre, dans un délai permettant à celui-ci de le recevoir le ou avant le 18e jour du mois, lequel correspond à la date de remise du rapport.

(3) Si le rapport mentionné au paragraphe (2) n'a pas été reçu à la date prévue, le délégué aux opérations peut ordonner que le puits ou le groupe de puits de pétrole soit fermé jusqu'au moment de la réception du rapport, où la

well or group of wells may resume production.

Underproduction of oil

136. Underproduction of oil may be made up at any time within a production period at a rate not exceeding the daily production limit.

Overproduction of oil

137. If overproduction of oil at the beginning of any month exceeds the monthly oil allowable, the licensee shall shut in the oil well on or before the 18th day of the month, and keep it shut in until the overproduction of oil is completely retired.

GAS PRODUCTION

Gas well tests

138.(1) The absolute open flow potential of a gas well shall be determined by a method approved by the Chief Operations Officer.

(2) Unless otherwise approved by the Chief Operations Officer, each gas well must be tested and the absolute open flow potential determined by the licensee and approved by the Chief Operations Officer

- (a) before six months have elapsed after the well has been placed on production;
- (b) immediately after each workover performed on the well; and
- (c) when requested by the Chief Operations Officer.

(3) A deliverability test, satisfactory to the Chief Operations Officer, must be conducted annually on every producing gas well and a detailed report submitted to the Chief Operations Officer within 60 days of the date on which the test was completed.

(4) If the Chief Operations Officer is satisfied that sufficient deliverability history has been accumulated, the Chief Operations Officer may, on application from all licensees of gas wells in the pool, approve a request for less frequent testing of those wells.

production pourra reprendre, sous réserve des dispositions de l'article 137.

Sous-production - Pétrole

136. Toute sous-production de pétrole peut être rattrapée en tout temps à l'intérieur d'une période de production donnée, à un rythme ne dépassant pas le contingent de production quotidienne.

Surproduction - Pétrole

137. Si la surproduction calculée en début de mois dépasse la production mensuelle autorisée de pétrole, le titulaire de licence doit fermer le puits le ou avant le 18e jour du mois, et doit le garder fermé jusqu'à ce que la surproduction soit éliminée.

PRODUCTION DE GAZ

Essais des puits de gaz

138.(1) Le débit potentiel maximal absolu d'un puits de gaz doit être déterminé selon une méthode approuvée par le délégué aux opérations.

(2) À moins que le délégué aux opérations n'en décide autrement, c'est au titulaire de licence qu'il revient de soumettre chaque puits de gaz à des essais et d'en déterminer le débit potentiel maximal, puis d'obtenir l'approbation du délégué aux opérations :

- a) dans les six mois suivant la mise en production du puits;
- b) immédiatement après tout reconditionnement pratiqué sur le puits;
- c) au moment exigé par le délégué aux opérations.

(3) Chaque puits de gaz producteur doit être soumis annuellement à un essai de productivité conforme aux exigences du délégué aux opérations, et un rapport détaillé à cet égard doit lui être remis dans les 60 jours suivant la date d'exécution de l'essai.

(4) Si le délégué aux opérations est d'avis que la productivité du puits en question a été suffisamment démontrée, il peut, sur demande de l'ensemble des titulaires de licences des puits de gaz dans le gisement, approuver une réduction de la fréquence de mise à l'essai de ces puits.

(5) A detailed report of any test made under these Regulations must be submitted within 60 days of the date on which the test was completed.

Restriction of gas production

139.(1) Production must not be taken from a gas well requiring a DGA under subsection 140(1) until a DGA or interim DGA application has been approved by the Chief Operations Officer in accordance with section 140, except in such amounts as may be required for initial production or evaluation tests.

(2) Production from a gas well in any one day must not exceed the daily production limit for that well unless otherwise approved by the Chief Operations Officer.

(3) The Chief Operations Officer, in the event of a gas supply emergency, may adjust or remove restrictions on gas production from any well for a temporary period.

Daily gas allowable

140.(1) An application for a DGA must be submitted to the Chief Operations Officer and an interim DGA may be approved by the Chief Operations Officer pending final approval of the DGA, for a gas well that is determined by the Chief Operations Officer to be

- (a) completed off-target when correlative rights are an issue;
- (b) producing under a concurrent production scheme or gas cap production scheme;
- (c) producing from a retrograde condensate gas reservoir;
- (d) producing from a pool with suspected water drive; or
- (e) in any category when waste is an issue.

(2) For the purposes of this Part, the unadjusted daily gas allowable or UDGA for a gas well is the greater of

- (a) $60.0 \times 10^3 \text{ m}^3$; and
- (b) the volume of gas determined from reservoir

(5) Un rapport détaillé de tout essai réalisé en application du présent règlement doit être remis dans les 60 jours suivant la date d'exécution de l'essai.

Restrictions quant à la production de gaz

139.(1) Il est interdit d'extraire du gaz d'un puits pour lequel est exigée une PQAG en vertu du paragraphe 140(1), avant qu'une demande portant sur la PQAG ou la PQAG provisoire n'ait été approuvée par le délégué aux opérations conformément aux dispositions de l'article 140, sauf pour ce qui concerne les essais de production initiale et les essais d'évaluation.

(2) La production quotidienne de gaz d'un puits ne doit pas excéder le contingent de production quotidienne prévu, sauf avec l'autorisation du délégué aux opérations.

(3) Dans le cas d'une situation d'urgence, le délégué aux opérations peut provisoirement alléger ou lever les restrictions quant à la production de gaz.

Production quotidienne autorisée de gaz

140.(1) Une demande portant sur la PQAG doit être présentée au délégué aux opérations, qui peut approuver une PQAG provisoire en attendant son approbation finale de la PQAG, pour un puits de gaz qu'il considère comme étant un puits :

- a) achevé hors zone, lorsque les droits corrélatifs sont en litige;
- b) assujetti à un plan de production simultanée de gaz et de pétrole ou à un plan de production à partir d'un chapeau de gaz;
- c) dont la production provient d'un réservoir de gaz à condensation rétrograde;
- d) dont la production provient d'un gisement où l'on soupçonne un déplacement par expansion d'aquifère;
- e) de toute catégorie, où l'élimination des déchets est en cause.

(2) Sauf en ce qui concerne les puits produisant simultanément du pétrole et du gaz pour lesquels seul le volume de gaz déterminé à partir des caractéristiques du réservoir pourrait s'appliquer, pour les besoins de la présente partie, la production quotidienne autorisée de gaz avant ajustement ou PQAGAA pour un puits quelconque

parameters and approved by the Chief Operations Officer;

except for concurrent producers when the volume of gas determined from reservoir parameters may apply.

(3) When approving an application for a DGA for a gas well under subsection (1), the Chief Operations Officer shall direct whether the DGA is to be calculated

(a) by multiplying the UDGA for the well by the off-target penalty factor referred to in subsection 19(5); or

(b) by a procedure approved or directed by the Chief Operations Officer.

(4) The DGA for a well may be amended by the Chief Operations Officer at any time

(a) when it appears to the Chief Operations Officer that a factor used in the calculation of the DGA was wrongly evaluated;

(b) when new information requires that the DGA be amended; or

(c) if a gas well completed in the same pool is abandoned, altered or replaced.

(5) The Chief Operations Officer may establish procedures for periodic reviews of DGAs.

(6) When the Chief Operations Officer has approved a unit agreement or scheme,

(a) the Chief Operations Officer may, on application, approve a single DGA for all gas wells subject to the unit agreement or scheme; and

(b) on an approval being granted under paragraph (a), this Part applies to all the gas wells subject to the unit agreement or scheme as though they were a single gas well.

(7) If, in the opinion of the Chief Operations Officer, the application of this section to a unit operation is affecting adversely or would affect adversely the recovery of gas from wells other than those in the unit operation, the

est le plus élevé des volumes suivants :

a) $60,0 \times 10^3 \text{ m}^3$;

b) le volume de gaz déterminé à partir des caractéristiques du réservoir et approuvé par le délégué aux opérations.

(3) Lorsqu'il approuve une demande de PQAG pour un puits de gaz en vertu du paragraphe (1), le délégué aux opérations doit en prescrire la méthode de calcul, qui peut être :

a) soit en trouvant le produit de la PQAGAA par le coefficient de pénalité pour zone hors cible visé au paragraphe 19(5);

b) soit d'adopter une méthode qu'il a approuvée ou prescrite.

(4) Le délégué aux opérations peut modifier la PQAG pour un puits à tout moment où survient l'une des situations suivantes:

a) lorsqu'il est d'avis que l'un des facteurs utilisés pour calculer la PQAG a été mal évalué;

b) lorsque l'apport de nouvelles données exige la modification de la PQAG;

c) si un puits de gaz achevé dans le même gisement est abandonné, modifié ou remplacé.

(5) Le délégué aux opérations peut élaborer une marche à suivre pour la révision périodique de la PQAG.

(6) Dès que le délégué aux opérations a approuvé une exploitation unitaire ou un plan, :

a) celui-ci peut, sur demande, approuver une seule PQAG pour tous les puits de gaz faisant l'objet de l'exploitation unitaire ou du plan;

b) une fois l'approbation donnée en vertu de l'alinéa a), la présente partie s'applique à tous les puits de gaz faisant l'objet de l'exploitation unitaire ou du plan, comme s'il s'agissait d'un puits unique.

(7) Si, de l'avis du délégué aux opérations, l'application du présent article à une exploitation unitaire ou pourrait avoir des répercussions néfastes sur la récupération du gaz sur des terres autres que celles où se

Chief Operations Officer may limit the production of one or more wells in the unit operation to its individual well DGA.

(8) On reviewing the evidence submitted by the licensee of a gas well referred to in subsection (1), the Chief Operations Officer may exempt the gas well from the requirement for a DGA under subsection (1).

Overproduction of gas

141.(1) For those wells requiring a DGA, the overproduction of gas for a production period must be determined by the licensee for each gas well or group of gas wells and, during the subsequent three months, without notification from the Chief Operations Officer, the production rate must be adjusted so that all overproduction is retired by January 31 following the end of the production period.

(2) A report of any overproduction of gas for a production period must be submitted by the licensee to the Minister in time for it to be received on or before December 18 following the end of the production period for each gas well or group of gas wells in a unit area with a single DGA.

(3) If overproduction is not corrected in accordance with subsection (1), the Chief Operations Officer may order that the well be shut in for a period specified in the direction.

PART 11 MEASUREMENT AND TESTING

Water produced at oil wells

142.(1) If the water production for a month from an oil well is 0.01 m³/ m³ or more of the total liquid production and no test treater facilities are available, the water content of the oil may be determined by

(a) continuous proportional sampling of the produced liquids and accurate analysis of the sample; or

(b) a product analyzer approved by the Chief Operations Officer.

trouvent les puits faisant partie de l'exploitation unitaire, ce dernier peut limiter la production d'un ou de plusieurs puits du groupe à la production individuelle quotidienne autorisée.

(8) Après examen des preuves présentées par le titulaire de licence d'un puits de gaz visé au paragraphe (1), le délégué aux opérations peut exempter le puits de l'exigence d'une PQAG en vertu du paragraphe (1).

Surproduction de Gaz

141.(1) Dans le cas des puits exigeant une PQAG, le titulaire de licence doit déterminer la surproduction de gaz pour la période de production, pour chaque puits ou chaque groupe de puits de gaz et, au cours des trois mois subséquents, sans avoir reçu d'avis du délégué aux opérations, il doit rajuster la production de manière que l'excédent soit éliminé au 31 janvier suivant la fin de la période de production.

(2) Le titulaire de licence doit remettre au ministre, un rapport de la surproduction de gaz pour une période de production, dans un délai permettant à celui-ci de le recevoir le ou avant le 18 décembre suivant la fin de la période de production pour chaque puits de gaz ou groupe de puits dans un secteur unitaire assujettis à une seule PQAG.

(3) Si aucun ajustement de la surproduction n'a été apporté en conformité avec le paragraphe (1), le délégué aux opérations peut ordonner que le puits soit fermé pour une période précisée dans la directive.

PARTIE 11 MESURAGE ET ESSAIS

Production d'eau dans les puits de pétrole

142.(1) Lorsque la quantité d'eau produite dans un mois par un puits de pétrole est égale ou supérieure à 0,01 m³/ m³ de la quantité totale de liquides produits et que l'installation ne comporte pas d'épurateur d'essai, la teneur en eau du pétrole peut être déterminée :

a) soit par échantillonnage proportionnel en continu des liquides produits et analyse approfondie des échantillons;

b) soit au moyen d'un analyseur approuvé par le délégué aux opérations.

(2) If the water production for a month from an oil well is less than $0.01 \text{ m}^3/\text{m}^3$ of the total liquid production and no test treater facilities are available, the water content of the oil may be determined by centrifuging two samples taken at adequately spaced intervals during each test and averaging the results or by either of the methods described in subsection (1).

(3) If the total water production at an oil well or battery exceeds 50 m^3 for a month and the water-oil ratio is in excess of $0.05 \text{ m}^3/\text{m}^3$ of the total liquid production for the month, the water must be separated from the oil and accurately gauged or metered at the well or battery or at a central treating facility.

(4) If the total water production from a multi-well battery is less than 50 m^3 for a month, the water production for the month may be determined by totalling the calculated water production for the month for each well based on its individual test rate as determined in accordance with subsection (2).

(5) If the total water production from an oil well not grouped with others delivering oil to the same battery is less than 50 m^3 for a month, the water production for the month may be determined by centrifuging 3-spot or proportional samples taken at adequately spaced intervals during the month and averaging the results.

(6) If a proportional sampler is used to determine water production,

(a) a representative sample must be obtained; and

(b) the percentage water content must be determined by an accurate analysis of the fluid sample according to the methods provided for in the directions of the Chief Operations Officer.

(7) If a product analyzer is used to determine water production, it must be maintained in accurate calibration.

Water produced at gas wells

143.(1) Water production that is separated at a gas well or central field facility must be measured by a means approved by the Chief Operations Officer.

(2) Lorsque la quantité d'eau produite dans un mois par un puits de pétrole est inférieure à $0,01 \text{ m}^3/\text{m}^3$ de la quantité totale de liquides produits et que l'installation ne comporte pas d'épurateur d'essai, la teneur en eau du pétrole peut être déterminée par centrifugation de deux échantillons prélevés à intervalles bien espacés et établissement d'une moyenne des résultats, ou par une des méthodes décrites au paragraphe (1).

(3) Si la quantité totale d'eau produite par un puits ou un groupe de puits de pétrole dans un mois est supérieure à 50 m^3 cubes et que le rapport eau-pétrole est supérieur à $0,05 \text{ m}^3/\text{m}^3$ de liquides produits pour le mois, l'eau doit être séparée du pétrole et la quantité doit être mesurée précisément au puits, au groupe de puits ou à une installation centrale de traitement.

(4) Si la quantité totale d'eau produite par un groupe de puits dans un mois est inférieure à 50 m^3 , celle-ci peut être déterminée pour le mois, par addition de la production d'eau calculée pour chaque puits pour le mois et basée sur le taux d'essai de chacun, déterminé conformément aux dispositions du paragraphe (2).

(5) Si la quantité totale d'eau produite par un puits individuel ne faisant pas partie d'un groupe de puits dans un mois est inférieure à 50 m^3 , celle-ci peut être déterminée pour le mois, par centrifugation de trois échantillons ponctuels ou proportionnels prélevés à intervalles bien espacés au cours du mois, et établissement de la moyenne des résultats..

(6) Si un échantillonneur proportionnel est utilisé pour déterminer la quantité d'eau produite par un puits :

a) un échantillon représentatif doit être prélevé;

b) le pourcentage de teneur en eau doit être déterminé au moyen d'une analyse précise de l'échantillon prélevé, selon une méthode prescrite dans les directives du délégué aux opérations.

(7) Si un analyseur de fluide est utilisé pour déterminer la quantité d'eau produite par un puits, il faut veiller à la précision d'étalonnage de l'appareil.

Production d'eau dans les puits de gaz

143.(1) La quantité d'eau produite par un puits de gaz, qui est séparée au puits même ou à l'installation de champ centrale, doit être mesurée par un moyen approuvé par le délégué aux opérations.

(2) Water production from each gas well must be measured monthly or as otherwise approved by the Chief Operations Officer.

Flow system

144.(1) The licensee of wells in a pool shall measure and allocate oil, gas and water produced from the wells in accordance with an approved flow system and flow calculation procedure and an approved allocation procedure and shall not make any changes to any of them without the approval of the Chief Operations Officer.

(2) The licensee shall apply to the Chief Operations Officer for approval of

(a) a flow system and flow calculation procedure to measure quantities of oil, gas and water produced from or injected into each well in the pool; and

(b) an allocation procedure to allocate total measured quantities of oil, gas and water produced from or injected into the pool during a reporting period back to individual wells in the pool when individual well production or injection is not measured separately.

(3) An application for approval of a flow system submitted pursuant to subsection (2) must include

(a) metering schematics showing the physical location of all meters used in the flow system and all streams which will be estimated rather than directly measured;

(b) the type, configuration and dimension of any meters and meter runs, meter proving equipment and procedures, sampling devices used to obtain fluid samples for determination of sediment and water content, devices to correct measured quantities of oil or gas for temperature and pressure effects and devices for measuring temperature or pressure to be used in the flow calculation procedure;

(c) a description of each type of meter, including

(i) the flow rate range and the operating temperature and pressure of the meter,

(2) La quantité d'eau produite par chaque puits de gaz doit être mesurée tous les mois ou à une autre fréquence approuvée par le délégué aux opérations.

Système d'écoulement

144.(1) Le titulaire de licences de puits multiples dans un seul gisement doit mesurer et répartir la production regroupée de pétrole, de gaz et d'eau des puits conformément à un système d'écoulement approuvé, à une méthode de calcul du débit approuvée et à une méthode de répartition approuvée et n'y apporter aucune modification sans l'approbation du délégué aux opérations.

(2) Le titulaire de licence doit demander l'approbation du délégué aux opérations pour :

a) un système d'écoulement et une méthode de calcul du débit destinés à mesurer les quantités de pétrole, de gaz et d'eau produites par chacun des puits d'un gisement ou injectées dans ceux-ci;

b) une méthode de répartition destinée à répartir entre les différents puits d'un gisement les quantités totales mesurées de pétrole, de gaz et d'eau produites par l'ensemble des puits ou injectées dans ceux-ci au cours d'une période de référence, lorsque ces quantités ne sont pas mesurées individuellement.

(3) La demande d'approbation d'un système d'écoulement présentée en application du paragraphe (2) doit comprendre ou indiquer ce qui suit :

a) un schéma du circuit de mesurage montrant l'emplacement de tous les compteurs utilisés aux fins de mesure et de répartition et indiquant les débits qui seront estimés plutôt que directement mesurés;

b) le type, la configuration et la dimension des instruments et des sections de mesure, les détails du matériel et des méthodes d'étalonnage des compteurs, les détails des dispositifs utilisés pour prélever des échantillons de fluides dans le but de déterminer la teneur en sédiments et en eau de ces derniers, des dispositifs de compensation de la température et de la pression, ainsi que des dispositifs de mesure de la température ou de la pression qui seront utilisées aux fins de calcul du débit;

c) une description de chaque type de compteur,

(ii) any measuring, sampling, monitoring or compensation device to be used in conjunction with the meter,

(iii) details of the operating conditions to which each meter will be subject, including the range of flow rates, intermittent or continuous, the temperature and the maximum pressure drop across the meter, and

(iv) details of the meter accuracy, required calibration equipment and calibration procedures; and

(d) a description of the well test facilities and the basis for selecting the number of test separators.

(4) An application for the approval of a flow calculation procedure submitted pursuant to subsection (2) must include

(a) a description of the equipment, computer software and mathematical formulae to be used to convert raw meter output to a measured quantity of oil, gas or water;

(b) a description of the equipment, computer software and mathematical formulae and correlations of pressure, volume and temperature to be used to convert quantities of oil, gas or water at measured conditions to an equivalent volume at standard atmospheric pressure and temperature for reporting purposes, or to estimate quantities of oil, gas and water in streams not directly measured; and

(c) the frequency at which calculations will be made and an assessment of accuracy of the calculation algorithm, including the effects of unintentional rounding errors for each metering physical location.

(5) An application for approval of an allocation procedure submitted pursuant to subsection (2) must include

comprenant les renseignements suivants :

(i) la plage de débits ainsi que la température et la pression de service du compteur,

(ii) les détails de tout dispositif de mesure, d'échantillonnage, de contrôle ou de compensation associé au compteur,

(iii) les conditions de service auxquelles seront assujettis chacun des compteurs, y compris la plage de débits, les caractéristiques du débit (intermittent ou continu), la température et la perte de charge à la traversée du compteur,

(iv) le degré de précision du compteur, les détails du matériel et des méthodes d'étalonnage exigés;

d) les détails concernant les installations servant aux essais de puits et les critères de détermination du nombre de séparateurs d'essai.

(4) La demande d'approbation d'une méthode de calcul du débit présentée en application du paragraphe (2) doit comprendre ou indiquer ce qui suit :

a) une description du matériel, du logiciel informatique et des formules mathématiques utilisés pour transformer les données brutes enregistrées par le compteur en une quantité mesurée de pétrole, de gaz ou d'eau;

b) une description du matériel, du logiciel informatique, des formules mathématiques et des corrélations de pression, de volume et de température utilisés pour transformer des quantités mesurées de pétrole, de gaz ou d'eau en volumes équivalents aux conditions normales de référence aux fins de préparation de rapports, ou pour estimer des quantités de pétrole, de gaz et d'eau qui ne sont pas directement mesurées;

c) la fréquence d'exécution des calculs et une évaluation de la précision de l'algorithme de calcul, y compris les effets des erreurs d'arrondissement non intentionnelles dans le cas de chaque point de mesure.

(5) La demande d'approbation d'une méthode de répartition présentée en application du paragraphe (2) doit comprendre ou indiquer ce qui suit :

(a) proposed well testing procedures, duration and frequencies;

(b) a description of the equipment, computer software and mathematical formulae used in the allocation procedure;

(c) the accuracy capability of the allocation procedure, including an analysis of the system measurement accuracy using the procedures provided for in the directions of the Chief Operations Officer;

(d) a description of the pool concerned; and

(e) details of the procedure for allocating production to a typical well including a sample calculation with an explanation of each procedure used and a schematic flow diagram showing the points at which the measurements were made.

(6) A flow system, flow calculation procedure and allocation procedure must meet all applicable standards provided for in the directions of the Chief Operations Officer.

Recording flow rate and volume of fluids

145.(1) Subject to section 144, the licensee of a well and, when applicable, the licensee of a field facility, shall measure by a method satisfactory to the Chief Operations Officer and record daily the rate of flow and the total volume of

(a) each fluid that is

(i) produced from, disposed of into or injected into the well,

(ii) transferred from the well or from a satellite battery or compressor station associated with the well,

(iii) delivered to a buyer or otherwise disposed of to another person who by reason of the disposition becomes its owner;

(iv) flared or vented; and

(v) physically disposed of in a manner not mentioned in subparagraphs (i) to (iv);

a) les détails des méthodes d'essai proposées, y compris leur durée et fréquence;

b) une description du matériel, du logiciel informatique et des formules mathématiques utilisés dans la méthode de répartition;

c) le degré de précision de la méthode, y compris une analyse de la précision de mesure du système, effectuée conformément aux indications prescrites dans les directives du délégué aux opérations;

d) une description du gisement concerné;

e) les détails concernant la façon d'attribuer une production donnée à un puits typique, y compris un exemple de calcul avec explications et un schéma de principe montrant les différents points de mesure.

(6) Le système d'écoulement, la méthode de calcul du débit et la méthode de répartition doivent être conformes aux normes pertinentes prévues dans les directives du délégué aux opérations.

Débit et volume des fluides

145.(1) Sous réserve de l'article 144, le titulaire d'une licence de puits et, s'il y a lieu, le titulaire d'une licence d'installation de champ, doit mesurer et enregistrer quotidiennement, le débit et le volume total :

a) de chaque fluide :

(i) produit par un puits, et éliminé ou injecté dans un puits,

(ii) transféré du puits, d'un groupe de puits ou d'une station de compression satellite y associé,

(iii) vendu ou aliéné à un tiers qui en devient ainsi le propriétaire,

(iv) brûlé par torchage ou purgé,

(v) matériellement éliminé par une méthode non mentionnée aux sous-alinéas (i) à (iv);

b) de chaque gaz utilisé :

(b) gas used

(i) as fuel for production operations, or

(ii) to assist gas-lift operations; and

(c) oil that is used as a hydraulic power fluid for artificial lift.

(2) When a meter is used to measure a fluid in accordance with subsection (1), the meter must

(a) be installed and used in accordance with the instructions provided by the manufacturer;

(b) have a flow range appropriate for its intended use;

(c) be operated within the operating range of the meter; and

(d) be fitted with continuous temperature recording or temperature compensating devices, if the meter is a custody transfer meter and temperature fluctuations could affect the accuracy of its measurement.

(3) The licensee shall ensure that every valve, meter and prover tap is installed in such a manner that a reasonably uniform flow rate can be maintained through any meter referred to in subsection (2).

Transfer meters

146.(1) The licensee of a well shall, in respect of any transfer meter used in any production operation, submit to the Chief Operations Officer in accordance with the Chief Operating Officer's directions such details of the meter's specifications and operating procedures as are specified in the directions.

(2) The Chief Operations Officer may refuse to approve a transfer meter referred to in subsection (1) as part of the licensee's flow system unless the Chief Operations Officer is satisfied that the meter and operating procedures will permit the determination of volumes to an accuracy required for transfer purposes.

(3) The licensee shall retain a copy of any meter calibration report for a period of three years for the purpose

(i) comme combustible pour les activités de production,

(ii) pour les travaux de récupération assistée au gaz;

c) du pétrole utilisé comme fluide hydraulique pour le matériel d'ascension artificielle.

(2) Lorsque le titulaire de licence utilise un compteur pour mesurer le débit et le volume d'un fluide conformément au paragraphe (1), ce compteur doit :

a) être mis en place et utilisé conformément aux instructions du fabricant;

b) avoir une plage de fonctionnement qui convient à l'utilisation prévue;

c) être utilisé dans les limites de sa plage de fonctionnement;

d) s'il s'agit d'un compteur de transfert et que les variations de la température peuvent influencer sur la précision de mesure, être muni d'un dispositif d'enregistrement ou de compensation en continu de la température.

(3) Le titulaire de licence doit veiller à ce que les vannes, les compteurs et les robinets de vérification soient mis en place de façon à maintenir un débit raisonnablement uniforme dans le compteur visé au paragraphe (2).

Compteurs de transfert

146.(1) Le titulaire de licence doit présenter au délégué aux opérations, lorsque ce dernier en fait la demande et selon ses directives, les spécifications et les méthodes d'utilisation de chaque compteur de transfert utilisé durant les activités de production.

(2) Le délégué aux opérations peut approuver le compteur mentionné au paragraphe (1) comme élément du système d'écoulement s'il est convaincu que l'appareil et la méthode d'utilisation permettront de déterminer les volumes avec une précision suffisante aux fins de transfert.

(3) Le titulaire de licence doit conserver une copie des rapports d'étalonnage pendant une période de trois ans

of verifying the accuracy of the meter and, on request, submit the report to the Chief Operations Officer.

(4) An oil transfer meter prover must be calibrated

- (a) before it leaves the manufacturer;
- (b) immediately prior to start up of production from a pool; and
- (c) when in service
 - (i) within one year after calibration, or
 - (ii) following any maintenance work on the prover that could affect the swept volume or when it is evident that a change in prover volume has taken place.

(5) To demonstrate acceptable repeatability, the oil transfer meter prover must be calibrated using five consecutive trials and the difference between the highest and lowest volume must not be greater than 0.02 %.

(6) If the oil transfer meter prover fails to meet the requirements of subsection (5) and fails to meet those requirements after three additional trials, the prover system must be reviewed to determine the potential source of error before the calibration sequence is reinitiated.

(7) When the oil transfer meter prover has been calibrated and the new prover volume deviates more than 0.04 % from the previous calibration, the prover system must be reviewed to determine and correct the source of error.

(8) On the request of the Chief Operations Officer, the licensee shall submit to the Minister a copy of the calibration certificate for an oil transfer meter prover.

Test and group oil production meter calibration

147.(1) When a test oil production meter is used to measure fluids produced from a pool, the licensee of a well producing from the pool shall

- (a) attach to each meter an indestructible tag or label showing the date of the last calibration proof, serial number of the meter and the meter

pour les fins de vérification de la précision du compteur et remettre ces rapports au délégué aux opérations, à la demande de ce dernier.

(4) Le compteur étalon de transfert de pétrole doit être étalonné :

- a) avant de sortir des installations du fabricant;
- b) immédiatement avant la mise en production du gisement pétrolier;
- c) une fois en service :
 - (i) soit dans l'année suivant son étalonnage,
 - (ii) soit après avoir subi des travaux d'entretien susceptibles d'avoir modifié son volume engendré ou lorsqu'il est évident que son volume a été modifié.

(5) Pour pouvoir démontrer une fidélité acceptable, le compteur étalon doit être étalonné à cinq reprises consécutives et la différence entre le volume le plus élevé et le volume le plus faible ne doit pas être supérieure à 0,02 %.

(6) Si le compteur étalon ne répond pas aux exigences du paragraphe (2) et ne répond pas non plus à ces exigences après trois étalonnages supplémentaires, il faut le vérifier afin de déterminer la source potentielle d'erreur avant de le soumettre à une autre séquence d'étalonnage.

(7) Lorsque le volume mesuré au moment de l'étalonnage d'un compteur étalon diffère de 0,04 % par rapport au volume mesuré au moment de l'étalonnage précédent, il faut vérifier le système d'étalonnage du compteur afin de déterminer la source potentielle d'erreur.

(8) Sur demande du délégué aux opérations, le titulaire de licence doit remettre une copie du certificat d'étalonnage du compteur étalon au ministre.

Étalonnage des compteurs de production regroupée et des compteurs de production d'essai

147.(1) Lorsqu'un compteur de production d'essai est utilisé pour mesurer les fluides produits à partir d'un gisement, le titulaire de licence d'un puits produisant à partir de ce gisement doit :

- a) apposer une étiquette indestructible sur le compteur montrant la date de la dernière

factor;

(b) calibrate the meter within the first three months of operation by a meter proof consisting of four consecutive runs, each within a tolerance of plus or minus 1.5 % of the mean factor;

(c) if possible, use different wells for the four consecutive runs referred to in paragraph (b), allowing adequate purging time for the proving system by selecting wells to include those with the widest variation in gas-oil ratio or other producing characteristics; and

(d) subsequent to the initial calibration performed under paragraph (b), recalibrate the meter each year or immediately following any change or repairs to the installation that might affect the meter factor.

(2) When a group oil production meter is used to measure fluids produced from wells completed in the same pool, the licensees of the wells shall collectively ensure that

(a) an indestructible tag or label is attached to the meter showing the date of the last calibration proof, the serial number of the meter and the meter factor;

(b) the meter is calibrated within the first month of operation, using a suitable proving device consisting of three consecutive runs, each within a tolerance of plus or minus 0.25 % of the mean factor;

(c) following a meter proof, the average meter factor is applied to meter readings until the next meter proof;

(d) the meter is replaced with a properly calibrated meter when a consistent meter factor is unattainable in accordance with paragraph (b);

(e) following the initial calibration performed under paragraph (b), each oil meter used to arrive at total production from the battery is proved at least once each month and for that purpose

(i) one run is sufficient if the new meter factor is within 0.50 % of the previous factor,

vérification de l'étalonnage, le numéro de série et l'indice de celui-ci;

b) étalonner le compteur dans les trois mois de la mise en production du puits à l'aide d'une vérification sous forme de quatre essais consécutifs, avec un écart moyen admissible pour chaque essai de plus ou moins 1,5 %;

c) si possible, utiliser un puits différent pour chacun des essais consécutifs visés à l'alinéa b), prévoyant une période suffisante de temps pour le nettoyage du système d'étalonnage, en sélectionnant les puits ayant la plus grande variation dans leur rapport gaz-pétrole ou dans d'autres caractéristiques de production;

d) à la suite de l'étalonnage initial, en application de l'alinéa b), réétalonner le compteur annuellement ou immédiatement après toute modification ou réparation de l'installation susceptible d'avoir un effet sur l'indice de celui-ci.

(2) Lorsqu'un compteur de production regroupée est utilisé pour mesurer les fluides produits dans plusieurs puits achevés dans un même gisement, les titulaires de licences pour ces puits doivent ensemble:

a) veiller à ce qu'une étiquette indestructible soit apposée sur le compteur montrant la date de la dernière vérification de l'étalonnage, le numéro de série et l'indice de celui-ci;

b) étalonner le compteur dans le mois suivant la mise en production des puits à l'aide d'un dispositif de vérification convenable, sous forme de trois essais consécutifs, avec un écart moyen admissible pour chaque essai de plus ou moins 0,25 %;

c) à la suite d'une vérification de l'étalonnage du compteur, appliquer l'indice moyen de celui-ci à toute lecture de compteur jusqu'à la prochaine vérification;

d) remplacer le compteur par un autre compteur convenablement étalonné lorsqu'un indice constant ne peut y être réalisé conformément à l'alinéa b);

e) à la suite d'un étalonnage initial, en application de l'alinéa b), vérifier au moins une fois par mois, chacun des compteurs utilisés pour

or

- (ii) three consecutive runs must be used, each within a tolerance of plus or minus 0.25 % of the mean factor, if the new meter factor is not within 0.50 % of the previous meter factor; and
- (f) a record of the calibration of the oil meter is made available to the Chief Operations Officer on request.

Water meter calibration

148. When a water meter is used to measure water produced from a well, the licensee of the well shall

- (a) attach to the meter an indestructible tag or label showing the date of the last calibration proof, the serial number of the meter and the meter factor;
- (b) calibrate the meter within the first three months of operation;
- (c) recalibrate the meter immediately following any repairs to the meter or at the end of a 12-month period since the last calibration or recalibration; and
- (d) conduct the calibrations and recalibrations required by this section in the shop or field against a prover tank, check meter or other approved device, and with a minimum of four consecutive runs each within a tolerance of plus or minus 1.5 % of the mean factor.

Gas meter calibration

149. For each gas meter used to measure gas production from a well, the licensee of the well shall

- (a) attach to the meter an indestructible tag or label showing the date of the last calibration proof, the serial number of the meter and the meter factor; and
- (b) calibrate the meter within the first month of

mesurer la production totale et à cette fin:

- (i) soit qu'un essai soit suffisant, si le nouvel indice de compteur est à l'intérieur de 0,50 % du précédent,
- (ii) soit que trois essais consécutifs soient nécessaires, avec un écart moyen admissible pour chaque essai de plus ou moins 0,25 %, si le nouvel indice n'est pas à l'intérieur de 0,50 % du précédent;

f) remettre un rapport d'étalonnage du compteur de pétrole au délégué aux opérations lorsque celui-ci en fait la demande.

Étalonnage des compteurs d'eau

148. Lorsqu'un compteur d'eau est utilisé pour mesurer l'eau produite dans un puits, le titulaire de licence du puits doit :

- a) apposer une étiquette indestructible sur le compteur montrant la date de la dernière vérification de l'étalonnage, le numéro de série et l'indice de celui-ci;
- b) étalonner le compteur dans les trois mois de la mise en production du puits;
- c) réétalonner le compteur dès qu'il a subi toute réparation ou à la fin d'une période de 12 mois suivant la date du dernier étalonnage ou d'un réétalonnage;
- d) procéder à l'étalonnage et au réétalonnage exigibles par le présent article, en atelier ou dans le champ, à l'aide d'un réservoir d'étalonnage, compteur de contrôle, ou autre dispositif approuvé, et d'un minimum de quatre essais consécutifs avec un écart moyen admissible pour chaque essai de plus ou moins 1,5 %.

Étalonnage des compteurs de gaz

149. Pour chaque compteur de gaz utilisé pour mesurer la production de gaz dans un puits, le titulaire de licence du puits doit :

- a) apposer une étiquette indestructible sur le compteur montrant la date de la dernière vérification de l'étalonnage, le numéro de série et l'indice de celui-ci;

operation and regularly thereafter as required by the directions of the Chief Operations Officer.

b) étalonner le compteur dans le mois suivant la mise en production du puits et régulièrement par la suite conformément aux directives du délégué aux opérations.

Condensate meter calibration

150.(1) When a displacement or turbine meter is used to measure condensate production from a well, the licensee of the well shall

(a) attach to the meter an indestructible tag or label showing the date of the last calibration proof, the serial number of the meter and the meter factor;

(b) calibrate the meter within the first month of operation;

(c) recalibrate the meter immediately following any repairs to the meter or at the end of a six-month period since the last calibration or recalibration; and

(d) conduct the calibrations and recalibrations required by this section in the field at operating conditions against a suitable volumetric or gravimetric prover, and with a minimum of four consecutive runs each within a tolerance of plus or minus 2.0 % of the mean factor.

(2) When the licensee uses an orifice flow meter to measure condensate, the licensee shall equip the meter with a recorder.

Testing frequency

151. The licensee of a well that is producing oil or gas from a pool shall conduct a production test of the well

(a) at least twice per month; or

(b) at intervals approved by the Chief Operations Officer.

Accuracy of measurement

152.(1) The licensee of a well shall, at the request of the Chief Operations Officer, test the accuracy of a meter used to measure production of oil and gas from the well and submit the results to the Minister.

Mesure du condensat

150.(1) Le titulaire de licence qui utilise un compteur volumétrique ou un compteur à turbine pour mesurer la production de condensat dans un puits doit:

a) apposer une étiquette indestructible sur le compteur montrant la date de la dernière vérification de l'étalonnage, le numéro de série et l'indice de celui-ci;

b) étalonner le compteur dans le mois suivant la mise en production du puits;

c) réétalonner le compteur dès qu'il a subi toute réparation ou à la fin d'une période de six mois suivant la date du dernier étalonnage ou d'un réétalonnage;

d) procéder à l'étalonnage et au réétalonnage du compteur exigibles par le présent article, dans le champ et sous les conditions d'exploitation, à l'aide d'un appareil de vérification volumétrique ou gravimétrique, et d'un minimum de quatre essais consécutifs avec un écart moyen admissible pour chaque essai de plus ou moins 2,0 %.

(2) Le titulaire de licence qui utilise un débitmètre à diaphragme pour mesurer le condensat doit munir ce débitmètre d'un dispositif enregistreur.

Fréquence des essais

151. Le titulaire de licence d'un puits produisant du pétrole ou du gaz à partir d'un gisement doit soumettre le puits à un essai, selon le cas :

a) au moins deux fois par mois;

b) à la fréquence approuvée par le délégué aux opérations.

Précision des mesures

152.(1) À la demande du délégué aux opérations, le titulaire de licence d'un puits doit vérifier, par un essai, la précision du compteur qu'il utilise pour mesurer la production de pétrole et de gaz dans le puits, et en remettre les résultats au ministre.

(2) On discovering any metering error, the licensee shall have the meter corrected immediately and submit to the Minister corrected oil and gas production data for each month during which the meter measured incorrectly.

(3) Corrected oil and gas production data for a month must be submitted pursuant to subsection (2) by the 18th day of the month following the month in which the meter was corrected.

PART 12 SAFETY AND ENVIRONMENTAL PROTECTION

Safety and environmental protection plans

153.(1) This section applies to safety plans and environmental protection plans that are by reason of the Chief Operations Officer's directions required to be submitted for approval as part of an application for a Well Licence, Well Operation Approval or Field Facility Licence.

(2) A safety plan must provide for all matters related to the safety and health of the public and the integrity of the well site or field facility site and shall include information required by the directions of the Chief Operations Officer.

(3) An environmental protection plan must provide for the protection of the environment in respect of all matters related to the licensee's oil and gas activities and shall include information required by the directions of the Chief Operations Officer.

(4) The plans referred to in subsections (2) and (3) must be submitted for approval in accordance with the directions of the Chief Operations Officer and must address abnormal conditions and emergencies that can reasonably be anticipated, including

- (a) serious injury or loss of life;
- (b) loss of well control;
- (c) oil or contaminant spill or toxic release;

(2) Dès qu'il découvre qu'un compteur marque des erreurs de mesure, le cas échéant, le titulaire de licence doit faire corriger la lecture du compteur, et présenter au ministre des données de production de gaz et de pétrole corrigées pour chaque mois pendant lequel les lectures du compteur étaient erronées.

(3) Les données de production de gaz et de pétrole corrigées doivent être présentées en application du paragraphe (2) le ou avant le 18^e jour du mois suivant celui où les lectures du compteur ont été corrigées.

PARTIE 12 SÉCURITÉ ET PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Plans de sécurité et de protection environnementale

153.(1) Les dispositions du présent article s'appliquent aux plans de sécurité et de protection environnementale qui doivent être présentés pour approbation en vertu des directives du délégué aux opérations dans le cadre d'une demande de licence de puits, d'autorisation d'exploitation d'un puits ou de licence d'installation de champ.

(2) Un plan de sécurité doit prévoir toutes les questions de santé et de sécurité publiques ainsi que l'intégrité d'un chantier de puits ou de l'emplacement de l'installation de champ, et doit inclure les renseignements exigés dans les directives du délégué aux opérations.

(3) Un plan de protection environnementale doit prévoir les mesures de protection de l'environnement reliées aux activités d'exploitation pétrolières et gazières auxquelles se livre le titulaire de licence et doit inclure les renseignements exigés dans les directives du délégué aux opérations.

(4) Les plans visés aux paragraphes (2) et (3) doivent être présentés pour approbation conformément aux directives du délégué aux opérations et doivent traiter des conditions inhabituelles et des situations d'urgence raisonnablement prévisibles, y compris :

- a) les blessures graves et les décès;
- b) la perte du contrôle d'un puits;
- c) les déversements d'hydrocarbures et d'autres

- (d) a major fire or explosion;
- (e) arrangements for the drilling of a relief well if that becomes necessary; and
- (f) hazards unique to the site of the operation.

(5) A safety plan or environmental protection plan approved under this section may be amended or replaced with the approval of the Chief Operations Officer.

(6) The licensee shall ensure that all equipment required by the approved plans is available for use and in an operable condition.

(7) The licensee shall update the inventory of equipment described in each approved plan and shall submit the updated inventory to the Chief Operations Officer within 45 days after the completion of any significant modification of or major repairs to any major component of the equipment.

(8) The plans submitted under this section must provide for coordination with any relevant governmental emergency response plan.

(9) On request of the Chief Operations Officer, drawings and other documentation referred to in the plans must be submitted by the licensee to the Chief Operations Officer.

(10) The licensee shall conduct all operations in accordance with the plans approved under this section.

Contingency plans

154. The licensee of a well or of any field facility associated with the well shall ensure that contingency plans are formulated and that equipment is available to cope with any foreseeable emergency situation during any drilling operation, well operation or production operation, including the emergencies referred to in subsection 153(4).

Availability of plans

155. The licensee of a well or of any field facility associated with the well shall ensure that a copy of every approved safety plan, environmental protection plan and

polluants ou les rejets de matières toxiques;

d) les incendies ou les explosions;

e) les mesures à prendre pour le forage d'un puits d'intervention si cela s'avère nécessaire;

f) les dangers tout particuliers au chantier.

(5) Un plan de sécurité ou de protection environnementale approuvé en vertu du présent article peut être modifié ou remplacé moyennant l'approbation du délégué aux opérations.

(6) Le titulaire de licence doit vérifier que tout le matériel requis selon les plans approuvés est disponible et en bon état de fonctionnement.

(7) Le titulaire de licence doit tenir à jour la liste du matériel spécifié dans chaque plan approuvé et présenter la liste mise à jour au délégué aux opérations dans les 45 jours suivant l'exécution de toute modification ou de toute réparation importante de l'un des composants principaux du matériel en question.

(8) Les plans présentés en vertu du présent article doivent prévoir des mesures permettant leur coordination avec tout plan d'urgence municipal, provincial, territorial ou fédéral pertinent.

(9) À la demande du délégué aux opérations, le titulaire de licence doit lui remettre les dessins et les autres documents mentionnés dans les plans proposés.

(10) Le titulaire de licence doit exécuter tous les travaux en conformité avec les plans approuvés en vertu du présent article.

Plans d'intervention

154. Le titulaire d'une licence de puits ou d'une installation de champ afférente au puits doit veiller à ce que des plans d'intervention soient élaborés et que le matériel requis soit disponible pour faire face à toute situation d'urgence prévisible pouvant se produire durant le forage, l'exploitation ou les activités de production, y compris les urgences visées au paragraphe 153(4).

Accès aux plans approuvés

155. Le titulaire d'une licence de puits ou d'installation de champ y afférente doit veiller à ce qu'un exemplaire de chaque plan de sécurité, de protection

contingency plan is

(a) kept at the well site or field facility site, as the case may be, while the drilling operation or well operation or production operation is taking place; and

(b) available for examination on request by any person at the site.

General safety of operations

156.(1) The licensee of a well or of any field facility associated with the well shall ensure that

(a) every operation is conducted in a manner that maintains full control of the well at all times;

(b) the administrative and logistical support that is provided for any operation includes

(i) transportation facilities suitable for the area of the operations,

(ii) suitable supplies of drilling consumables, food and fuel,

(iii) accommodation for personnel,

(iv) first aid facilities,

(v) storage and repair facilities, and

(vi) adequate communications systems;

(c) during the drilling of the well, at the end of each drill crew shift, the drill crew at the well site informs the new drill crew of any mechanical deficiencies that have not been rectified during the shift and of any downhole conditions or other problems that could have a bearing on the safe conduct of the drilling operation; and

(d) differences in language or other obstacles to effective communication do not jeopardize the safety of operations.

(2) The licensee shall ensure that

environnementale ou d'intervention approuvé :

a) soit conservé sur le chantier du puits ou à l'emplacement de l'installation de champ, selon le cas, durant le forage, l'exploitation ou les activités de production;

b) puisse être consulté sur demande par tout membre du personnel.

Dispositions générales

156.(1) Le titulaire d'une licence de puits ou d'installation de champ y afférente doit veiller à ce que les conditions suivantes soient respectées :

a) tous les travaux sont effectués de manière que le puits soit entièrement sous contrôle en tout temps;

b) le soutien administratif et logistique prévu pour tous les travaux comprend :

(i) des services de transport adéquats,

(ii) des réserves suffisantes de produits de forage, de denrées alimentaires et de combustible,

(iii) des installations pour loger le personnel,

(iv) le nécessaire de premiers soins,

(v) des installations de stockage et ateliers de réparation,

(vi) des moyens de communication adéquats;

c) à chaque changement d'équipe de travail durant le forage, l'équipe sortant du chantier signale à l'équipe entrant tout problème mécanique survenu durant le quart de travail et qui n'a pas été corrigé et toute condition en fond de trou ou autre situation susceptible de compromettre la sécurité des travaux de forage ou des activités de production;

d) la sécurité des opérations n'est pas compromise par des différences de langue ou autres éventuelles barrières à la communication.

(2) Le titulaire de licence doit veiller à ce que :

- (a) any operation necessary for safety at a site has priority over any other operation at that site;
- (b) trained personnel are ready and able to operate any item of equipment; and
- (c) safe working methods are followed in all aspects of any operation.

Fire precautions

157.(1) If an internal combustion engine is located within 25 metres of any well, separator, crude oil storage tank or other unprotected source of ignitable vapours,

- (a) its exhaust pipe must be insulated or sufficiently cooled, in a manner acceptable to the Chief Operations Officer, to prevent ignition of flammable material, and the end of the exhaust pipe must be directed away from the wellhead or source of ignitable vapours; and
- (b) its exhaust manifold must be shielded to prevent liquids or gases coming into contact with it.

(2) If a diesel engine is located within 25 metres of a well, it must be provided with one of the following:

- (a) an air intake shut-off valve of a type approved by the Chief Operations Officer and equipped with a readily accessible remote control;
- (b) a system for injecting an inert gas into the engine's cylinders, equipped with a readily accessible remote control;
- (c) a suitable duct so that air for the engine is obtained at least 25 metres from the well; and
- (d) any device or devices that may be approved or directed by the Chief Operations Officer.

a) toute opération nécessaire pour assurer la sécurité sur le chantier ait en tout temps priorité sur toute autre activité effectuée sur ce chantier;

b) un personnel qualifié soit disponible et en mesure d'assurer le fonctionnement de toute pièce d'équipement sur le chantier;

c) des méthodes de travail sécuritaires soient employées pour l'exécution de tous les travaux.

Précautions en cas d'incendie

157.(1) Si un moteur à combustion interne est situé à moins de 25 mètres d'un puits, d'un séparateur, d'un réservoir de stockage de pétrole brut ou d'une autre source non protégée de vapeurs inflammables, les mesures suivantes doivent être prises :

a) son tuyau d'échappement doit être isolé ou refroidi suffisamment, par un moyen approuvé par le délégué aux opérations, pour ne pas provoquer l'allumage de matières inflammables, et son extrémité doit être dirigée dans le sens opposé à la tête du puits ou autre source de vapeurs inflammables;

b) son collecteur d'échappement doit être protégé de manière à prévenir tout contact avec des liquides ou des gaz.

(2) Si un moteur diesel est situé à moins de 25 mètres d'un puits, il doit être muni de l'un ou l'autre des dispositifs suivants :

a) un robinet d'arrêt de bouche d'entrée d'air de type approuvé par le délégué aux opérations, pouvant être télécommandée par un dispositif facilement accessible;

b) un système permettant l'injection de gaz inerte dans les cylindres du moteur, pouvant être télécommandé par un dispositif facilement accessible;

c) un conduit d'amenée d'air de longueur convenable pour prélever l'air à une distance minimale de 25 mètres du puits;

d) tout autre dispositif approuvé ou exigé par le délégué aux opérations.

(3) If a shut-off valve and remote control have been installed in accordance with paragraph (2)(a), the mechanical operation of the valve and control must be tested at least once in each seven-day period during any drilling operation or well operation, and stopping of the engine by the remote control must be tested

(a) before the cement plug at the shoe of the surface casing is drilled out;

(b) before each formation flow test or series of tests; and

(c) if the well has been completed, before any servicing operations commence.

(4) If an injection system and remote control have been installed in accordance with paragraph (2)(b), the stopping of the engine by the remote control must be tested at least once in each seven-day period during any drilling operation or well operation.

(5) Except when gasoline or liquid fuel are held in fuel tanks actually connected to operating equipment, they must not be stored within 25 metres of a well, and drainage of gasoline or liquid fuel from such places of storage must be in a direction away from the well site.

(6) Heating or lighting apparatus involving the use of a flame must not be placed within 25 metres of a well.

(7) If a pressure relief valve, rupture disc or burst plate is installed on a separator, treater or other pressure vessel at a producing well, the valve, disc or plate, unless otherwise approved by the Chief Operations Officer,

(a) must be connected by suitable piping to an open tank when production is in the liquid phase; or

(b) must be connected to a flare line that has a flare stack constructed in accordance with section 128, when production is in the gaseous phase.

Fire control

158. Unless otherwise approved by the Chief Operations Officer, fire must be controlled at a site in the following manner

(a) fires must not be located less than 50 metres

(3) Lorsqu'un robinet d'arrêt et un dispositif de télécommande sont mis en place conformément à l'alinéa (2)a), leur fonctionnement mécanique doit être vérifié au moins une fois par période de sept jours de forage ou d'exploitation du puits, et un essai d'arrêt du moteur par télécommande doit se faire :

a) avant la pénétration du bouchon de ciment situé au niveau du sabot du tubage de surface;

b) avant que ne débute un essai d'écoulement de formation ou une série d'essais;

c) s'il s'agit d'un puits achevé, avant que ne débutent tous travaux d'entretien.

(4) Lorsqu'un système d'injection et un dispositif de télécommande sont mis en place conformément à l'alinéa (2)b), un essai d'arrêt du moteur par télécommande doit se faire au moins une fois par période de sept jours de forage ou d'exploitation du puits.

(5) Sauf s'ils sont stockés dans des réservoirs raccordés à des appareils de chantier, l'essence et les combustibles liquides ne doivent pas être stockés à moins de 25 mètres d'un puits, et la vidange des réservoirs de stockage doit se faire en direction opposée au chantier.

(6) Aucun appareil de chauffage ou d'éclairage à flamme nue ne doit être placé à moins de 25 mètres d'un puits.

(7) Sauf autorisation contraire du délégué aux opérations, toute soupape de décharge, disque de rupture ou plaque d'éclatement mis en place sur un séparateur, un purificateur ou autre appareil sous pression dans un chantier doit :

a) être relié par une canalisation convenable à un réservoir ouvert si le fluide produit est liquide;

b) être relié à une conduite de torche rattachée à une colonne de brûlage érigée en conformité avec les dispositions de l'article 128 lorsque la production est à la phase gazeuse.

Extinction d'incendies et contrôle de feu

158. À moins d'approbation contraire du délégué aux opérations, les conditions suivantes doivent exister sur le chantier :

a) aucun feu ne doit être allumé à moins de 50

from any well, oil storage tank or other unprotected source of ignitable vapours;

(b) all fires for any purpose must be safeguarded by sufficient mechanical or other means so that no hazard to surrounding property is created;

(c) all vent lines from oil storage tanks which are vented to flare pits or flare stacks must be provided with flame arresters or other equivalent safety devices;

(d) a flame-type stove or heater, crude oil treater, glycol-type dehydrator installation or other flame-type equipment must not be placed within 25 metres of any well, separator, crude oil storage tank or other unprotected source of ignitable vapours, except when the flame-type equipment is equipped with flame arresters adequate for the purpose for which they are used;

(e) boilers and steam generating equipment must be located at a point not less than 25 metres from any well, separator, crude oil storage tank or other unprotected source of ignitable vapours;

(f) a crude oil treater must not be placed or remain within 25 metres, shell to shell, of any type of boiler or direct-fired heater or be placed within 5 metres, shell to shell, of any other direct fired crude oil treater or indirect-fired heater;

(g) a crude oil storage tank must not be placed within 50 metres of any well;

(h) all well or field facility piping must be arranged and provided with control valves to permit the ready shut-off of oil or gas in the event of fire at any well or field facility site;

(i) a separator must not be enclosed within the fire wall, dyke or ditch surrounding a storage tank installation;

(j) all vessels and equipment from which ignitable vapours may issue must be safely vented to the atmosphere;

(k) every engine or electric switch within 25 metres of any well, separator, oil storage tank or other unprotected source of ignitable vapours must be constructed or enclosed so that it is sparkproof;

mètres d'un puits, d'un réservoir de stockage de pétrole ou de toute autre source non protégée de vapeurs inflammables;

b) tout feu allumé à quelque fin que ce soit doit être protégé par un dispositif mécanique ou autre de manière qu'il ne constitue aucun danger pour les environs;

c) les canalisations de dégazage des réservoirs de stockage de pétrole menant à la fosse de brûlage ou à la torche doivent être munies d'un coupe-flamme ou autre dispositif de sécurité y assimilé;

d) aucun appareil de chauffage, purificateur de pétrole brut, appareil de déshydratation au glycol ou autre appareil à flamme nue ne doit être placé à moins de 25 mètres d'un puits, d'un séparateur, d'un réservoir de stockage de pétrole brut ou autre source non protégée de vapeurs inflammables, sauf si l'appareil en question est muni d'un coupe-flamme conforme à l'usage qui en est fait;

e) aucune chaudière ni aucun générateur de vapeur ne doit être situé à moins de 25 mètres d'un puits, d'un séparateur, d'un réservoir de stockage de pétrole brut ou de toute autre source non protégée de vapeurs inflammables;

f) aucun purificateur de pétrole brut ne doit être placé ou se trouver à moins de 25 mètres, d'unecalandre à l'autre, d'une chaudière ou d'un appareil de chauffage à chauffe directe, ni à moins de cinq mètres, d'une calandre à l'autre, d'un autre purificateur de pétrole brut à chauffe directe ou appareil de chauffage à chauffe indirecte;

g) aucun réservoir de stockage de pétrole brut ne doit être placé à moins de 50 mètres d'un puits;

h) toutes les canalisations des puits et des installations de champ doivent être disposées et munies de vannes de contrôle de façon à permettre la coupure du pétrole ou du gaz en cas d'incendie sur un chantier ou à l'emplacement d'une installation de champ;

i) aucun séparateur ne doit être placé dans le périmètre d'un mur, d'une digue ou d'une tranchée pare-feu entourant un réservoir de stockage;

(l) explosives must be stored only in properly constructed magazines, situated not less than 150 metres from any place where any drilling operation or well operation is being undertaken.

j) tout réservoir ou appareil susceptible de renfermer des vapeurs inflammables doit être relié à l'atmosphère par un dispositif sûr;

k) tout moteur ou dispositif de commande électrique situé à moins de 25 mètres d'un puits, d'un séparateur, d'un réservoir de stockage de pétrole ou de toute autre source non protégée de vapeurs inflammables, doit être construit ou protégé de manière à être à l'abri des étincelles;

l) tous les explosifs doivent être rangés dans une poudrière de construction convenable, située à au moins 150 mètres de tout endroit où se déroulent des travaux de forage ou l'exploitation d'un puits.

Training

159.(1) If the licensee of a well proposes to conduct a drilling operation requiring special skills not held by the employees to be employed for that operation, the licensee must not begin the operation until

(a) the licensee submits to the Chief Operations Officer a description of the training the licensee proposes to give to those employees;

(b) the Chief Operations Officer approves the training proposal referred to in paragraph (a); and

(c) the licensee ensures that the employees successfully complete the approved training.

(2) The Chief Operations Officer may refuse to approve a training proposal submitted pursuant to paragraph (1)(a) unless the Chief Operations Officer is satisfied that the proposed training is sufficient to enable the operation to be conducted in a safe manner.

(3) The licensee of a well shall ensure that during a drilling operation

(a) the drilling contractor's rig manager and the licensee's drilling representative are holders of a valid second line certificate from a well control school whose standards are acceptable to the Chief Operations Officer; and

(b) each driller, assistant driller, derrickman and motorman is the holder of a valid first line certificate from a well control school whose standards are acceptable to the Chief

Formation du personnel

159.(1) Il est interdit au titulaire de licence d'entreprendre des travaux de forage exigeant des compétences que ne possède pas le personnel qu'il compte employer pour les exécuter, avant :

a) d'avoir remis une description de la formation qu'il propose donner à ce personnel au délégué aux opérations;

b) que le délégué aux opérations n'ait approuvé le programme de formation proposé visé à l'alinéa a);

c) d'assurer que la formation approuvée ait été suivie et complétée avec succès par le personnel..

(2) Le délégué aux opérations peut approuver un programme de formation proposé en application de l'alinéa (1)a) s'il est d'avis que ce programme est adéquat pour préparer le personnel à exécuter les travaux de façon sécuritaire.

(3) Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce que les conditions suivantes soient respectées au cours des travaux de forage:

a) le chef de chantier de l'entrepreneur de forage et le représentant en forage du titulaire de licence détiennent un certificat valide de deuxième niveau en contrôle de puits, d'une école dont le délégué aux opérations juge les normes satisfaisantes;

b) tous les foreurs, seconds, accrocheurs et motoristes détiennent un certificat valide de

Conservation Officer.

(4) In the case of a sour well, the licensee's drilling representative, the contractor's rig manager and every driller must be trained in hydrogen sulphide rescue and every drill crew member must be trained in hydrogen sulphide safety.

Capability of employees

160.(1) The licensee of a well or field facility shall ensure that every person employed at the site

(a) receives instruction and training in respect of all operational and safety procedures that the person may be required to carry out during the course of the person's duties during that employment;

(b) is capable of doing the duties assigned to that person; and

(c) is 16 years of age or more or is 18 years of age or more if that person's duties involve work on the drill floor.

(2) The licensee shall ensure that all personnel employed on a site

(a) are familiar with personal safety and evacuation procedures in respect of the site and with their responsibilities under the contingency plan referred to in section 154; and

(b) participate in a field practice exercise of oil spill countermeasures at least once in each year that the licensee is engaged in a production operation, if oil is or could be produced at or delivered to the site.

(3) The licensee shall ensure that every representative of the licensee, and the supervisory personnel employed at the well or field facility site, have, before assuming their duties, a reasonable amount of experience and any training necessary to conduct their duties in a safe manner at the site.

premier niveau en contrôle de puits, d'une école dont le délégué aux opérations juge les normes satisfaisantes.

(4) S'il s'agit d'un puits corrosif, le représentant en forage du titulaire de licence, le chef de chantier de l'entrepreneur et tous les foreurs doivent avoir reçu une formation sur les mesures de sauvetage en présence d'hydrogène sulfuré et tous les membres de l'équipe de forage doivent avoir reçu une formation sur les mesures de sécurité à prendre en présence d'hydrogène sulfuré.

Compétence des employés

160.(1) Le titulaire d'une licence de puits ou d'installation de champ doit veiller à ce que tout employé travaillant sur le chantier :

a) reçoive la formation et les directives requises concernant toutes les méthodes de travail et les mesures de sécurité qu'il devra appliquer dans l'exercice de ses fonctions;

b) soit en mesure d'exécuter les fonctions qui lui sont attribuées;

c) soit âgé d'au moins seize ans, et d'au moins dix-huit ans s'il doit travailler sur le plancher de forage.

(2) Le titulaire de licence doit veiller à ce que tous les membres du personnel employé sur un chantier :

a) connaissent bien les consignes de sécurité personnelle et les procédures d'évacuation applicables au chantier, ainsi que leurs responsabilités selon le plan d'intervention visé à l'article 154;

b) aient participé à un exercice d'intervention en cas de déversement de pétrole au moins une fois par année au cours de laquelle le titulaire de licence se livre à des activités de production, s'il y a ou il pourrait y avoir production ou livraison de pétrole sur le chantier.

(3) Le titulaire de licence doit veiller à ce que tous ses représentants ainsi que les superviseurs employés sur le chantier du puits ou sur l'emplacement de l'installation de champ aient acquis, avant d'assumer leurs fonctions, la formation nécessaire et une expérience suffisante pour remplir leurs fonctions de façon sécuritaire.

(4) The licensee shall keep on the site a summary of the qualifications of any person employed at the site during a drilling operation or well operation.

Defective or experimental equipment

161.(1) The licensee of a well or field facility shall, in the interests of safety,

- (a) as soon as possible repair or replace any defective equipment used at a site that represents a safety hazard in respect of the site or the personnel at the site;
- (b) as soon as possible alter any operational procedure used at a site that the licensee has reason to believe is unsafe, inadequate or deficient and inform all personnel affected of the alteration;
- (c) when necessary, insert a revised procedure in the operations manuals in respect of an operation that has been revised; and
- (d) if applicable, institute programs to monitor, in accordance with good engineering practices, the extent of the corrosion and erosion of the components of a site and of well tubulars and wellheads at a well site.

(2) The licensee, on being requested to do so by the Chief Operations Officer, shall submit a report of the results of any action taken by the licensee pursuant to subsection (1).

(3) When, pursuant to subsection (1), the licensee is required to replace equipment or alter a procedure or to initiate a new operational procedure, the licensee shall obtain the approval of the Chief Operations Officer for the replacement equipment, altered procedure or new operational procedure before undertaking the replacement, alteration or new procedure.

Unproven drilling equipment

162. The Chief Operations Officer may, in the conditions of a Well Licence, approve the use of drilling equipment that has not been proven under field conditions, but any approval granted ceases to be valid if the actual performance of the equipment does not meet or exceed the rated design performance specified for that equipment in the application for the Well Licence.

(4) Le titulaire de licence doit garder un résumé des compétences de tout employé sur le chantier durant le forage ou l'exploitation du puits.

Matériel de forage défectueux ou expérimental

161.(1) Le titulaire d'une licence de puits ou d'une installation de champ doit prendre les mesures suivantes, pour des motifs de sécurité :

- a) réparer ou remplacer immédiatement tout matériel défectueux utilisé sur le chantier qui est susceptible de compromettre la sécurité du personnel ou des installations;
- b) modifier immédiatement toute méthode de travail qui, à son avis, n'est pas sécuritaire, convenable ou efficace, et en aviser le personnel concerné;
- c) au besoin, insérer la description de la méthode de travail révisée dans le manuel d'exploitation;
- d) s'il y a lieu, mettre en œuvre un programme de contrôle de la corrosion et de l'érosion des tubulaires, têtes de puits et autres ouvrages du chantier, conformément aux pratiques reconnues dans le domaine.

(2) Sur demande du délégué aux opérations, le titulaire de licence doit lui présenter un rapport des résultats de toute mesure qu'il a prise en application du paragraphe (1).

(3) Lorsque le titulaire de licence est tenu, en vertu du paragraphe (1), de remplacer du matériel, de modifier une méthode de travail ou d'adopter une nouvelle méthode ou procédure, il doit au préalable recevoir l'approbation du délégué aux opérations pour le nouveau matériel, la méthode modifiée ou la nouvelle méthode ou procédure..

Matériel de forage non éprouvé

162. Le délégué aux opérations peut, lorsqu'il examine une demande de licence de puits, approuver l'emploi de matériel de forage qui n'a pas été éprouvé en service, mais l'approbation donnée est invalidée si ce matériel ne satisfait pas aux exigences de fonctionnement spécifiées dans la demande de licence.

Construction disturbances

163. No person shall construct or install any equipment that forms part of a field facility unless the equipment is designed and is constructed or installed in such a manner as to minimize, to the extent reasonably practicable and always in accordance with the best available practices and technologies,

(a) any disturbance to watercourses, ground surface, wildlife or vegetation, or any other part of the environment; and

(b) any change to the thermal regime of the ground in permafrost areas.

Handling of oilfield waste

164.(1) The licensee of a well or field facility shall ensure that

(a) combustible solid waste is not burned at the site unless precautions are taken to ensure that the fire and residues from the fire do not endanger the public, the environment or the safety of the operation; and

(b) all solid waste that might contribute to pollution and all solid waste produced and stored at the site is treated, handled and disposed of in accordance with the approved environmental protection plan referred to in section 153.

(2) The licensee of a well shall ensure that all drilling fluid and drill cuttings generated at the well site are handled and disposed of in a manner that

(a) does not create a hazard to safety, health or the environment; and

(b) is provided for in the approved environmental protection plan referred to in section 153.

(3) The licensee of a well or field facility shall ensure that if an oil spill occurs, oil spill countermeasures of a chemical nature are not used unless, in the opinion of the Chief Operations Officer, there is a severe threat to the safety of persons, property or the environment.

Perturbations dues aux travaux de construction

163. Il est interdit de construire un ouvrage formant partie intégrante d'une installation de champ sauf si cet ouvrage a été conçu et érigé conformément aux meilleures pratiques et techniques et de façon à limiter autant que possible :

a) la perturbation des cours d'eau, de la surface du sol, de la faune, de la flore et de tout autre élément du milieu naturel;

b) la modification du régime thermique du sol dans les régions de pergélisol.

Manutention des déchets du champ de pétrole

164.(1) Le titulaire d'une licence de puits ou d'installation de champ doit veiller à ce que les conditions suivantes soient respectées :

a) les déchets solides combustibles ne sont brûlés sur le chantier que si des mesures préventives sont prises afin d'assurer que le feu et ses résidus ne posent aucun danger pour le public, l'environnement ou la sécurité des travaux;

b) tous les déchets solides produits et stockés sur le chantier sont traités, manutentionnés et éliminés conformément aux dispositions du plan de protection de l'environnement visé à l'article 153.

(2) Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce que tous les fluides de forage et les déblais de forage produits sur le chantier du puits soient manutentionnés et éliminés d'une façon :

a) non préjudiciable à la sécurité, la santé et l'environnement;

b) prévue dans le plan de protection de l'environnement visé à l'article 153.

(3) Le titulaire d'une licence de puits ou d'installation de champ doit veiller à ce que, en cas de déversement de pétrole, aucun moyen d'intervention chimique ne soit mis en œuvre à moins que le délégué aux opérations ne soit d'avis que le déversement constitue une menace grave pour la sécurité humaine, les biens matériels ou l'environnement.

(4) The licensee of a well shall ensure that any spent acid or excess acid is disposed of in a manner provided for in the approved environmental protection plan referred to in section 153.

Produced water

165.(1) The licensee of a well or field facility must not dispose of produced water unless the water is, in quality, equal to or better than water that meets any contamination limits specified in the conditions of the Field Facility Licence or Scheme Approval.

(2) The licensee shall institute appropriate sampling and analysis procedures to determine whether the quality of produced water meets the quality standard specified in the conditions of the Field Facility Licence or Scheme Approval that authorizes the operation in which the water is gathered, stored or disposed of.

(3) The licensee must not dispose of produced water onto the land surface or into bodies of water or watercourses or into unlined surface pits unless the water is disposed of

(a) into the pits at a site at which the nature of the soil is such that the contamination of ground water is prevented; and

(b) in a quantity and for a period not exceeding those specified in the conditions of the Field Facility Licence or Scheme Approval that authorizes the disposal of the produced water.

(4) Earthen pits may be used to contain produced salt water on an emergency basis in areas approved by the Chief Operations Officer, if the earthen pits are limited to one for each well or field facility, and each pit is no larger than 600 square metres in area and is constructed and maintained in a condition acceptable to the Chief Operations Officer.

(5) The contents of each earthen pit must be disposed of within 48 hours after an emergency requiring the use of the pit has occurred, unless otherwise approved by the Chief Operations Officer.

Cessation of operations

166.(1) The licensee of a well or field facility shall ensure that any operation ceases as soon as possible if the continuation of that operation

(a) endangers or may endanger the safety of the

(4) Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce que les acides excédentaires ou usés soient éliminés de la façon prévue dans le plan de protection de l'environnement approuvé visé à l'article 153.

Eaux de procédés

165.(1) Il est interdit au titulaire d'une licence de puits ou d'installation de champ de rejeter des eaux de procédés, sauf si ces eaux sont qualitativement en deçà des limites de contamination stipulées dans les conditions de la licence d'installation de champ ou de l'approbation de plan.

(2) Le titulaire de licence doit mettre en œuvre des méthodes convenables d'échantillonnage et d'analyse afin de garantir que la qualité des eaux de procédés est conforme aux normes stipulées dans les conditions de la licence d'installation de champ ou de l'approbation de plan applicable à l'exploitation en question.

(3) Il est interdit au titulaire de licence d'éliminer les eaux de procédés en les déversant à la surface de la terre, dans des masses ou cours d'eau ou dans des fosses non revêtues, sauf :

a) si la nature même du sol où se situent les fosses prévient la contamination des eaux souterraines;

b) en quantité et pour une durée ne dépassant pas celles stipulées dans les conditions de la licence d'installation de champ ou de l'approbation de plan applicable à l'élimination en question.

(4) En cas d'urgence, l'eau de procédés salée peut être déversée dans des fosses situées dans des endroits dont le délégué aux opérations approuve, si le nombre de ces fosses est limité à une par puits ou installation de champ, qu'elles ont chacune une superficie maximale de 600 m² et sont creusées et entretenues dans une condition acceptable au délégué aux opérations.

(5) Le contenu des fosses doit être éliminé dans les 48 heures suivant la situation d'urgence ayant nécessité l'utilisation de telles fosses, sauf autorisation contraire du délégué aux opérations.

Cessation des travaux

166.(1) Le titulaire d'une licence de puits ou d'installation de champ doit veiller à ce que les travaux cessent dès que la poursuite de ceux-ci :

a) met la sécurité du public en danger, ou porte

public, or endangers or may endanger the security of a well or field facility or the safety of equipment; or

(b) causes the discharge of any substance into the environment exceeding the limits permitted by the *Spills Regulations* under the *Environment Act* or any limit specified in a requirement of a Well Licence, Well Operation Approval, Field Facility Licence or Scheme Approval.

(2) The licensee of a well shall ensure that any drilling operation ceases if any of the following situations occur

- (a) an inability to maintain well control;
- (b) a failure of any major component of the blowout prevention system, casing or drilling fluid system;
- (c) an inability to maintain the properties, volume or circulation rate of the drilling fluid;
- (d) an inability to maintain on the well site the amounts of drilling consumables required by paragraph 31(4)(c);
- (e) an uncontrolled fire;
- (f) a loss of a significant portion of the primary power;
- (g) an inability to safely handle the drill pipe, casing or heavy equipment necessary for the operation in progress.

(3) When an operation has ceased in accordance with subsection (1) or drilling has ceased in accordance with subsection (2), that operation or drilling shall not be resumed until the situation giving rise to the cessation no longer exists.

Ceasing operation after serious incident

167.(1) If a serious injury or fatal accident or serious damage to equipment occurs at a site, the licensee of the well or field facility shall immediately cease every operation that contributed to the injury, fatality or damage and shall not resume the operation without the approval of the Chief Operations Officer.

atteinte à la sécurité du puits, de l'installation de champ ou du matériel, ou risque de le faire;

b) occasionne le déversement dans l'environnement, de toute substance en quantités excédant les limites prescrites par le *Règlement sur les déversements* établi en vertu de la *Loi sur l'environnement* ou toute limite prescrite dans les exigences de la licence de puits ou d'installation de champ, dans l'autorisation d'exploitation du puits ou dans l'approbation de plan.

(2) Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce que les travaux de forage cessent dès que survient une des situations suivantes :

- a) la perte de contrôle du puits;
- b) une panne de tout composant majeur du système d'obturateurs anti-éruption, du tubage ou du système de fluide de forage;
- c) la perte des propriétés, du volume ou de la cadence de circulation du fluide de forage;
- d) l'incapacité de maintenir sur le chantier du puits, les montants de consommables de forage requis de par l'alinéa 31(4)c);
- e) un incendie non-maîtrisé;
- f) la perte d'une partie importante de la source d'alimentation principale;
- g) l'incapacité de manipuler sans danger la tige de forage, le tubage ou le matériel lourd nécessaire pour les travaux en cours.

(3) Lorsque les travaux ont cessé en application du paragraphe (1), ou que les travaux de forage ont cessé en application du paragraphe (2), ces travaux ou ce forage ne reprennent pas avant que soit éliminée la situation qui a entraîné leur cessation.

Cessation des travaux par suite d'incident grave

167.(1) Si un accident avec blessure grave, perte de vie ou endommagement grave du matériel se produit sur le chantier, le titulaire de licence du puits ou de l'installation de champ doit immédiatement cesser toute activité en cause et ne peut la reprendre sans l'autorisation du délégué aux opérations.

(2) The Chief Operations Officer may refuse to approve the resumption of the operation that has been stopped pursuant to subsection (1) unless the Chief Operations Officer is satisfied that the operation can safely be resumed.

(3) If there is a loss of control, or the danger of a loss of control, of a well that is part of a cluster of wells in the same well site, the licensee of the well shall shut in all other wells at the site until the well that is out of control or in danger of becoming out of control is secured.

Simultaneous operations

168. The licensee of a well shall ensure that procedures are established to ensure the safety of persons and the protection of the environment, when the licensee intends to simultaneously conduct production operations with

- (a) the drilling of a well on the same site;
- (b) a well operation on the same site; or
- (c) construction or a related activity on the same site.

Bodies of water

169. When a proposed well is to be located within 100 metres of the normal high water mark of a body of water or watercourse, the licensee shall submit evidence to the satisfaction of the Chief Operations Officer that pollution of the water body or watercourse will be prevented and shall include with that evidence information respecting

- (a) the elevation of the land and water surfaces adjoining the site;
- (b) a description of any special problems at the site;
- (c) details of the construction and maintenance of dikes, reservoirs and other installations intended to be constructed; and
- (d) particulars in respect of the method to be used to dispose of mud, oil, water or other fluids associated with the proposed drilling operation.

(2) Le délégué aux opérations autorise la reprise de l'activité interrompue en application du paragraphe (1) lorsqu'il est d'avis que l'activité peut reprendre en toute sécurité.

(3) En cas de perte de contrôle ou de risque de perte de contrôle d'un puits faisant partie d'un groupe sur le même chantier, le titulaire de licence du puits doit fermer tous les autres puits du même groupe sur le chantier et les maintenir fermés jusqu'à ce que la situation de contrôle soit rétablie.

Travaux simultanés

168. Le titulaire d'une licence de puits doit prévoir des mesures visant à assurer la sécurité des personnes et la protection de l'environnement lorsqu'il entend mener simultanément avec les activités de production, l'une ou l'autre des activités suivantes sur le même chantier :

- a) le forage d'un puits;
- b) l'exploitation d'un puits;
- c) des travaux de construction ou des travaux connexes.

Étendues d'eau

169. Lorsque le forage d'un puits est prévu à moins de cent mètres de la laisse de crue normale d'une étendue ou d'un cours d'eau, le titulaire de licence doit fournir au délégué aux opérations une preuve satisfaisante que l'étendue ou le cours d'eau n'en sera pas pollué, et doit inclure, avec cette preuve, les renseignements suivants :

- a) l'altitude du sol et des plans d'eau autour du chantier;
- b) un exposé de tout problème particulier au chantier;
- c) les détails de construction et d'entretien des digues de sécurité, réservoirs et autres installations prévues;
- d) les méthodes envisagées d'élimination des boues, du pétrole, de l'eau et autres fluides produits lors des travaux de forage proposés.

H₂S control

170.(1) If operations are being carried out at a well site or field facility site and the hydrogen sulphide content of the gas exceeds or is expected to exceed 10 moles per kilomole, or if the Emergency Planning Zone for a well site or field facility site includes in whole or in part an occupied building or public place, the licensee of the well or field facility shall, unless otherwise exempted by the Chief Operations Officer,

(a) post suitable signs on or near the site warning of the presence of poisonous gas;

(b) supply and maintain respiratory protection equipment to all authorized personnel at the site;

(c) equip and operate the site so that the maximum operating flow line gauge pressure cannot exceed 1,400 kPa, unless a valve is installed at the site which closes automatically in the event of an uncontrolled flow of oil or gas;

(d) if the site is located within 800 metres of an occupied building or public place, a building to which members of the public have access, or a recognized campsite or similar area, construct and maintain an adequate fence and locking gate to prevent unauthorized access; and

(e) include in an approved safety plan an outline of emergency procedures to ensure public safety which will be followed by the licensee in the event of an uncontrolled emission of oil or gas, if

(i) the site is located within 800 metres of an occupied building or public place, or

(ii) the licensee is requested to do so by the Chief Operations Officer.

(2) If operations are being carried out at a site and the hydrogen sulphide content of the gas exceeds or is expected to exceed 50 moles per kilomole, or if the Emergency Planning Zone for a site includes in whole or in part an occupied dwelling or public place, then, unless otherwise exempted by the Chief Operations Officer, the licensee of the well or field facility shall, in addition to

Lutte contre l'hydrogène sulfuré (H₂S)

170.(1) Si la teneur en hydrogène sulfuré de l'effluent gazeux du chantier d'un puits ou d'une installation de champ est supérieure à dix moles par kilomole, ou si la totalité ou une partie d'un bâtiment occupé ou d'un endroit public se trouve dans l'aire d'intervention en cas d'urgence pour le chantier, le titulaire de licence du puits ou de l'installation de champ doit, sauf indication contraire du délégué aux opérations, se conformer aux exigences suivantes :

a) placer des panneaux d'avertissement sur le chantier ou à proximité de celui-ci pour prévenir de la présence de gaz toxique;

b) fournir et maintenir en bon état du matériel de protection respiratoire pour toutes les personnes présentes sur le chantier;

c) équiper et exploiter le chantier de manière que la pression manométrique dans les canalisations d'écoulement en service ne dépasse pas 1 400 kPa, à moins que le chantier ne soit équipé d'une vanne à fermeture automatique en cas d'écoulement non contrôlé de pétrole ou de gaz;

d) si le chantier se trouve à moins de 800 m d'un bâtiment occupé ou d'un endroit public, d'un bâtiment accessible au public, d'une aire de campement reconnue ou d'une autre installation y assimilée, construire et entretenir une clôture adéquate avec porte verrouillable pour interdire l'accès non autorisé au chantier;

e) inclure dans un plan général approuvé d'intervention, un sommaire de procédures d'urgence visant à assurer la sécurité publique, que le titulaire de licence prévoit suivre en cas d'écoulement non contrôlé de pétrole ou de gaz :

(i) si le chantier est situé à moins de 800 m d'un bâtiment habité ou endroit public,

(ii) si le délégué aux opérations le demande.

(2) Si la teneur en hydrogène sulfuré de l'effluent gazeux d'un chantier est supérieure à 50 moles par kilomole, ou si la totalité ou une partie d'un bâtiment habité ou d'un endroit public se trouve dans l'aire d'intervention en cas d'urgence pour le chantier, le titulaire de licence de puits ou d'installation de champ doit, sauf indication contraire du délégué aux opérations, se

complying with the requirements of subsection (1),

(a) for a well not produced by artificial lift,

- (i) equip the well with two master valves,
- (ii) install a production packer set as closely above the producing formation as is practicable, with the annular space between the tubing and production casing filled with a suitable corrosion inhibiting liquid,
- (iii) install wellhead equipment for which the working pressure rating is not less than the bottom-hole pressure of the producing formation, but with a minimum rating of 14,000 kPa,
- (iv) if a hot oil circulating string is used inside the production casing of the well, install a check valve in the injection line and an automatic shut-off valve on the return line,
- (v) if stimulation treatments employ maximum pressures in excess of 75 % of minimum internal yield pressure of the production casing, carry out the treatments through the tubing and below a packer seated as near to the production formation as is practicable, and
- (vi) if the well is equipped with a production packer as required by subparagraph (ii), conduct annual segregation tests by a method approved by the Chief Operations Officer to confirm that the corrosion inhibiting liquid in the annular space between the tubing and production casing is isolated from the production fluid in the tubing, and notify the Chief Operations Officer at least three days in advance of any segregation test at the well;

(b) for a well produced by artificial lift,

- (i) install on the stuffing box an automatic shutdown device that will shut down the pumping equipment in the event of a stuffing box failure and effectively seal off the well in the event of a polish rod failure, and

conformer aux exigences suivantes, en plus de celles du paragraphe (1) :

a) pour les puits éruptifs :

- (i) munir le puits de deux vannes maîtresses,
- (ii) poser une garniture d'étanchéité de production au-dessus de la formation productive et le plus près possible de celle-ci, et remplir l'espace annulaire entre le tubage et la colonne de production d'un liquide anticorrosion convenable,
- (iii) mettre en place une tête de puits conçue pour une pression de marche nominale égale ou supérieure à la pression de fond, soit d'au moins 14 000 kPa,
- (iv) si la circulation d'huile chaude est prévue à l'intérieur de la colonne de production du puits, poser un clapet de retenue dans la canalisation d'injection et un robinet d'arrêt automatique dans la canalisation de retour,
- (v) si le traitement de stimulation choisi met en œuvre une pression supérieure à 75 % de la résistance minimale de la colonne de production, injecter le fluide de traitement par la colonne de production, au-dessous d'une garniture d'étanchéité située le plus près possible de la formation productive,
- (vi) si le puits est muni d'une garniture d'étanchéité de production conformément au sous-alinéa (ii), effectuer une fois par an et selon une méthode approuvée par le délégué aux opérations, un essai d'isolement afin de vérifier que le liquide anticorrosion placé dans l'espace annulaire entre le tubage et la colonne de production ne contamine pas les fluides produits, et aviser le délégué aux opérations de la tenue de cet essai au moins trois jours avant ;

b) pour les puits pompés :

- (i) poser sur le presse-étoupe un dispositif d'arrêt automatique afin d'arrêter l'appareil de pompage en cas de défaillance du presse-étoupe ou obturer le puits en cas de panne de la tige polie,

(ii) install an automatic vibration shutdown system that will safely shut down the pumping equipment;

(c) install at the well or field facility a surface valve which closes automatically to shut off an uncontrolled flow of gas or oil from the well or field facility in the event of a failure of the wellhead, field facility or flowline;

(d) for a flowing well that is located within 800 metres of an occupied building or within 8 km of the limits of a city, town or designated community and that has the potential to produce more than 30,000 m³ of gas per day,

(i) install a surface hydrogen sulphide gas detection and alarm system,

(ii) install a subsurface safety valve in the tubing at least 30 metres below the surface, and

(iii) ensure that the safety valve closes automatically in the event of an uncontrolled flow of oil or gas or in the event of a failure in the system which operates the valve;

(e) for a field facility whose site is located within 800 metres of an occupied building or within 8 km of the limits of a city, town or designated community and that has the capacity to handle more than 30,000 m³ of gas per day,

(i) install a hydrogen sulphide gas detection and alarm system, and

(ii) install an automatic shutdown system directly connected to the detection and alarm systems so that in the event of an uncontrolled flow of oil or gas, the field facility automatically shuts down.

(3) The licensee of a well or field facility shall, if requested by the Chief Operations Officer,

(a) install and maintain monitoring stations that measure ambient air quality by a method specified by the Chief Operations Officer;

(ii) poser un dispositif d'arrêt automatique en cas de vibrations excessives de l'appareil de pompage;

c) équiper tous les puits et installations de champ d'une vanne de surface à fermeture automatique en cas d'un écoulement non contrôlé de pétrole ou de gaz advenant une défaillance de la tête de puits, de l'installation ou de la conduite d'écoulement;

d) s'il s'agit d'un puits éruptif situé à moins de 800 m d'un bâtiment habité ou à moins de huit kilomètres des limites d'une ville, d'un village ou d'une communauté désignée et capable de produire plus de 30 000 m³ de gaz par jour :

(i) poser en surface, un système de détection d'hydrogène sulfuré et un système d'alarme,

(ii) poser une vanne sousterraine de sécurité dans la colonne de production, à une profondeur minimale de 30 m,

(iii) vérifier que la vanne de sécurité ferme automatiquement en cas d'écoulement non contrôlé de pétrole ou de gaz ou advenant une panne du système opérationnel de la vanne;

e) s'il s'agit d'une installation de champ située à moins de 800 m d'un bâtiment habité ou à moins de huit kilomètres des limites d'une ville, d'un village ou d'une communauté désignée et capable de produire plus de 30 000 m³ de gaz par jour :

(i) poser un système de détection d'hydrogène sulfuré et un système d'alarme,

(ii) poser un système de fermeture automatique relié directement aux systèmes de détection et d'alarme, afin de fermer automatiquement l'installation en cas d'écoulement non contrôlé de pétrole ou de gaz.

(3) À la demande du délégué aux opérations, le titulaire d'une licence de puits ou d'installation de champ doit :

a) mettre en place et entretenir des stations de contrôle de la qualité de l'air ambiant équipées

(b) record data on hydrogen sulphide concentration in flared gas with flaring rates and times; and

(c) submit to the Minister or make available to the Chief Operations Officer on request, any measurements or data recorded pursuant to paragraph (a) or (b).

(4) The Chief Operations Officer may

(a) direct that any unincorporated community comparable in size to a village or hamlet is a designated community for the purposes of this section; and

(b) determine the boundary of the designated community for the purposes of this section.

(5) In this section,

“designated community” means a designated community referred to in paragraph (4)(a);
« communauté désignée »

“public place” means a building to which the public normally has access or a campground, picnic ground, playing field or similar area. « *endroit public* »

Bulk handling of fuel and consumables

171. The licensee of a well or field facility shall ensure that

(a) drilling fluid additives are

(i) stored and handled in a manner that minimizes their deterioration and prevents damage to the environment, and

(ii) if bulk transfer systems are not used, packaged in properly labelled containers;

(b) liquid fuel and oils are transported, transferred

d'un dispositif de mesure du type indiqué par le délégué aux opérations;

b) enregistrer les concentrations d'hydrogène sulfuré dans les gaz brûlés à la torche en indiquant la date, l'heure et le débit de brûlage;

c) remettre au ministre, ou mettre à la disposition du délégué aux opérations sur demande, tous les renseignements et les données recueillis en application de l'alinéa a) ou b).

(4) Le délégué aux opérations peut procéder de la façon suivante en ce qui concerne une communauté désignée:

a) décider qu'une communauté non constituée en personne morale et de taille comparable à un village ou à un hameau est une communauté désignée pour les besoins du présent article;

b) déterminer les limites de la communauté désignée pour les besoins du présent article.

(5) Les définitions suivantes s'appliquent au présent article :

« communauté désignée » s'entend d'une communauté désignée visée à l'alinéa (4)a); “*designated community*”

« endroit public » s'entend d'un bâtiment accessible au public, d'une aire de campement reconnue, d'une aire à piques-niques, d'un terrain de jeux ou d'une autre installation ou aire occupée ou fréquentée par le public. “*public place*”

Manutention en vrac du combustible et de consommables

171. Le titulaire d'une licence de puits ou d'installation de champ doit veiller à ce que les conditions suivantes soient respectées :

a) les additifs pour fluide de forage sont :

(i) stockés et manutentionnés de manière à limiter le plus possible leur détérioration et à prévenir tout dommage à l'environnement,

(ii) emballés dans des récipients bien étiquetés, s'ils ne sont pas transférés en vrac;

and stored in a closed system;

(c) all reasonable precautions are taken to avoid spillage while transferring fuel;

(d) when a fuel transfer is completed, the transfer hoses used in the transfer are drained and securely plugged; and

(e) bulk fuel storage containers are surrounded by an impermeable dike of sufficient height and strength to contain within its perimeter all the fuel in the storage containers.

Disposal of oil

172.(1) The licensee of a well must not burn or otherwise dispose of oil recovered from the well except in accordance with this section.

(2) The licensee of a well may, with the approval of the Chief Operations Officer, burn or otherwise dispose of

(a) oil produced during a formation flow test or a well test, if the disposal operation is conducted over a period not exceeding 24 hours and at rates and in volumes not greater than those necessary to unload, clean up and evaluate the well;

(b) oil produced during an extended formation flow test or well clean-up operation, if the disposal operation is conducted over the period, and at rates and volumes, set out in the approval; or

(c) waste oil or contaminated oil that cannot be economically recovered.

(3) The Chief Operations Officer may refuse to grant an approval under subsection (2) unless the Chief Operations Officer is satisfied that the burning or other disposal of the oil will not constitute waste or create a hazard.

(4) The licensee of a well must not, during a formation flow test or well test, produce from the well volumes of oil that exceed a quantity that can either be safely stored, burned or otherwise disposed of in

b) les combustibles liquides et les huiles sont transportés, transférés et stockés dans des dispositifs fermés;

c) toutes les précautions raisonnables sont prises pour éviter les déversements de combustible lors du transfert;

d) après un transfert de combustibles, les flexibles de transfert sont vidés puis bouchés;

e) les réservoirs de stockage de combustible en vrac sont entourés d'une digue imperméable de hauteur et de résistance suffisantes pour contenir la totalité du contenu du réservoir.

Élimination de pétrole

172.(1) Le titulaire d'une licence de puits ne doit procéder à l'élimination de pétrole récupéré du puits par brûlage ou par tout autre moyen qu'en conformité avec les dispositions du présent article.

(2) Le titulaire de licence d'un puits peut, avec l'approbation du délégué aux opérations, éliminer du pétrole récupéré du puits par brûlage ou par un autre moyen :

a) durant une période maximale de 24 heures, au cours d'essais d'écoulement de formation ou d'essais du puits, à des taux et volumes ne dépassant pas ceux nécessaires pour décharger, nettoyer ou évaluer le puits;

b) durant une période et aux taux et volumes fixés dans l'approbation, au cours d'essais d'écoulement de formation prolongés ou de travaux de nettoyage du puits;

c) si le pétrole récupéré est inutilisable ou contaminé et ne peut être récupéré de façon rentable.

(3) Le délégué aux opérations peut donner son approbation en vertu du paragraphe (2) pour l'élimination de pétrole par brûlage ou par un autre moyen s'il est d'avis que l'opération ne constitue pas un gaspillage et n'entraînera pas d'effets néfastes.

(4) Il est interdit au titulaire de licence d'un puits de récupérer du puits, au cours d'un essai d'écoulement de formation ou un essai de puits, une quantité de pétrole supérieure à celle qui peut en toute sécurité être stockée ou

accordance with subsection (2) and the approval granted under that subsection.

(5) The licensee of a well may burn or otherwise dispose of oil recovered from the well if the licensee considers it necessary to do so because of an emergency situation if the licensee

(a) undertakes such measures as may be necessary to ensure the safety of the public; and

(b) undertakes such measures as may be necessary to limit any hazardous effect.

(6) When the licensee burns or otherwise disposes of oil pursuant to subsection (5), the licensee shall

(a) clean up, to the extent practicable, any land polluted by the disposal; and

(b) notify the Chief Operations Officer of the disposal within 24 hours after the disposal operation is completed.

Oil storage

173.(1) Oil must not be stored in any area of operations under these Regulations in unprotected earth excavations or in storage receptacles that, in the opinion of the Chief Operations Officer, are inadequate or likely to allow waste, loss, leakage or evaporation or to constitute a fire hazard or an environmental hazard in general.

(2) Crude oil storage tanks must comply with the American Petroleum Institute's standards and specifications titled *Design and Construction of Large, Welded, Low-pressure Storage Tanks* (API Standard 620), *Welded Steel Tanks for Oil Storage* (API Standard 650) and *Bolted Tanks for Storage of Production Liquids* (API Specification 12B).

(3) Each tank or group of tanks must be surrounded by a dike or firewall of a net capacity greater than that of the largest tank within the dike or firewall, or such greater capacity as the Chief Operations Officer may require, and the dike or firewall must be maintained in good condition and the area encompassed by it kept free from grass, weeds or other extraneous combustible material.

(4) Each tank, group of tanks or production

éliminée par brûlage ou par un autre moyen approuvé conformément aux dispositions du paragraphe (2) et à l'approbation donnée en vertu de ce même paragraphe.

(5) Le titulaire de licence d'un puits peut éliminer du pétrole récupéré du puits par brûlage ou par un autre moyen s'il est d'avis qu'une telle mesure est rendue nécessaire afin de remédier à une situation d'urgence, à condition :

a) de prendre les mesures qui s'imposent pour assurer la sécurité publique;

b) de prendre les mesures qui s'imposent pour limiter les effets néfastes.

(6) Lorsque le titulaire de licence élimine du pétrole récupéré du puits par brûlage ou par un autre moyen en application du paragraphe (5), il doit :

a) éliminer, dans la mesure du possible, tout sol pollué par l'opération;

b) en aviser le délégué aux opérations dans les 24 heures de l'achèvement de l'opération.

Stockage de pétrole

173.(1) Il est interdit de stocker du pétrole sur un chantier visé par le présent règlement, dans des fosses non revêtues ou dans des réservoirs qui sont, selon l'avis du délégué aux opérations, inadéquats ou susceptibles de donner lieu à un gaspillage, des pertes, des fuites ou une évaporation, ou de présenter un danger d'incendie ou une menace pour l'environnement.

(2) Les réservoirs de stockage de pétrole brut doivent être conformes à la norme API Std 620 intitulée *Design and Construction of Large, Welded, Low-pressure Storage Tanks*, à la norme API Std 650 intitulée *Welded Steel Tanks for Oil Storage*, et à la norme API Spec 12B intitulée *Bolted Tanks for Storage of Production Liquids* publiées par l' American Petroleum Institute.

(3) Chaque réservoir ou groupe de réservoirs doit être entouré d'une digue ou d'un mur pare-feu d'une capacité nette supérieure à celle du plus grand réservoir situé dans son périmètre, ou d'une capacité exigée par le délégué aux opérations; cette digue ou ce mur doit être maintenu en bon état, et le sol doit y être dépourvu de végétation et de toutes matières étrangères combustibles.

(4) Chaque réservoir, groupe de réservoirs ou matériel

equipment must be located so as to comply with the Fire Prevention Act and its regulations, and if no such regulations apply, they must be located not less than 60 metres from any right-of-way for a highway, road or pipeline, any public utility, building, installation or works or any reservation for national defence, unless otherwise approved by the Chief Operations Officer.

de production doit être situé de façon à satisfaire aux exigences des règlements d'application de la Loi sur la prévention des incendies ou, en l'absence de tels règlements, à au moins 60 m de toute emprise, réserve routière ou de pipeline, infrastructure d'utilité publique, bâtiment, installation, ouvrage ou réserve de la défense nationale, sauf indication contraire du délégué aux opérations.

PART 13 RECORDS AND REPORTS

Notice and submission prior to operation start

174. On the request of the Chief Operations Officer, the licensee of a well shall notify the Minister of the time the licensee intends to begin the drilling operation for the well, or any well operation in respect of the well, at least 48 hours before that time.

Notice of drilling and rig release

175. The licensee of a well shall notify the Minister of each of the following events by the end of the day following that event

- (a) the date on which a drilling rig arrives at the well site;
- (b) the hour and date of a spud-in at the well site or a re-entry of the well for the purpose of further drilling or a well operation; and
- (c) the hour and date on which any drilling rig is released from the well.

Release of information

176.(1) The Minister shall keep the following information confidential at all times

- (a) all pool studies and reserve estimates submitted by the licensee under these Regulations unless filed at an inquiry or a public hearing; and
- (b) all information submitted to the Minister or the Chief Operations Officer but not required by these Regulations to be so submitted.

PARTIE 13 REGISTRES ET RAPPORTS

Avis précédant le début des travaux

174. Lorsque le délégué aux opérations le demande, le titulaire de licence doit aviser le ministre au moins 48 heures avant le début des travaux de forage ou de l'exploitation du puits.

Avis de forage et de retrait de l'appareil de forage

175. Le titulaire d'une licence de puits doit aviser le ministre dans les 24 heures lorsque l'un des événements suivants se produit :

- a) la date d'arrivée de l'appareil de forage sur le chantier du puits;
- b) l'heure et la date du démarrage d'un forage ou de la rentrée dans un puits pour y effectuer de nouveaux travaux de forage ou l'exploitation de celui-ci;
- c) l'heure et la date auxquelles l'appareil de forage est retiré du puits.

Divulgence de renseignements

176.(1) Le ministre considère les renseignements ci-dessous confidentiels en tout temps :

- a) les études de gisements et estimations des réserves présentées par un titulaire de licence en vertu du présent règlement, sauf si ces renseignements ont été présentés dans le cadre d'une enquête ou d'une audience publique;
- b) tous renseignements ayant été présentés au ministre ou au délégué aux opérations, qui ne sont pas exigés par le présent règlement.

(2) All information submitted to the Minister or the Chief Operations Officer in respect of a well as required by these Regulations must be released from confidential status

(a) after a period of three calendar months from the rig release date for a well or portion of a well classified as a development well pursuant to subsection 16(3);

(b) after a period of six calendar months from the rig release date for a well or portion of a well classified as an exploratory outpost well pursuant to subsection 16(4);

(c) after a period of one year from the rig release date for a discovery well or portion of a discovery well or a well or portion of a well classified as an exploratory wildcat well pursuant to subsection 16(5), (6) or (7);

(d) after a period of one year from the rig release date when a well has been re-entered and, in the opinion of the Chief Operations Officer, a new pool has been identified; or

(e) after a period of three years following the rig release date for a well or a portion of a well forming part of an experimental scheme.

(3) Despite subsection (2), if information in respect of a well is released in accordance with subsection (2) and the well is later reclassified, the information released shall not be reclassified as confidential.

(4) The following information furnished under these Regulations must be open to the public at all times

(a) the position, elevation, current depth, casing and cementing data and status of a well;

(b) all applications and submissions made to the Minister or the Chief Operations Officer for the purpose of a hearing or investigation;

(c) production and injection volumes included in monthly reports submitted under section 191;

(2) Tout renseignement relatif à un puits remis au ministre ou au délégué aux opérations pour satisfaire aux exigences du présent règlement cesse d'être considéré comme confidentiel :

a) après une période de trois mois civils à compter de la date de retrait de l'appareil de forage d'un puits ou d'une partie de puits classifié comme puits de développement en vertu du paragraphe 16(3);

b) après une période de six mois civils à compter de la date de retrait de l'appareil de forage d'un puits ou d'une partie de puits classifié comme puits de sondage d'extension en vertu du paragraphe 16(4);

c) après une période de un an à compter de la date de retrait de l'appareil de forage d'un puits de découverte ou d'une partie de ce puits, ou d'un puits ou d'une partie d'un puits classifié comme puits de reconnaissance en vertu des paragraphes 16(5), (6) et (7);

d) après une période de un an à compter de la date de retrait de l'appareil de forage lorsqu'un puits a été réouvert si, de l'avis du délégué aux opérations, un nouveau gisement a été découvert;

e) après une période de trois ans de la date de retrait de l'appareil de forage lorsqu'il s'agit d'un puits ou d'une partie de puits faisant partie d'un plan d'expérimentation.

(3) Malgré les dispositions du paragraphe (2), les renseignements qui ont cessé d'être considérés comme confidentiels en vertu du paragraphe (2) ne redeviennent pas confidentiels dans l'éventualité où le puits est reclassifié.

(4) Les renseignements suivants, fournis en vertu du présent règlement, doivent être accessibles au public en tout temps :

a) les coordonnées géographiques, l'altitude, le statut et la profondeur du puits et les données concernant le tubage et la cimentation;

b) toutes les demandes et présentations faites au ministre et au délégué aux opérations en vue d'une audience ou de l'étude d'une demande;

- (d) spud-in dates and rig release dates; and
- (e) storage data for liquefied petroleum gas or gases.

(5) Any information submitted to the Minister or the Chief Operations Officer in respect of a well or field facility as required by these Regulations may be released at any time with the written consent of the licensee of the well or field facility.

(6) Despite subsection (2), information obtained in respect of a well as required by these Regulations may be released at any time if

- (a) the oil and gas rights agreement pursuant to which the well was drilled is surrendered or cancelled or expires without being renewed; or
- (b) the well is in a part of the oil and gas rights location of an oil and gas rights agreement and the agreement is surrendered or cancelled as to that part or the part ceases to be subject to the agreement when it is renewed.

(7) Despite anything in this section, the Minister, on being satisfied that it is in the public interest to do so, may give directions for the release of any information obtained under these Regulations in respect of any well.

Notice respecting operators

177.(1) When the licensee of a well does not operate the well, the licensee shall submit to the Minister

- (a) a notice respecting the appointment of a person to act on behalf of the licensee in respect of all matters pertaining to the well or in respect of any particular matters pertaining to the well that are specified in the notice; and
- (b) a notice respecting the termination or replacement of an appointment referred to in paragraph (a).

c) les volumes d'injection et de production que renferment des rapports mensuels fournis en vertu de l'article 191;

d) les dates de démarrage du forage et du retrait de l'appareil de forage;

e) les données concernant le stockage de gaz de pétrole liquéfié.

(5) Tout renseignement remis au ministre ou au délégué aux opérations concernant un puits ou une installation de champ en application du présent règlement peut être divulgué en tout temps avec l'autorisation écrite du titulaire de licence pour ce puits ou cette installation de champ.

(6) Malgré les dispositions du paragraphe (2), les renseignements obtenus au sujet d'un puits en application du présent règlement peuvent être divulgués en tout temps si :

- a) l'entente sur les droits pétroliers et gaziers en vertu de laquelle le puits a été foré est abandonnée, annulée ou expire sans être renouvelée;
- b) le puits est situé dans une partie de l'emplacement visé par une entente sur les droits pétroliers et gaziers et cette partie de l'entente est abandonnée ou annulée ou cesse d'être l'objet de l'entente lorsque celle-ci est renouvelée.

(7) Malgré les dispositions du présent article, le ministre peut ordonner que soient divulgués tous les renseignements obtenus en vertu du présent règlement concernant un puits, s'il est d'avis qu'il est dans l'intérêt public de le faire.

Avis concernant l'exploitant

177.(1) Lorsque le titulaire de licence d'un puits n'est pas l'exploitant du puits, il doit remettre au ministre :

- a) un avis indiquant la personne désignée pour agir en son nom pour tout ce qui a trait au puits ou pour ce qui a trait aux questions portant sur le puits et précisées dans l'avis;
- b) un avis l'informant de la résiliation de la désignation exigée en vertu de l'alinéa a) ou du remplacement de la personne désignée pour le représenter .

(2) When the licensee of a field facility does not operate the field facility, the licensee shall submit to the Minister

(a) a notice respecting the appointment of a person to act on behalf of the licensee in respect of all matters pertaining to the field facility or in respect of any particular matters pertaining to the field facility that are specified in the notice; and

(b) a notice respecting the termination or replacement of an appointment referred to in paragraph (a).

(3) A notice submitted pursuant to subsection (1) or (2) must show, as the case requires,

(a) the effective date of the appointment or replacement appointment or of the termination of the appointment; and

(b) the address of the person appointed.

(4) When a notice is given pursuant to subsection (1) or (2) of the appointment of a person, that person shall submit to the Minister a notice respecting any subsequent change in that person's address.

(5) A notice required to be furnished to the Minister under this section must be furnished not later than 30 days following the effective date of the appointment, replacement appointment, appointment termination or change of address, as the case may be.

Reference for well depths

178.(1) The licensee of a well shall, during a drilling operation or well operation, measure any depth in the well from a single reference point which must either be the kelly bushing or the rotary table of the drilling rig.

(2) The licensee shall, immediately prior to spud-in, measure and record the distance from the kelly bushing or rotary table to ground level and report that information to the Minister by the end of the next day.

Notification of significant events

179.(1) Unless otherwise directed by the Chief Operations Officer, the licensee of a well or field facility shall notify the Minister immediately of any significant

(2) Lorsque le titulaire de licence d'une installation de champ n'est pas l'exploitant de l'installation, il doit remettre au ministre :

a) un avis indiquant la personne désignée pour agir en son nom pour tout ce qui a trait à l'installation de champ ou pour ce qui a trait aux questions portant sur l'installation de champ et précisées dans l'avis;

b) un avis l'informant de la résiliation de la désignation exigée en vertu de l'alinéa a) ou du remplacement de la personne désignée pour le représenter.

(3) Un avis remis en application des paragraphes (1) et (2) doit indiquer, selon le cas :

a) la date d'entrée en vigueur de la désignation, de la désignation de remplacement, ou de la résiliation de la désignation;

b) l'adresse de la personne désignée.

(4) Lorsqu'un avis de désignation d'un représentant est présenté en application des paragraphes (1) ou (2), la personne désignée doit aviser le ministre de tout changement d'adresse.

(5) Tout avis exigé par le présent article doit être remis au ministre dans les 30 jours suivant la date d'entrée en vigueur de la désignation, de la résiliation de la désignation, du remplacement de la personne désignée ou du changement d'adresse, selon le cas.

Mesure des profondeurs de puits

178.(1) Au cours du forage ou de l'exploitation d'un puits, le titulaire d'une licence de puits doit prendre toutes les mesures de profondeur à partir d'un même niveau de référence, qui est soit la fourrure d'entraînement de la tige carrée, soit la table de rotation de l'appareil de forage.

(2) Le titulaire de licence doit mesurer, consigner et rapporter au ministre, la distance entre la table de rotation ou la fourrure d'entraînement de la tige carrée et la surface du sol juste avant de démarrer le forage.

Avis d'événements importants

179.(1) Sauf directives contraires du délégué aux opérations, le titulaire de licence doit aviser le ministre immédiatement de toute situation ou événement

situation or significant event, including a loss of human life, a missing person, serious injury to a person, a fire or explosion, loss of well control, an imminent threat to personnel, the public or the safety of a site, an oil or toxic chemical spill or release or the discovery of oil or gas.

(2) The licensee shall submit a full written report of a situation or event referred to in subsection (1) to the Minister as soon as practicable after giving the notification required by that subsection.

Press releases

180.(1) The licensee of a well shall notify the Minister of any intention to issue a press release or to hold a press conference concerning any discovery, blowout or other significant event that occurs at the well.

(2) The notification referred to in subsection (1) must be given at least 24 hours in advance of the press release or of the press conference except that if an emergency is involved, the notification shall be given as much as possible in advance of the issuance of the press release or the holding of the press conference.

Tour sheets

181.(1) The licensee of a well shall ensure that a comprehensive record of the drilling operations, all well operations and observations of weather conditions is prepared during the operations in the form of tour sheets that contain the information required by the directions of the Chief Operations Officer.

(2) The licensee shall ensure that the tour sheets for the well are kept during the period any drilling rig or service rig is engaged in any operation, and are kept on the well site during any time the operations are being carried out.

(3) The tour sheets for a calendar week must be submitted by the licensee to the Minister by Friday of the next week.

Summary reports

182.(1) The licensee of a well shall, in respect of each day during the drilling operation for the well, submit to the Minister, if applicable,

important, notamment un décès, la disparition d'une personne, une blessure grave, un incendie ou une explosion, la perte de contrôle d'un puits, un danger imminent menaçant la sécurité du personnel, du public ou du chantier, un déversement de pétrole ou de produit chimique toxique ou la probabilité de découverte imminente de pétrole ou de gaz.

(2) Le titulaire de licence doit remettre par écrit au ministre, un rapport complet de la situation ou l'événement visés au paragraphe (1) dès que possible après l'en avoir avisé en application des exigences de ce paragraphe.

Communiqués de presse

180.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit aviser le ministre lorsqu'il entend transmettre un communiqué à la presse ou convoquer un entretien avec la presse au sujet d'une découverte de pétrole, d'une éruption de puits ou de tout autre événement important concernant le puits.

(2) L'avis visé au paragraphe (1) doit être donné au moins 24 heures avant la transmission du communiqué à la presse ou la convocation de l'entretien avec la presse, sauf en cas d'urgence, où l'avis doit être donné le plus longtemps possible à l'avance.

Rapports de poste

181.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit veiller à ce qu'un registre complet du forage et de l'exploitation du puits et des observations des conditions atmosphériques soit préparé au cours des travaux sous forme de rapports de poste incluant les renseignements exigés selon les directives du délégué aux opérations.

(2) Le titulaire de licence doit veiller à ce que les rapports de poste pour le puits soient conservés sur le chantier du puits durant toute période pendant laquelle un appareil de forage ou un appareil d'intervention est engagé dans des travaux.

(3) Le titulaire de licence doit remettre au ministre une copie des rapports de poste pour une semaine civile le vendredi de la semaine suivant celle où ils sont préparés.

Rapports sommaires

182.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit, pour chaque jour au cours des travaux de forage d'un puits, remettre au ministre, s'il y a lieu, une copie :

- (a) the drilling report for that day, if drilling occurred on that day;
- (b) the geological report for that day, if drilling occurred on that day; and
- (c) the testing report for that day, if testing occurred on that day.

(2) A report referred to in subsection (1) must contain information required by the directions of the Chief Operations Officer and be submitted to the Minister by the end of the day following the day to which the report relates.

Submission requirements under Part 8

183. The licensee of a well shall, in accordance with the Chief Operations Officer's directions, submit to the Minister by delivery to the address or the addresses specified in the directions

- (a) within 90 days after the rig release date for a drilled well, the evaluation report prepared in respect of the well pursuant to subsection 103(2);
- (b) within 30 days after the rig release date of the well, two complete sets of the washed drill cutting samples referred to in paragraph 105(a);
- (c) within 60 days after the rig release date, the conventional cores described in paragraph 106(2)(c), boxed in accordance with that paragraph;
- (d) within six months after the rig release date, any sidewall core or any remnant of the core remaining after any analyses of the core;
- (e) within 60 days after the completion of the taking of a conventional core, sidewall core or fluid sample required under Part 8 in respect of the well or of a segregation test or well operation, the results, data, analyses and schematics obtained;
- (f) within 30 days of taking any wireline logs,
 - (i) two printed copies of all wireline logs run,
 - (ii) on request by the Chief Operations Officer, wireline logs in digital form if they

- a) du rapport de forage du jour, si forage y a eu lieu;
- b) du rapport géologique du jour, si forage y a eu lieu;
- c) du rapport d'essais du jour, si des essais y ont été menés.

(2) Les rapports visés au paragraphe (1) doivent inclure certains renseignements exigés selon les directives du délégué aux opérations, et être remis au ministre avant la fin de la journée suivant celle pour laquelle ils sont préparés.

Expédition d'échantillons au ministre en vertu de la partie 8

183. Le titulaire de licence d'un puits doit, selon les directives du délégué aux opérations, remettre au ministre, par envoi à l'adresse indiquée dans les directives, :

- a) le rapport d'évaluation à l'égard du puits, en application du paragraphe 103(2), dans les 90 jours qui suivent la date de libération de l'appareil de forage;
- b) deux séries complètes des échantillons des déblais de forage lavés visés à l'alinéa 105a), dans les 30 jours qui suivent la date de libération de l'appareil de forage;
- c) toute carotte classique visée à l'alinéa 106(2)c), dans les 60 jours qui suivent la date de libération de l'appareil de forage;
- d) toute carotte, ou reliquat de carotte prélevée par carottage latéral, dans les six mois qui suivent la date de libération de l'appareil de forage;
- e) les résultats, les données, les analyses et les schémas obtenus, dans les 60 jours qui suivent le prélèvement d'un carottage classique ou latéral, d'un échantillon de fluide exigé pour le puits en vertu de la partie 8, ou encore, par suite d'un essai d'isolement ou de l'exploitation du puits;
- f) dans les 30 jours qui suivent la date d'un essai au câble :
 - (i) deux copies imprimées de toutes diagraphies au câble obtenues,

have been prepared in that form, and

(iii) on request by the Chief Operations Officer, all wireline log data obtained in respect of the well before the well is completed, suspended or abandoned;

(g) within 60 days after the date of the completion of a wireline test, any fluid sample referred to in subsection 112(4);

(h) within 60 days after the date of the completion of a formation flow test, any fluid sample referred to in paragraph 113(4)(b);

(i) within 90 days after the date of completion of a formation flow test, wireline test, well test or pressure survey, results of the test or survey;

(j) within six months after the rig release date, any palynological or nanofossil slide produced from a sidewall core that was destroyed in the production of the slide;

(k) within five years after the rig release date, any foraminiferal or petrographic slide produced from a sidewall core that was destroyed in the production of the slide;

(l) within 90 days after the rig release date for the service rig that completed the well, the compositional analysis and description prepared pursuant to subsection 118(6); and

(m) within 30 days after its completion, a pool pressure survey conducted pursuant to subsection 119(2).

(ii) sur demande du délégué aux opérations, les diagraphies sous format digital, si elles ont été préparées sous ce format,

(iii) sur demande du délégué aux opérations, les données de diagraphies obtenues à l'égard du puits avant son achèvement, son abandon provisoire ou son abandon définitif;

g) tout échantillon de fluide visé au paragraphe 112(4), dans les 60 jours qui suivent la date d'un essai au câble;

h) tout échantillon de fluide visé à l'alinéa 113(4)b), dans les 60 jours qui suivent la date d'un essai d'écoulement de formation;

i) les résultats de l'essai, dans les 90 jours qui suivent la date d'un essai d'écoulement de formation, d'un essai au câble, d'un essai de puits ou de la pression d'un gisement;

j) toute plaque palynologique, ou de nanofossiles, produite à partir d'une carotte prélevée par carottage latéral et détruite lors de la production de la plaque, dans les six mois qui suivent la date de libération de l'appareil de forage du puits;

k) toute plaque pétrographique, ou de foraminifères, produite à partir d'une carotte prélevée par carottage latéral et détruite lors de la production de la plaque, dans les cinq ans qui suivent la date de libération de l'appareil de forage du puits;

l) dans les 90 jours qui suivent la date de libération de l'appareil de forage d'intervention utilisé dans l'achèvement du puits, les résultats de l'analyse de composition et la description préparés en application du paragraphe 118(6);

m) dans les 30 jours de son achèvement, les résultats d'une campagne de mesures de la pression d'un gisement menée en application du paragraphe 119(2).

Metering records

184.(1) The licensee of a well or field facility shall keep a record of the flow through

Registres de production

184.(1) Le titulaire d'une licence de puits ou d'installation de champ tient un registre du comptage:

(a) each group production meter of the licensee that measures the total production from more than one well in a pool or from a multi-pool well; and

(b) each test production meter used by the licensee.

(2) The licensee shall retain the records referred to in subsection (1) for at least one year and, at the request of the Chief Operations Officer, shall submit any of those records to the Minister.

Penetration and gas content records

185. The licensee of a well shall submit to the Minister, on the request of the Chief Operations Officer,

(a) the record of the rate of penetration made in accordance with paragraph 64(1)(a); and

(b) the gas content record referred to in subsection 104(2).

Formation flow test records

186.(1) When records are made in respect of a formation flow test pursuant to subsection 113(5), the licensee of the well shall submit the records to the Minister before the end of the day following the day on which the records were made.

(2) The records submitted pursuant to subsection (1) must include accurate reproductions of any pressure and flow charts except that if accurate reproductions cannot be made, the original charts must be submitted.

(3) When original charts are submitted pursuant to subsection (2), the Minister shall return the charts to the licensee within 30 days after the day on which they were received.

Well termination record

187.(1) The licensee of a well shall record the details of the manner in which the well has been completed, suspended or abandoned and shall submit the record to the Minister within 21 days after the rig release date in respect of the well.

(2) The record referred to in subsection (1) must

(a) if requested by the Chief Operations Officer,

a) de chacun de ses compteurs de production regroupée mesurant la production totale de plusieurs puits dans un gisement ou d'un puits de gisements multiples;

b) de chacun des compteurs de production d'essai qu'il utilise.

(2) Le titulaire de licence doit conserver le registre visé au paragraphe (1) durant au moins un an et le remettre au ministre à la demande du délégué aux opérations.

Rapports sur les teneurs en gaz et les vitesses de pénétration

185. À la demande du délégué aux opérations, le titulaire d'une licence de puits doit remettre au ministre:

a) l'enregistrement de la vitesse de pénétration réalisé conformément à l'alinéa 64(1)a);

b) le dossier sur la teneur en gaz du fluide de forage visé au paragraphe 104(2).

Rapports d'essais d'écoulement de formation

186.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit remettre au ministre les rapports d'essais d'écoulement de formation consignés en application du paragraphe 113(5), avant la fin de la journée qui suit la date à laquelle ils ont été consignés.

(2) Les rapports visés au paragraphe (1) doivent comprendre des reproductions précises des courbes de pression et de débit ou, s'il est impossible de préparer des reproductions précises, les graphiques originaux.

(3) Lorsque le titulaire de licence remet les graphiques originaux en application du paragraphe (2), le ministre doit les lui retourner dans les 30 jours suivant la date à laquelle il les a reçus.

Rapport de cessation de travaux

187.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit consigner les détails de l'achèvement, de l'abandon provisoire ou de l'abandon définitif du puits et remettre ce dossier au ministre dans les 21 jours suivant la date de libération de l'appareil de forage du puits.

(2) Le dossier visé au paragraphe (1) doit:

a) à la demande du délégué aux opérations, être

be accompanied by a sketch illustrating the final condition of the well; and

(b) be signed and dated by a professional engineer employed or engaged by the licensee.

(3) The licensee of a suspended well shall submit to the Minister a report containing the results of each inspection of the well made pursuant to paragraph 91(5)(a), within 14 days after the completion of the inspection.

Final well report

188.(1) The licensee of a well that has been drilled shall prepare a final report for the well and shall submit the report to the Minister within

(a) a period of 90 days after the rig release date in the case when the well is drilled but not completed; or

(b) if the well is completed, a period of 45 days after the rig release date.

(2) The final well report referred to in subsection (1) must contain a record of all operational, engineering and geological information that is relevant to the well and any other information required by the directions of the Chief Operations Officer.

Maintenance and operating records

189.(1) The licensee of a well or field facility shall prepare and keep, and submit to the the Minister, on the request of the Chief Operations Officer, current daily operating records respecting

(a) any inspection, repair or modification of or significant damage to equipment at the well site or field facility site, as the case may be;

(b) the inspection of their respective sites for corrosion and erosion and any resulting maintenance;

(c) pressure, temperature and flow rate data, in the case of a compressor station or an oil, water or oilfield waste treatment or processing facility;

(d) the calibration of meters and instruments on their respective sites;

(e) the inspection of surface and subsurface safety

accompagné d'un croquis illustrant l'état final du puits;

b) être signé et daté par un ingénieur au service ou à l'emploi du titulaire de licence.

(3) Le titulaire de licence d'un puits abandonné provisoirement doit remettre au Ministre un rapport renfermant les résultats de chaque inspection du puits menée en application de l'alinéa 91(5)a), dans les 14 jours de la date d'achèvement de l'inspection.

Rapport final à l'égard du puits

188.(1) Le titulaire de licence d'un puits foré doit préparer un rapport final pour le puits et le remettre au ministre:

a) dans les 90 jours suivant la date de libération de l'appareil de forage du puits s'il s'agit d'un puits foré mais non achevé;

b) dans les 45 jours suivant cette date s'il s'agit d'un puits achevé.

(2) Le rapport final visé au paragraphe (1) doit contenir tous les renseignements d'ordre géologique, technique et opérationnel concernant le puits, et tout autre renseignement exigé par les directives du délégué aux opérations.

Registre d'entretien et d'exploitation

189.(1) Le titulaire d'une licence de puits ou d'installation de champ doit préparer et conserver un registre d'exploitation qu'il remettra au ministre sur demande du délégué aux opérations et dans lequel il consigne quotidiennement :

a) les inspections, réparations ou modifications du matériel ou les dommages importants subis par le matériel sur le chantier du puits ou sur l'emplacement de l'installation de champ, selon le cas;

b) les inspections de puits ou d'installation de champ en vue de vérifier la présence de corrosion ou d'érosion et les travaux d'entretien pris à la suite de ces inspections;

c) les données de pression, de température et de débit des compresseurs, purificateurs et installations de traitement ou de transformation des déchets des eaux, du pétrole ou du champ

valves on their respective sites; and

(f) in the case of a well, its status and the status of its operation.

(2) Except as otherwise authorized by the Chief Operations Officer, the licensee shall retain records referred to in subsection (1) for at least five years and shall offer the original or a legible copy of the records to the Minister before destroying them after the five-year period.

Daily production records

190.(1) The licensee of a well shall keep the daily records required by subsection 145(1) to be made in respect of the well and shall, at the request of the Chief Operations Officer, submit a copy of any of those records to the Minister,

(2) The licensee shall retain all records referred to in subsection (1) until

(a) the abandonment of all wells in the pool in which the well is completed; or

(b) if the pool in which the well is completed is one of two or more pools in a designated field, the abandonment of all wells in the field.

Monthly production report

191.(1) The licensee of a well shall submit to the Minister, not later than the 18th day of each month, a report summarizing the data for the well for the preceding month recorded pursuant to subsection 145(1).

(2) A report referred to in subsection (1) for any month may be submitted by a representative of the licensee authorized for the purpose.

(3) The Chief Operations Officer may authorize a later deadline than the one in subsection (1) for the submission of reports under that subsection in respect of any specified month or months.

(4) The following requirements apply with respect to the submission of reports under this section

pétrolifère;

d) l'étalonnage des compteurs et autres instruments sur le chantier ou l'emplacement;

e) les inspections des vannes de sécurité de surface et de fond sur le chantier ou l'emplacement;

f) à l'égard d'un puits, son état et l'état d'avancement de son exploitation.

(2) Sauf indication contraire du délégué aux opérations, le titulaire de licence doit conserver le registre visé au paragraphe (1) durant au moins cinq ans et, avant de le détruire à la fin de cette période, en offrir au ministre soit l'original, soit une copie lisible.

Rapports de production quotidienne

190.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit tenir un registre de la production quotidienne du puits tel que l'exige le paragraphe 145(1) et en remettre une copie au ministre sur demande du délégué aux opérations.

(2) Le titulaire de licence doit conserver le registre visé au paragraphe (1) jusqu'à:

a) l'abandon définitif de tous les puits dans le gisement où se situe le puits achevé;

b) l'abandon définitif de tous les puits dans le champ, s'il y a plusieurs gisements dans un champ où se situe le puits achevé.

Rapports de production mensuelle

191.(1) Le titulaire d'une licence de puits doit remettre au ministre, au plus tard le 18e jour du mois, un rapport résumant les données du puits pour le mois précédent, en application du paragraphe 145(1).

(2) Le rapport mensuel visé au paragraphe (1) peut être remis par un représentant du titulaire de licence autorisé à cette fin.

(3) Le délégué aux opérations peut autoriser, pour les rapports devant être remis en application du paragraphe (1), une échéance différente de celle stipulée, à l'égard d'un mois précis ou de plusieurs mois.

(4) Les exigences suivantes s'appliquent à la remise de rapports en vertu du présent article:

(a) the report must be in a format prescribed or approved by the Chief Operations Officer;

(b) subject to paragraph (c), the report must be an original paper document;

(c) if the Chief Operations Officer has approved the furnishing of reports under this section in a medium other than original paper documents, the reports must be in that other medium unless the Chief Operations Officer otherwise permits in a particular case.

(5) A report under this section

(a) must contain all the information required by, and

(b) must be completed in accordance with,

any general directions issued by the Chief Operations Officer or any instructions shown in the prescribed form of the report.

(6) If a licensee

(a) obtains the consent of the Chief Operations Officer to the initial submission of reports under this section by that licensee by fax transmission to the Minister;

(b) in accordance with the conditions of the consent, submits to the Minister by fax transmission a report by the submission deadline for the report; and

(c) submits the original report to the Minister before noon on the fifth business day of the Government following the day on which the submission deadline occurs;

the original report shall be considered for the purposes of these Regulations to have been submitted to the Minister by the submission deadline.

Annual production report

192.(1) Unless exempted from doing so by the Chief Operations Officer, the licensee of a well shall submit to the Minister not later than March 1 of each year an annual report relating to the preceding year for each pool in which any of the licensee's wells are completed.

a) le format du rapport doit être prescrit ou approuvé par le délégué aux opérations;

b) sous réserves de l'alinéa c), le rapport doit être un original sur papier;

c) si le délégué aux opérations a approuvé un format autre qu'une copie papier pour la remise de rapports en application du présent article, ceux-ci doivent être remis sous cet autre format à moins que le délégué aux opérations n'ait autorisé d'autres mesures dans un cas particulier.

(5) Tout rapport remis en application du présent article doit:

a) contenir tous les renseignements exigés par les directives du délégué aux opérations ou les instructions paraissant dans la forme prescrite du rapport;

b) être en complète conformité avec ces directives ou instructions.

(6) Pour les fins du présent règlement, il sera considéré qu'un rapport a été remis au ministre avant la date d'échéance si le titulaire de licence:

a) obtient le consentement préalable du délégué aux opérations pour remettre tout rapport au ministre en vertu du présent article, par voie de télécopieur;

b) conformément aux conditions du consentement obtenu, remet le rapport au ministre par voie de télécopieur avant la date d'échéance stipulée;

c) présente le rapport original au ministre avant midi du cinquième jour ouvrable du gouvernement qui suit la date d'échéance.

Rapports de production annuelle

192.(1) Sauf si le délégué aux opérations l'exempte, le titulaire d'une licence de puits doit présenter au ministre, au plus tard le 1er mars de chaque année, un rapport annuel pour l'année précédente portant sur chaque gisement où les puits du titulaire de licence sont achevés.

(2) An annual report referred to in subsection (1) must set out, when applicable,

- (a) graphs of production from and injection into the pool;
- (b) a review of production from and injection into each well that is located in the pool;
- (c) a review of the production capability of the pool;
- (d) predicted declines in production capability of the pool;
- (e) details and predictions of pool performance;
- (f) a review of water production;
- (g) a summary of tests, surveys and alterations in respect of performance of each well and alterations to production equipment for the pool;
- (h) a review of subsurface safety valve performance; and
- (i) a listing of significant modifications to any equipment at the pool.

(3) Despite subsection (1),

- (a) when the wells completed in a pool do not have the same licensee, the Chief Operations Officer may allow one of the licensees to submit one report under this section relating to the pool on behalf of all the licensees; and
- (b) when a pool or part of a pool is subject to a unit agreement during a year, the report under this section for that year in respect of the pool or part of the pool must be submitted by the unit operator

(4) When the performance during a year of a well in a pool differs significantly from performance predictions for

(2) Le rapport annuel visé au paragraphe (1) doit contenir, selon le cas :

- a) les graphiques de production et d'injection pour le gisement;
- b) un sommaire de la production et de l'injection pour chaque puits du gisement;
- c) un sommaire de la capacité de production du gisement;
- d) le déclin prévu de la capacité de production du gisement;
- e) une description détaillée du rendement du gisement;
- f) un sommaire de la production d'eau;
- g) pour chaque puits, un résumé des essais, des mesures et des modifications apportées pour en augmenter le rendement, ainsi que les modifications apportées au matériel de production du gisement;
- h) un résumé de la performance des vannes de sécurité de fond;
- i) la liste de toutes les modifications importantes apportées au matériel à proximité du gisement.

(3) Malgré les dispositions du paragraphe (1), les conditions suivantes s'appliquent:

- a) lorsque plusieurs puits achevés dans un gisement ne relèvent pas du même titulaire de licence, le délégué aux opérations peut permettre à l'un des titulaires de licences de remettre un rapport portant sur le gisement en vertu du présent article au nom de tous les titulaires de licences;
- b) lorsqu'un gisement ou une partie d'un gisement fait l'objet d'un accord d'union durant une année, le rapport annuel portant sur ce gisement ou cette partie du gisement en vertu du présent article doit être remis par l'exploitant unitaire

(4) Lorsque le rendement d'un puits pour une année diffère de façon considérable des prévisions de production

that year contained in a report for the pool submitted under this section in respect of the previous year, the licensee shall at the request of the Chief Operations Officer, submit to the Minister performance evaluations of the well in the pool at intervals set by the Chief Operations Officer.

Filing of unit agreements

193.(1) The unit operator under a unit agreement shall submit to the Minister

- (a) a copy of the form of
 - (i) the unit agreement, and
 - (ii) the related unit operating agreement,

before or within one month after the effective date of the unit agreement;

- (b) a copy of the form of any amendment of
 - (i) the unit agreement, or
 - (ii) the related unit operating agreement,

before or within one month after the effective date of the amendment;

- (c) a copy of the form of any replacement of
 - (i) the unit agreement, or
 - (ii) the related unit operating agreement,

before or within one month after the effective date of the replacement agreement.

(2) A unit operator need not comply with subparagraph (1)(a)(i), (1)(b)(i), or (1)(c)(i) by the relevant deadline prescribed in subsection (1), if the Commissioner is a party to the unit agreement or the replacement unit agreement, as the case may be.

(3) The unit operator under a unit agreement shall

- (a) before or within 30 days after the effective date of the unit agreement, submit to the Minister a statement showing which tracts have been qualified for the inclusion in the unit area ; and

du gisement contenues dans le rapport remis en vertu du présent article à l'égard de l'année précédente, le titulaire de licence doit remettre au ministre, à la demande du délégué aux opérations, des rapports d'évaluation de rendement du puits, à la fréquence établie par le délégué aux opérations.

Dépôt des accords d'union

193.(1) L'exploitant unitaire en vertu d'un accord d'union, doit remettre au ministre:

- a) avant la fin du mois qui suit la date de prise d'effet de l'accord d'union, une copie du formulaire de:

- (i) l'accord d'union,
- (ii) l'accord d'exploitation unitaire y relié;

- b) avant la fin du mois qui suit la date de prise d'effet de toute modification de l'accord d'union, une copie du formulaire de la modification de:

- (i) l'accord d'union,
- (ii) l'accord d'exploitation unitaire y relié;

- c) avant la fin du mois qui suit la date de prise d'effet de tout accord se substituant à l'accord d'union, une copie du formulaire de substitution de:

- (i) l'accord d'union,
- (ii) l'accord d'exploitation unitaire y relié.

(2) Un exploitant unitaire n'a pas à se conformer aux dispositions des sous-alinéas (1)a)(i), (1)b)(i), ou (1)c)(i) avant la date d'échéance stipulée au paragraphe (1), si le commissaire est une partie à l'accord d'union ou à l'accord de substitution de l'accord d'union, selon le cas.

(3) L'exploitant unitaire en vertu d'un accord d'union doit:

- a) remettre au ministre, dans les 30 jours de la date de prise d'effet d'un accord d'union, une attestation démontrant les parcelles aptes à être incluses dans le secteur unitaire;

(b) before or within 30 days after the date on which any tract ceased to be included in the unitarea , submit to the Minister a statement identifying the tract and the date.

Scheme reporting

194.(1) The licensee of a well subject to a scheme shall, in accordance with the Scheme Approval, submit interim evaluations of the scheme to the Chief Operations Officer.

(2) When the licensee completes a scheme, the licensee shall submit a report to the Chief Operations Officer that sets out

(a) the results of the scheme and supporting data and analyses; and

(b) in the case of a scheme for enhanced recovery, the conclusions of the licensee as to the potential of the scheme for application to full-scale production.

Information respecting working interests

195.(1) Unless the information is contained in the application for the Well Licence, the licensee of a well shall, within 30 days after the issuance of the Licence, give a notice to the Minister showing the names and addresses of the owners of the working interests in the well and their respective percentage shares.

(2) When there is any change in the ownership of the working interests in the well, or the addresses or percentage shares of the owners, the licensee shall give to the Minister a notice reflecting the change within 30 days after the change is effective.

(3) In this section, “working interest” means a working interest as defined in subsection 89(1) of the Act.

PART 14 ENFORCEMENT OF REPORTING REQUIREMENTS

b) remettre au ministre, dans les 30 jours de la date à laquelle une parcelle a cessé d’être incluse dans le secteur unitaire, une attestation identifiant la parcelle et la date en question.

Rapports d’évaluation de plans

194.(1) Le titulaire de licence d’un puits qui fait l’objet d’un plan doit remettre au délégué aux opérations, conformément aux conditions du document d’approbation de plan, des rapports provisoires d’évaluation du plan en question.

(2) Lorsque le titulaire de licence mène un plan à bonne fin, il doit remettre au délégué aux opérations un rapport contenant :

a) les résultats obtenus, appuyés par les données et analyses;

b) dans le cas d’un plan de récupération assistée, les conclusions du titulaire de licence quant à l’applicabilité du plan à pleine échelle.

Renseignements concernant les intérêts économiques directs

195.(1) À moins que ces renseignements ne soient contenus dans la demande de licence de puits, le titulaire d’une licence de puits doit, dans les 30 jours de la délivrance de la licence, donner par avis au ministre les noms et adresses des détenteurs d’intérêts économiques directs dans le puits et leurs parts respectives exprimées en pourcentage.

(2) Lorsqu’il y a une modification de la propriété des intérêts économiques directs dans un puits, ou des adresses ou des parts respectives exprimées en pourcentage des détenteurs de ces intérêts, le titulaire de la licence doit aviser le ministre de la modification dans les 30 jours de la prise d’effet de celle-ci.

(3) Pour les besoins du présent article, « intérêt économique direct » est assimilé à un intérêt économique direct défini au paragraphe 89(1) de la Loi.

PARTIE 14 APPLICATION DES EXIGENCES EN MATIÈRE DE RAPPORTS

Definitions for Part 14

196. In this Part,

“report” includes any information and any notice, document or record; « *rapport* »

“reporting requirement” means

(a) a provision of these Regulations that requires the submission of a report to the Minister, or

(b) a request made by the Chief Operations Officer pursuant to these Regulations for the submission of a report to the Minister, if the notice containing the request specifies the period within which or the deadline by which the report must be submitted;

« *exigence en matière de rapports* »

“submission deadline” means

(a) in relation to a reporting requirement that provides for the submission of a report within a specified period, the expiration of the last day of the period; or

(b) in relation to a reporting requirement that provides for the submission of a report by a specified day, the expiration of that day.

« *date d'échéance d'un rapport* »

Other sanctions not affected by Part 14

197. The imposition of a penalty under this Part in respect of a contravention of these Regulations does not affect the right of the Minister or the Chief Operations Officer to exercise any other powers under the Act or these Regulations for the imposition of a sanction or remedy in respect of the same contravention.

Request to submit a report

198. When a provision of these Regulations or a licence requires a licensee to submit a report to the Minister on the request of the Chief Operations Officer,

(a) the request must be contained in a notice to the licensee; and

Définitions

196. Les définitions qui suivent s'appliquent à la présente partie.

« date d'échéance d'un rapport » Signifie, selon le cas:

a) lorsque l'exigence en matière de rapport stipule un délai précis pour la remise d'un rapport, la fin de la dernière journée de ce délai;

b) lorsque l'exigence en matière de rapport stipule une date d'échéance précise pour la remise d'un rapport, la fin de cette journée.

“*submission deadline*”

« exigence en matière de rapports » Signifie:

a) une disposition du présent règlement qui exige la remise d'un rapport au ministre;

b) une demande par le délégué aux opérations en vertu du présent règlement, que soit remis un rapport au ministre, si l'avis qui renferme la demande précise le délai dans lequel, ou la date d'échéance avant laquelle le rapport doit être remis.

“*reporting requirement*”

« rapport » Comprend tout renseignement et tout avis, document ou registre. “*report*”

Autres sanctions non touchées par la partie 14

197. L'imposition d'une peine en vertu de la présente partie à l'égard d'une infraction aux dispositions du présent règlement ne porte pas atteinte au droit du ministre ou du délégué aux opérations d'exercer d'autres pouvoirs en vertu de la Loi ou du présent règlement, pour imposer une sanction ou un recours à l'égard de la même infraction.

Demande de présentation d'un rapport

198. Lorsqu'une disposition du présent règlement ou d'une licence exige d'un titulaire de licence qu'il remette un rapport au ministre à la demande du délégué aux opérations, les conditions suivantes s'appliquent:

a) la demande doit être sous forme d'un avis au titulaire de licence;

(b) the report must be submitted within the period or by the deadline specified in the notice.

b) le rapport doit être remis à l'intérieur d'un délai stipulé ou avant la date d'échéance indiquée dans l'avis.

Penalties related to section 191 reports

199.(1) When a licensee is required to furnish a report under section 191 in respect of a month but fails to do so by the submission deadline for that report, the licensee is liable to pay a penalty of \$500.

(2) When a licensee furnishes a report under section 191 in respect of a month before or after the submission deadline for the report but the report omits one or more wells that should have been included in it, the licensee is liable to pay a penalty of \$100 in respect of each of those omitted wells.

(3) If a licensee submits a report under section 191 before or after its submission deadline and the report is not in compliance with subsection 191(4), the licensee is liable to pay a penalty of \$1,000.

(4) When a report submitted pursuant to section 191 contains one or more of the following kinds of errors, namely,

(a) the omission of or an error in the identification code issued to the licensee pursuant to the *Oil and Gas Licence Administration Regulations*;

(b) the omission of or an error in the unique identifying number for a well;

(c) the omission of or incorrect reference to the production month to which the report relates; or

(d) an error within any class of errors specified in the directions of the Chief Operations Officer for the purposes of this section;

the licensee who submitted the report is liable to pay a penalty of \$100 in respect of each of those errors.

Other automatic penalties

200. A person who is required to submit to the Minister any of the following reports and fails to do so

Peines pécuniaires relatives aux rapports en vertu de l'article 191

199.(1) Un titulaire de licence qui manque à son obligation de remettre un rapport mensuel en vertu de l'article 191 avant la date d'échéance, est passible d'une peine pécuniaire de 500 \$.

(2) Un titulaire de licence qui remet un rapport mensuel en vertu de l'article 191 avant ou après la date d'échéance mais qui omet d'y mentionner un ou plusieurs puits qui devraient y être inclus, est passible d'une peine pécuniaire de 100 \$ pour chacun des puits qu'il a omis de mentionner.

(3) Un titulaire de licence qui remet un rapport mensuel en vertu de l'article 191 avant ou après la date d'échéance mais que celui-ci n'est pas conforme aux exigences du paragraphe 191(4), est passible d'une peine pécuniaire de 1 000 \$.

(4) Un titulaire de licence qui remet un rapport mensuel en application de l'article 191, lequel contient une ou plusieurs des erreurs énumérées ci-après, est passible d'une peine pécuniaire de 100 \$ pour chacune de ces erreurs:

a) il y a omission de mentionner le code d'identification attribué au titulaire de licence en vertu du *Règlement sur l'administration des licences de pétrole et de gaz*, ou erreur dans la référence à celui-ci;

b) il y a omission de mentionner le numéro identificateur unique d'un puits, ou erreur dans la référence à celui-ci;

c) il y a omission de mentionner le mois de production sur lequel porte le rapport, ou erreur dans la référence à celui-ci;

d) il s'y glisse une erreur de la sorte précisée dans les directives du délégué aux opérations en rapport avec le présent article.

Autres peines automatiques

200. Quiconque manque à son obligation de remettre au ministre l'un des rapports suivants dans le délai prescrit

within the period or by the submission deadline for the report is liable to pay a penalty of \$1000:

- (a) a well termination record under section 187;
- (b) a final well report under section 188;
- (c) an annual report under section 192;
- (d) a copy of the form of any agreement or amendment referred to in subsection 193(1) or a statement referred to in subsection 193(3);
- (e) a notice under section 195.

Discretionary penalties

201.(1) This section applies to all reporting requirements other than those to which sections 199 and 200 apply.

(2) If a report to which this section applies is not submitted to the Minister

- (a) by the submission deadline provided for in the relevant reporting requirement; or
- (b) if the reporting requirement contains no submission deadline, within a period, following the time the duty to submit the report arises, that is reasonable in the circumstances having regard to the nature of the reporting requirement,

the Chief Operations Officer may impose on the person required to submit the report a penalty not exceeding \$1000.

Invoicing for penalties

202.(1) When a penalty is imposed on a person by or pursuant to these Regulations, the Chief Operations Officer shall send to that person an invoice for the penalty and inform that person of the reason for its imposition and the deadline by which payment of the penalty must be received by the Chief Operations Officer.

(2) Penalties imposed under these Regulations are payable to the Government.

ou avant la date d'échéance fixée pour la remise de ce rapport est passible d'une peine pécuniaire de 1 000:

- a) un rapport de cessation de travaux en vertu de l'article 187;
- b) un rapport final pour le puits en vertu de l'article 188;
- c) un rapport annuel en vertu de l'article 192;
- d) une copie du formulaire de tout accord d'union ou d'une modification de celui-ci visé au paragraphe 193(1) ou d'une attestation visée au paragraphe 193(3);
- e) un avis en vertu de l'article 195.

Peines discrétionnaires

201.(1) Le présent article s'applique à toutes les exigences en matière de rapports sauf celles visées par les articles 199 et 200.

(2) Le délégué aux opérations peut imposer une peine pécuniaire maximale de 1 000 \$ à quiconque ne remet pas au ministre un rapport faisant l'objet du présent article, et ce, à l'intérieur de l'un des délais suivants:

- a) avant la date d'échéance prévue par l'exigence pertinente en matière de rapport;
- b) si aucune date d'échéance de remise n'est prévue dans l'exigence en matière de rapport, à l'intérieur d'un délai raisonnable suivant la date à laquelle est né le devoir de remettre le rapport, eu égard aux circonstances et à l'exigence en matière de rapport.

Facturation des peines pécuniaires

202.(1) Lorsqu'une personne se voit imposer une peine pécuniaire en vertu ou en application du présent règlement, le délégué aux opérations doit lui envoyer une facture pour cette peine, et l'aviser de la raison qui la motive ainsi que de la date d'échéance avant laquelle son paiement doit être reçu par celui-ci.

(2) Les peines pécuniaires imposées en vertu du présent règlement sont payables au gouvernement.

Waiver of penalty

203.(1) Subject to subsection (2), the Chief Operations Officer may waive a penalty imposed by section 199 or 200 on being satisfied

(a) that the person required to submit the report failed to submit it by reason of circumstances beyond that person's control or circumstances that the person could not have reasonably foreseen, and

(b) that, having regard to all the circumstances of the case, the person furnished the report within a reasonable time after the deadline for furnishing it.

(2) An application for a waiver under subsection (1) must be filed with the Chief Operations Officer not later than 30 days after the date of the invoice sent by the Chief Operations Officer pursuant to section 202 for the penalty sought to be waived.

Appeals respecting penalties

204.(1) Subject to this section, a person on whom a penalty is imposed by or pursuant to these Regulations may file with the Minister a notice of appeal respecting

(a) that person's liability for the penalty;

(b) the amount of the penalty; or

(c) the Chief Operations Officer's refusal to grant a penalty waiver pursuant to section 203.

(2) On considering an appeal under this section, the Minister may, as the case requires,

(a) confirm the penalty;

(b) revoke the penalty on the ground that the appellant was not liable for it;

(c) reduce the amount of the penalty; or

(d) grant any penalty waiver pursuant to section 203 that the Chief Operations Officer could have granted in the first instance.

(3) The Minister may establish general directions

Annulation de la peine

203.(1) Sous réserve du paragraphe (2), le délégué aux opérations peut annuler une peine pécuniaire imposée sous le régime des articles 199 ou 200 s'il juge que:

a) la personne ayant manqué à l'obligation de remettre un rapport était justifiée en raison de circonstances indépendantes de sa volonté ou qu'elle ne pouvait prévoir;

b) eu égard aux circonstances, la personne a remis le rapport dans un délai raisonnable après la date d'échéance.

(2) Une demande d'annulation de la peine en vertu du paragraphe (1) doit être déposée auprès du délégué aux opérations dans les 30 jours qui suivent la date de facturation de la peine en question par le délégué aux opérations, en application de l'article 202.

Appel d'une peine

204.(1) Sous réserve du présent article, toute personne qui se voit imposer une peine pécuniaire en vertu ou en application du présent règlement peut déposer un avis d'appel auprès du ministre portant sur:

a) la question de sa responsabilité;

b) le montant de la peine;

c) le refus du délégué aux opérations d'accorder une annulation de la peine en vertu de l'article 203.

(2) Lorsqu'il étudie un appel interjeté en vertu du présent article, le ministre peut, selon le cas:

a) confirmer la peine;

b) révoquer la peine pour le motif que l'appellant n'en est pas responsable;

c) réduire le montant de la peine;

d) accorder une annulation de la peine en application de l'article 203, comme aurait pu le faire le délégué aux opérations en première instance.

(3) Le ministre peut établir des directives d'ordre

**O.I.C. 2004/158
OIL AND GAS ACT**

**DÉCRET 2004/158
LOI SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ**

respecting the commencement of appeals under this section and the procedures for the conduct of those appeals.

général en rapport à l'interjection d'appels en vertu du présent article et à la procédure pour mener ces appels.

(Subsection 1(1) and section 170)

(Paragraphe 1(1) et article 170)

SCHEDULE A
DETERMINATION OF EMERGENCY
PLANNING ZONE RADIUS

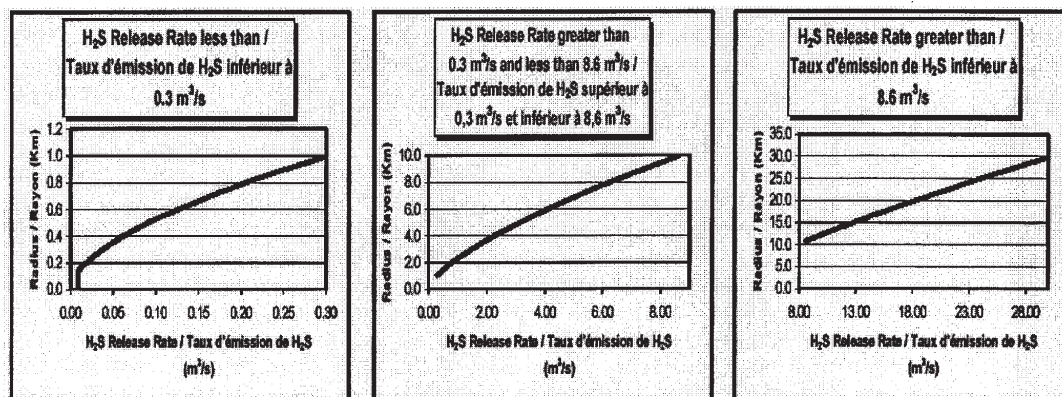
ANNEXE A
DÉTERMINATION DU RAYON DE LA ZONE
D'INTERVENTION EN CAS D'URGENCE

Q = Hydrogen Sulphide Release Rate in m³/su

Q = Taux d'émission de sulfure d'hydrogène en m³/s

Zone Radius (km) = $2.0 \times (Q^{0.58})$ when
Q > 0.01 m³/s and Q < 0.3 m³/s
Zone Radius (km) = $2.3 \times (Q^{0.68})$ when
Q > 0.3 m³/s and Q < 8.6 m³/s
Zone Radius (km) = $1.9 \times (Q^{0.81})$ when
Q > 8.6 m³/s

Rayon de la zone (km) = $2,0 \times (Q^{0.58})$ lorsque
Q > 0,01 m³/s et Q < 0,3 m³/s
Rayon de la zone (km) = $2,3 \times (Q^{0.68})$ lorsque
Q > 0,3 m³/s et Q < 8,6 m³/s
Rayon de la zone (km) = $1,9 \times (Q^{0.81})$ lorsque
Q > 8,6 m³/s



(Subsection 1(1) and section 132)

(Paragraphe 1(1) et article 132)

SCHEDULE B

ANNEXE B

GAS-OIL RATIO ADJUSTMENT FACTOR

**FACTEUR DE CORRECTION DU
RAPPORT GAZ-PÉTROLE**

Unless otherwise approved by the Chief Operations Officer, the gas-oil ratio adjustment factor is the lesser of unity and the calculated gas-oil ratio adjustment factor as determined in the equation:

À moins d'une autorisation contraire du ministère, le facteur de correction gaz-pétrole doit être égal à 1 ou à la valeur calculée selon l'équation ci-après si celle-ci est inférieure à 1.

$$F_{\text{GOR}} = \frac{C}{\text{GOR} \div 0,0257 \times S}$$

$$F_{\text{RGP}} = \frac{C}{\text{RGP} \div 0,0257 \times S}$$

Where F_{GOR} = Gas-oil ratio adjustment factor calculated to the nearest 2 decimals

Où F_{RGP} = Facteur de correction du rapport gaz-pétrole, calculé au centième près

C = Constant, 177.3

C = Constante de 177,3

GOR = Net calculated gas-oil ratio (m^3/m^3)

RGP = Rapport net gaz-pétrole calculé (m^3/m^3)

S = Average separator pressure (kPa)

S = Pression moyenne au séparateur (kPa)

(Subsection 1(1) and section 132)

SCHEDULE C

**MINIMUM UNADJUSTED DAILY OIL
ALLOWABLES**

Depth* (Metres)	Minimum UDOA (Cubic Metres per Day)
0 - 2,000	10
Greater than 2,000	10 plus 1.0 m ³ per day per 100 metres of depth

*"Depth" means the bottom of the producing zone in a well.

(Paragraphe 1(1) et article 132)

ANNEXE C

**PRODUCTION MINIMALE QUOTIDIENNE
AUTORISÉE DE PÉTROLE AVANT
AJUSTEMENT**

Profondeur* (mètres)	PQAPAA minimale (mètres cubes par jour)
0 - 2 000	10
Plus de 2 000	10 plus 1,0 m ³ par jour par 100 mètres de profondeur

*« Profondeur » désigne le fond de la zone de production d'un puits.

SCHEDULE D

**BLOWOUT PREVENTION REQUIREMENTS
FOR DRILLING OPERATIONS**

ABBREVIATIONS

R = single ram-type blowout preventer with one set of rams

R-Blind = blind ram blowout preventer

R-Pipe = pipe ram blowout preventer

A = annular-type blowout preventer

S = drilling spool with flanged side outlet connection for
kill and pressure relief lines

m = metres

mm = millimetres

kPa = kilopascals

ANNEXE D

**EXIGENCES EN MATIÈRE D'OBTURATEURS
ANTI-ÉRUPTIONS POUR TRAVAUX DE
FORAGE**

ABRÉVIATIONS

M = obturateur anti-éruption simple à un jeu de mâchoires

M-Ferm.tot. = Obturateur à mâchoires à fermeture totale

M-Ferm./tige = Obturateur à mâchoires à fermeture sur tige

A = obturateur anti-éruption de type annulaire

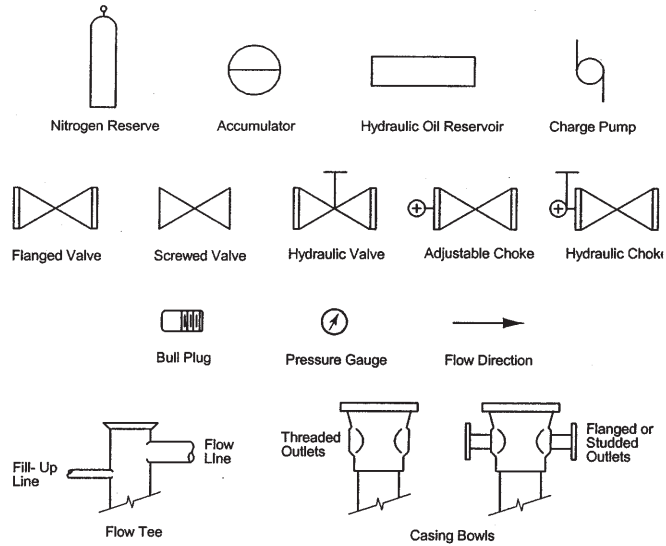
B = bobine de forage à doubles brides avec sorties latérales
pour les conduites d'injection et de détente

m = mètres

mm = milli mètres

kPa = kilopascals

**FIGURE 1
EQUIPMENT SYMBOLS**



**FIGURE 1
SYMBOLS DU MATÉRIEL**

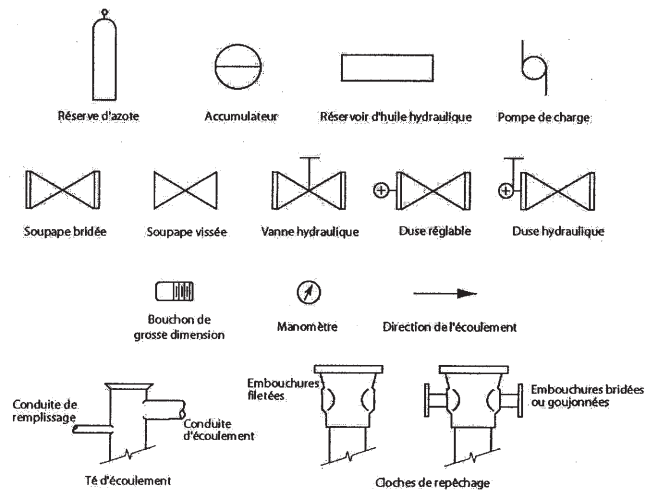


FIGURE 2
CLASS I WELLS

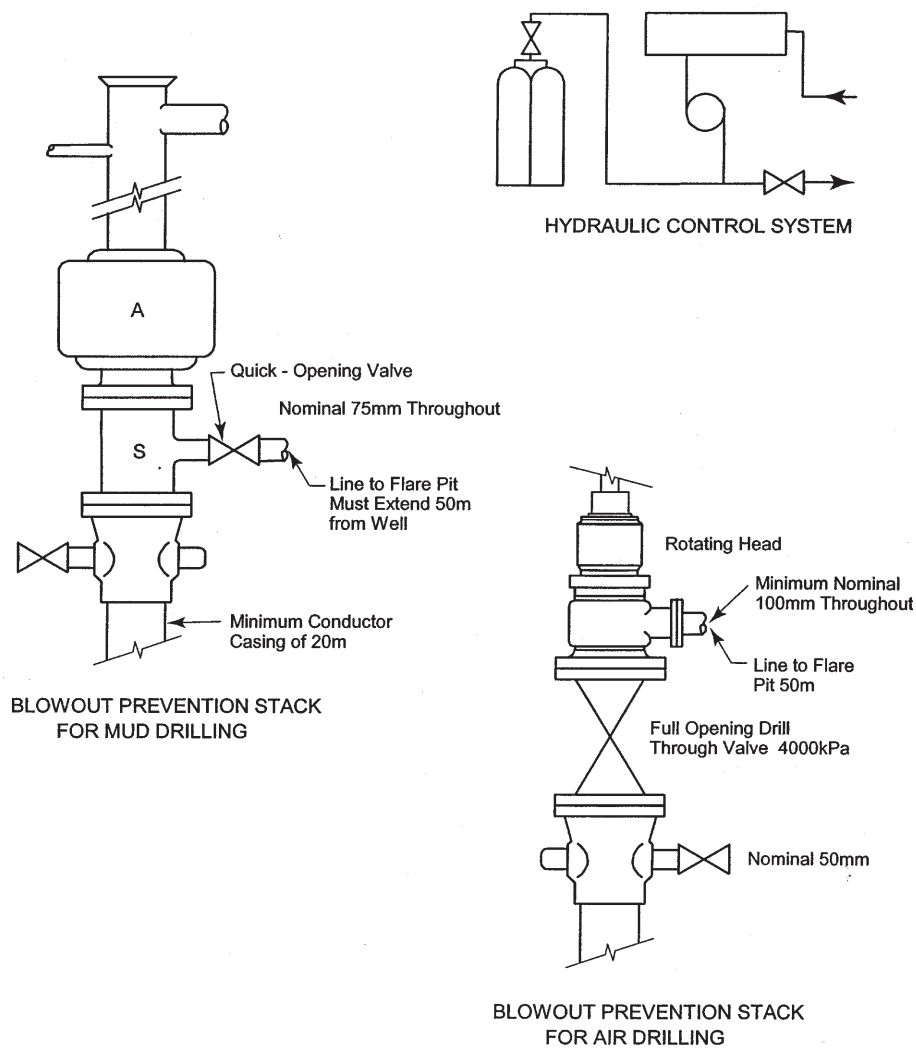
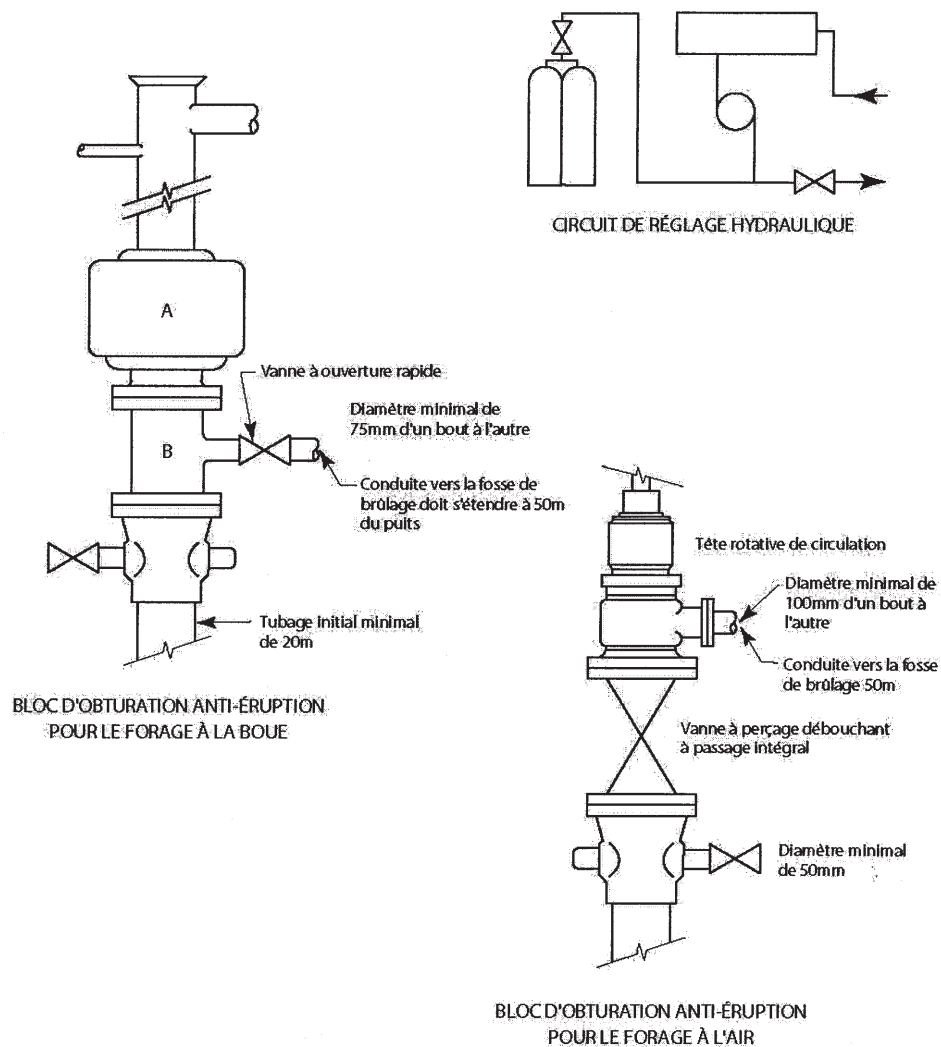
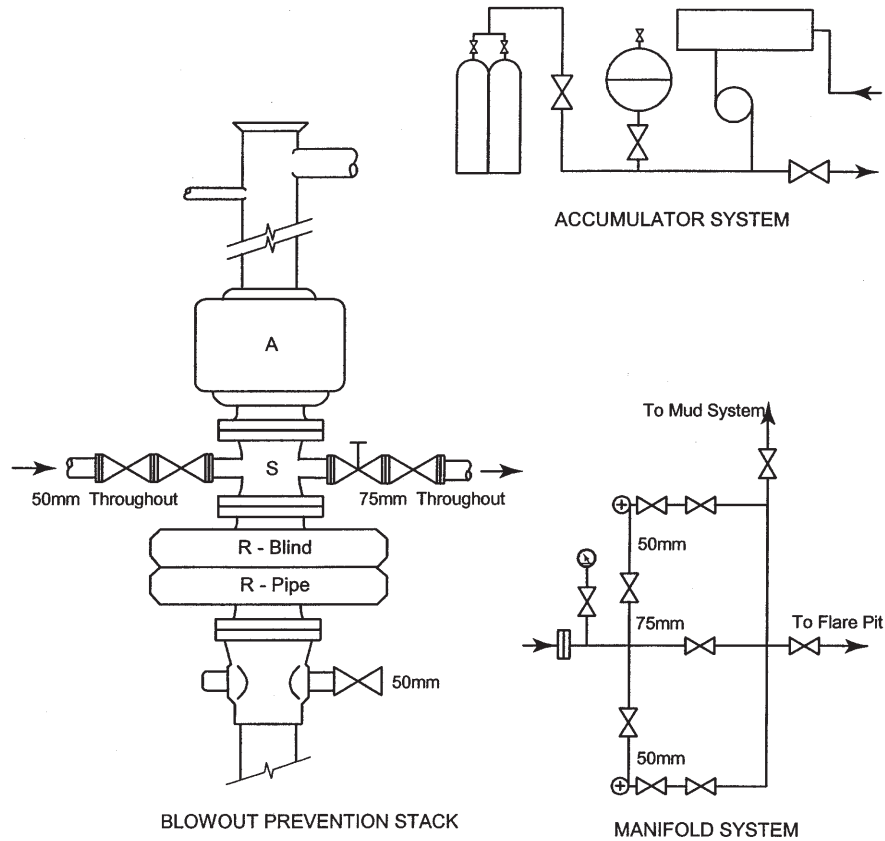


FIGURE 2
PUITS DE CLASSE I



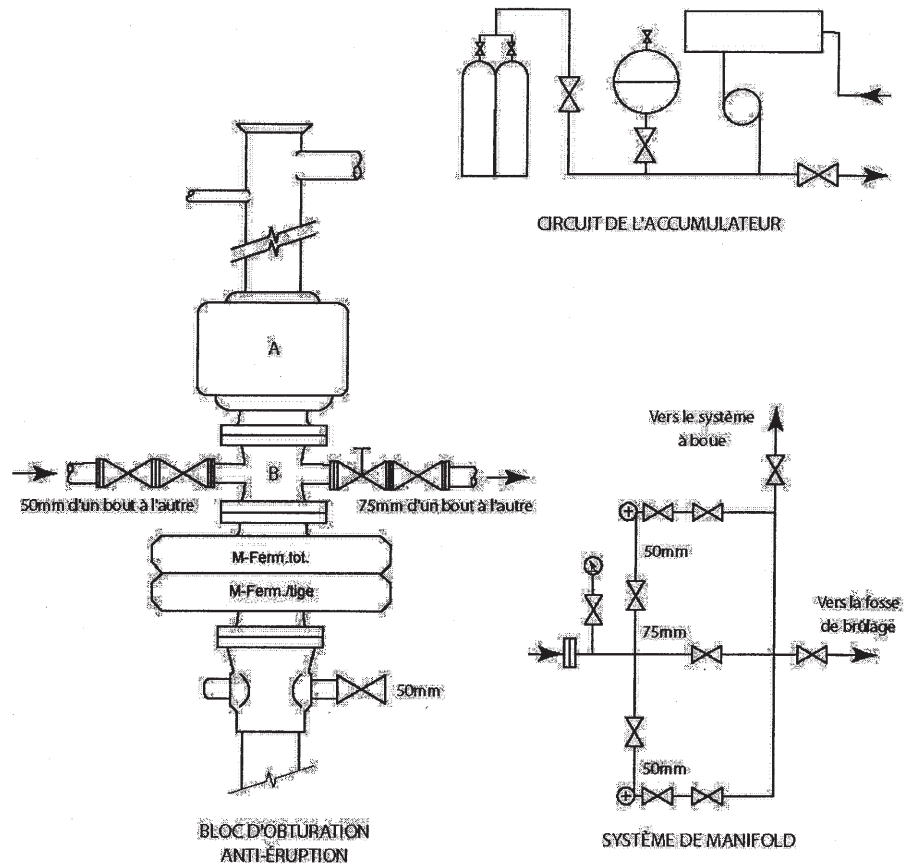
**FIGURE 3
CLASS II WELLS**



Notes:

- (1) Relief system must be minimum nominal 75 mm diameter throughout except for lines through chokes and to mud system which may be nominal 50 mm diameter.
- (2) Flanged pipe connections must be used from the drilling spool down to and including the connection to the choke manifold, remainder of the manifold may contain threaded fittings.
- (3) The lowest ram in the stack must be a pipe ram.

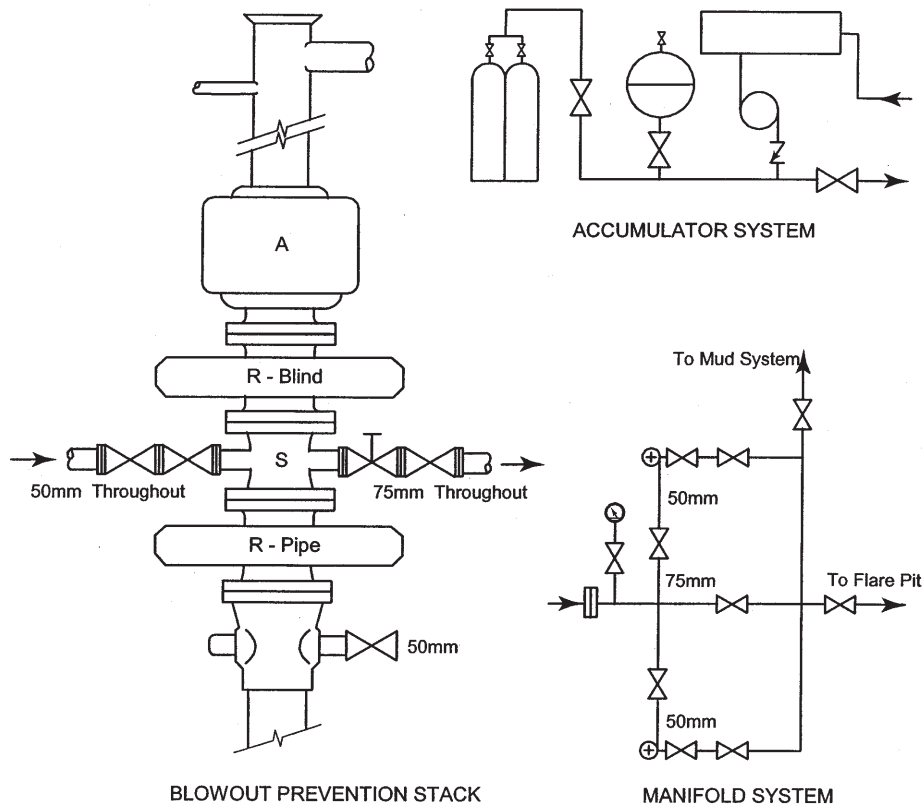
FIGURE 3
PUITS DE CLASSE II



Notes:

- (1) Les conduites du système de détente doivent être d'un diamètre minimal de 75 mm partout, exception faite des conduites passant par les duses et allant au système à la boue, qui peuvent être d'un diamètre nominal de 50 mm.
- (2) Des raccords de tuyautage bridés doivent être utilisés de la bobine de forage jusqu'à, et y inclus le raccordement du manifold d'engorgement; pour le reste du manifold, des raccords filetés suffisent.
- (3) La mâchoire inférieure du bloc d'obturation doit être une mâchoire à fermeture sur tige.

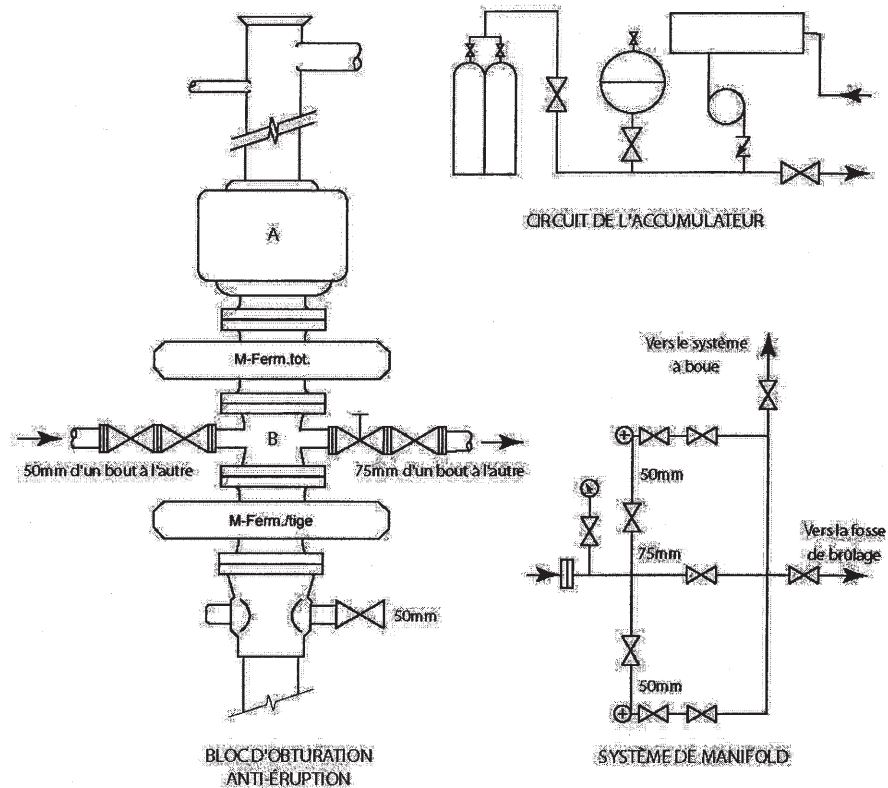
FIGURE 4
CLASS III WELLS



Notes:

- (1) Relief system must be minimum nominal 75 mm diameter throughout except for lines through chokes and to mud system which may be nominal 50 mm diameter.
- (2) Flanged pipe connections must be used from the drilling spool down to and including the connection to the choke manifold, remainder of the manifold may contain threaded fittings.
- (3) The lowest ram in the stack must be a pipe ram.
- (4) A second drilling spool may be installed between the lower pipe ram and casing bowl, in which case a valve on the casing bowl is not required.

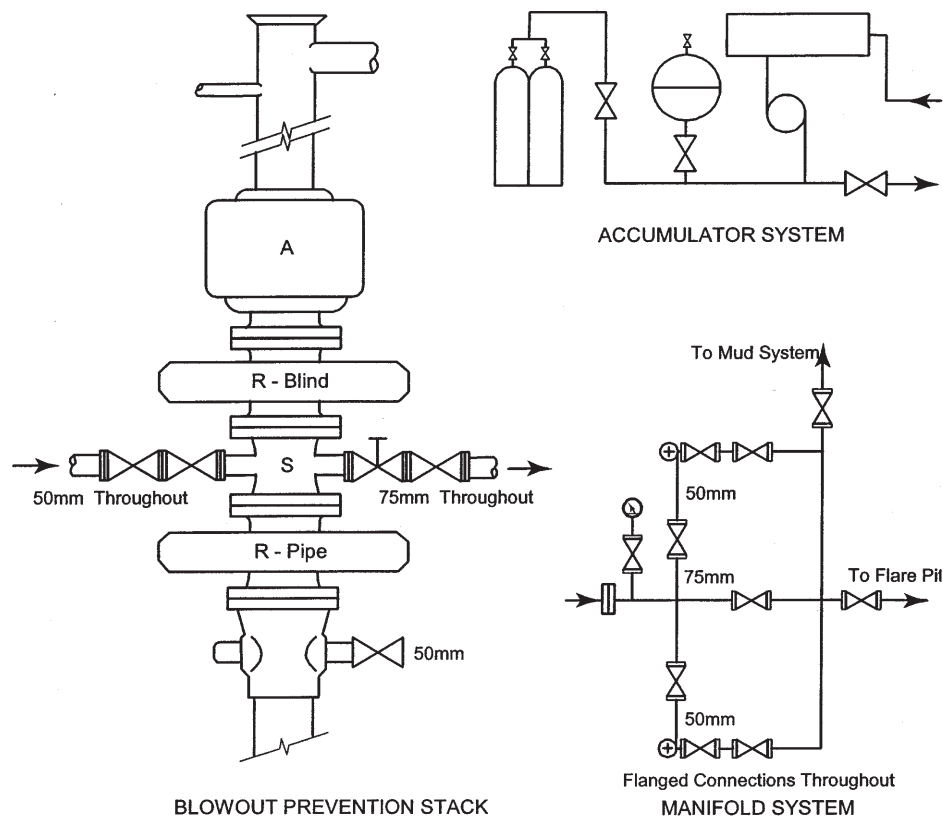
FIGURE 4
PUITS DE CLASSE III



Notes:

- (1) Les conduites du système de détente doivent être d'un diamètre minimal de 75 mm partout, exception faite des conduites passant par les duses et allant au système à la boue, qui peuvent être d'un diamètre nominal de 50 mm.
- (2) Des raccordements de tuyautage bridés doivent être utilisés de la bobine de forage jusqu'à, et y inclus le raccordement du manifold d'engorgement; pour le reste du manifold, des raccordements filetés suffisent.
- (3) La mâchoire inférieure du bloc d'obturation doit être une mâchoire à fermeture sur tige.
- (4) Une seconde bobine de forage peut être mise en place entre la mâchoire à fermeture sur tige inférieure et la cloche de repêchage, auquel cas aucune vanne n'est requise sur la cloche de repêchage.

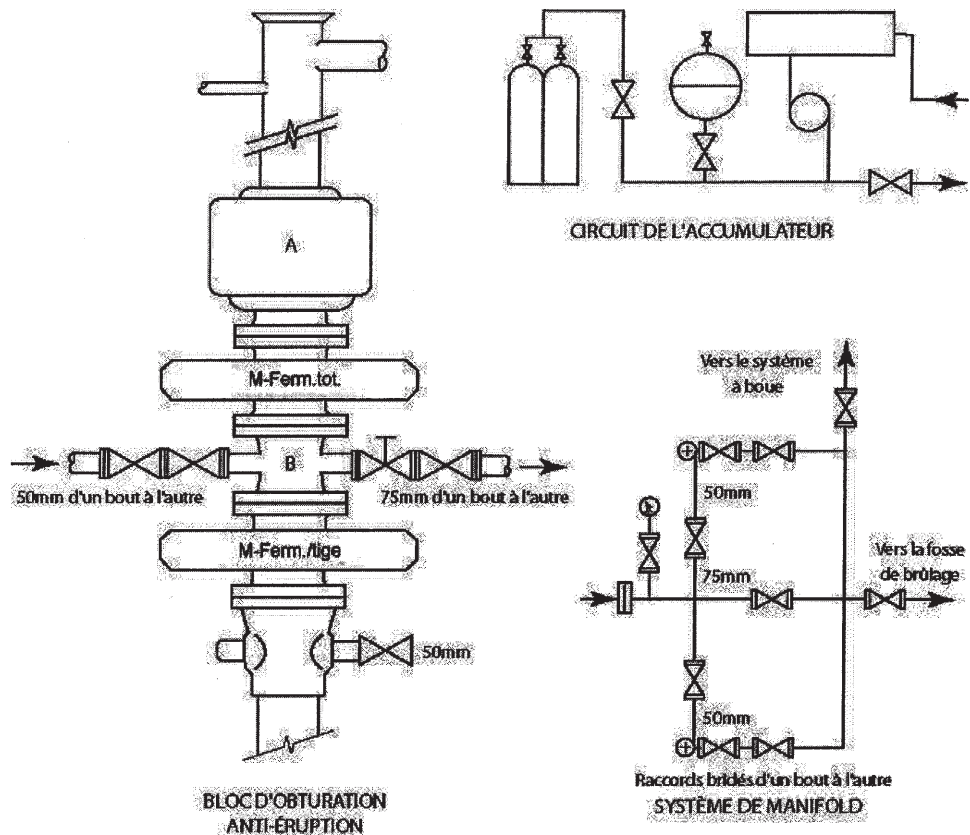
FIGURE 5
CLASS IV WELLS



Notes:

- (1) Relief system must be minimum nominal 75mm diameter throughout except for lines through chokes and to mud system which may be nominal 50 mm diameter.
- (2) Flanged pipe connections must be used from the drilling spool to and including the last valve on the manifold.
- (3) The lowest ram in the stack must be a pipe ram.
- (4) A second drilling spool may be installed between the lower pipe ram and casing bowl, in which case a valve on the casing bowl is not required.

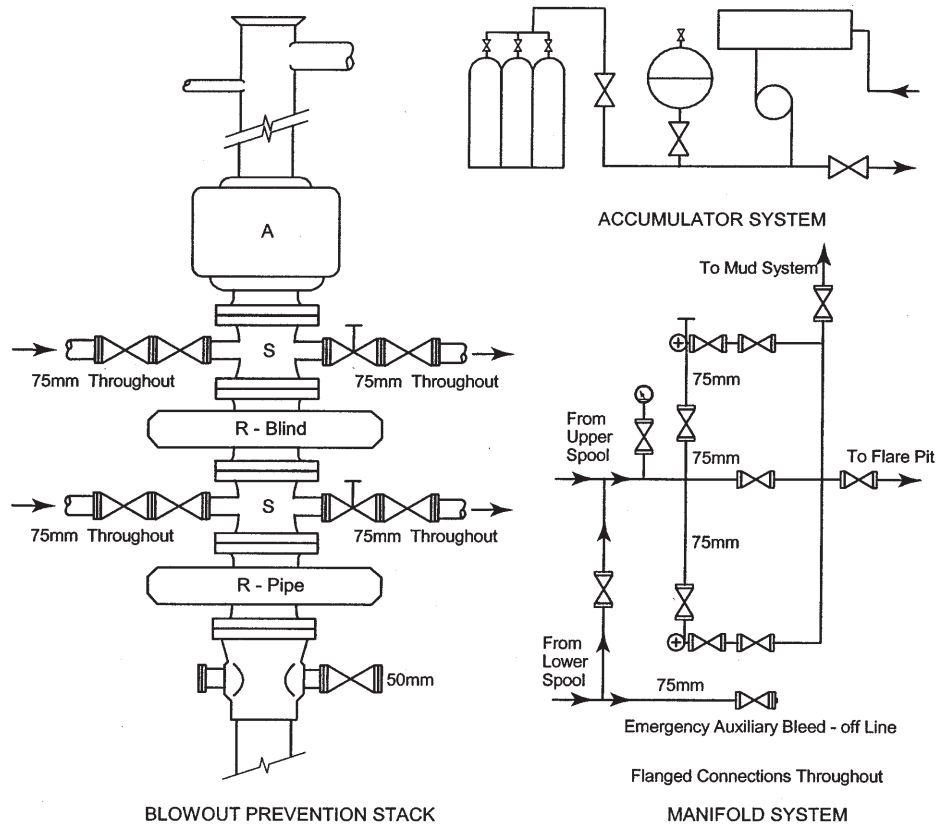
FIGURE 5
PUITS DE CLASSE IV



Notes:

- (1) Les conduites du système de détente doivent être d'un diamètre minimal de 75 mm partout, exception faite des conduites passant par les duses et allant au système à la boue, qui peuvent être d'un diamètre nominal de 50 mm.
- (2) Des raccordements de tuyautage bridés doivent être utilisés de la bobine de forage jusqu'à, et y inclus la dernière duse sur le manifold d'engorgement.
- (3) La mâchoire inférieure du bloc d'obturation doit être une mâchoire à fermeture sur tige.
- (4) Une seconde bobine de forage peut être mise en place entre la mâchoire à fermeture sur tige inférieure et la cloche de repêchage, auquel cas aucune vanne n'est requise sur la cloche de repêchage.

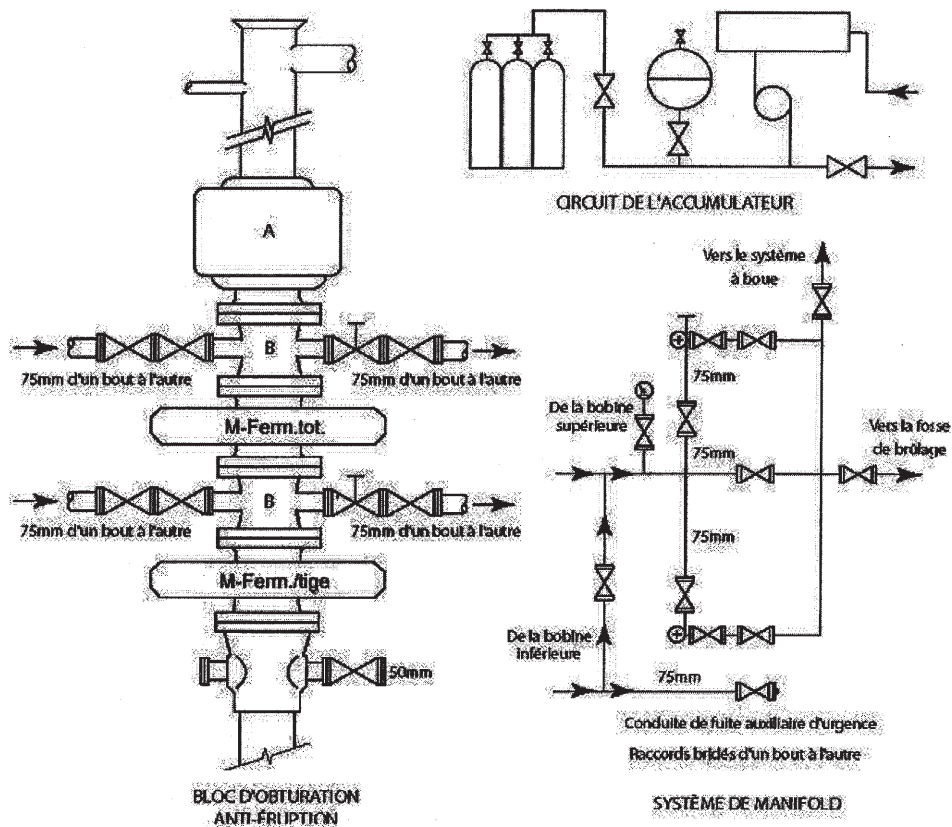
**FIGURE 6
CLASS V WELLS**



Notes:

- (1) Kill and relief systems must be minimum nominal 75mm diameter throughout.
- (2) Flanged pipe connections must be used from the drilling spool to and including the last valve on the manifold.
- (3) The lowest ram in the stack must be a pipe ram.
- (4) The lower drilling spool may be installed on the casing bowl if the pipe ram replaces the blind ram and the blind ram is then installed between the upper spool and the annular preventer. A casing bowl valve is not required in this case.

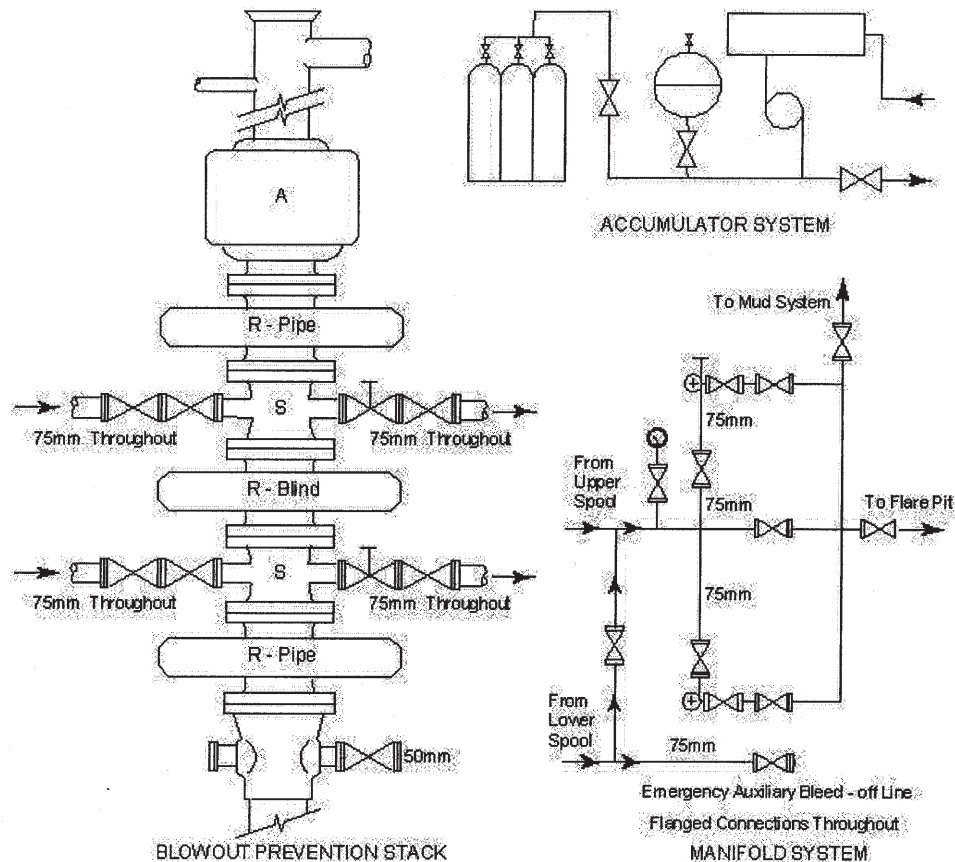
FIGURE 6
PUITS DE CLASSE V



Notes:

- (1) Les systèmes de neutralisation et de détente doivent être d'un diamètre minimal de 75 mm partout.
- (2) Des raccordements de tuyautage bridés doivent être utilisés de la bobine de forage jusqu'à, et y inclus la dernière duse sur le manifold d'engorgement.
- (3) La mâchoire inférieure du bloc d'obturation doit être une mâchoire à fermeture sur tige.
- (4) La bobine de forage inférieure peut être mise en place sur la cloche de repêchage si la mâchoire à fermeture sur tige remplace la mâchoire à fermeture totale et que celle-ci est ensuite mise en place entre la bobine supérieure et l'obturateur annulaire, auquel cas aucune vanne n'est requise sur la cloche de repêchage.

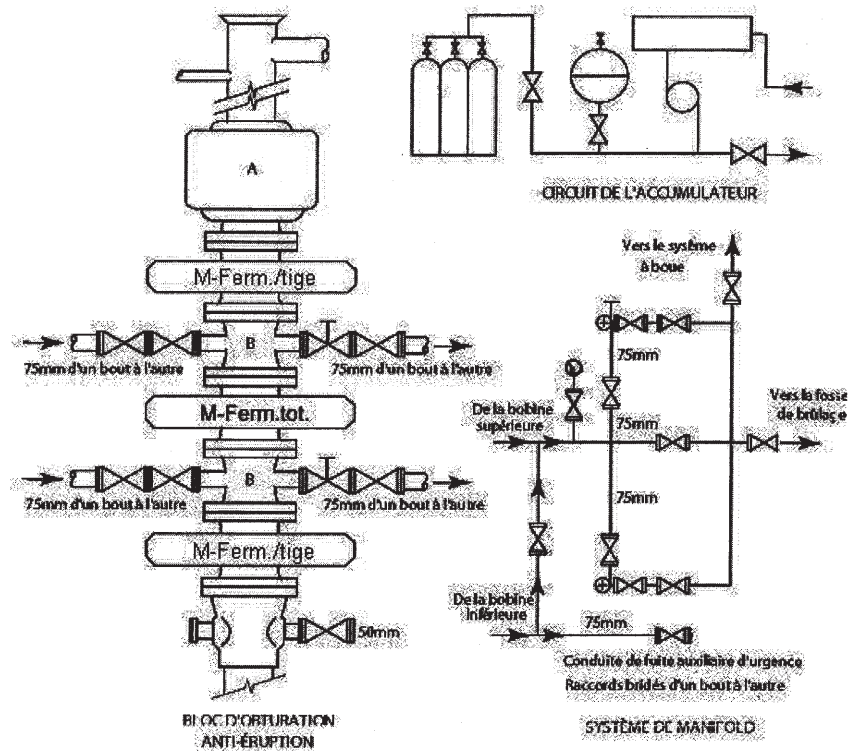
FIGURE 7
CLASS VI WELLS



Notes:

- (1) Kill and relief systems must be minimum nominal 75mm diameter throughout.
- (2) Flanged pipe connections must be used from the drilling spool to and including the last valve on the manifold.
- (3) The lowest ram in the stack must be a pipe ram.
- (4) The lower drilling spool may be installed on the casing bowl if the lower pipe ram is then installed between the upper spool and the annular preventer. A casing bowl valve is not required in this case.

FIGURE 7
PUITS DE CLASSE VI



Notes:

- (1) Les systèmes de neutralisation et de détente doivent être d'un diamètre minimal de 75 mm partout.
- (2) Des raccordements de tuyautage bridés doivent être utilisés de la bobine de forage jusqu'à, et y inclus la dernière duse sur le manifold d'engorgement.
- (3) La mâchoire inférieure du bloc d'obturation doit être une mâchoire à fermeture sur tige.
- (4) La bobine de forage inférieure peut être mise en place sur la cloche de repêchage si la mâchoire à fermeture sur tige remplace la mâchoire à fermeture totale et que celle-ci est ensuite mise en place entre la bobine supérieure et l'obturateur annulaire, auquel cas aucune vanne n'est requise sur la cloche de repêchage.

SCHEDULE E

**BLOWOUT PREVENTION REQUIREMENTS
FOR WELL OPERATIONS**

ABBREVIATIONS

R = single ram-type preventer with one set of rams

A = annular-type blowout preventer

S = drilling spool with flanged side outlet connection for
kill and pressure relief lines

m = metres

mm = millimetres

kPa = kilopascals

ANNEXE E

**EXIGENCES EN MATIÈRES D'OBTURATEURS
ANTI-ÉRUPTION POUR TRAVAUX
D'EXPLOITATION**

ABBREVIATIONS

M = obturateur simple à un jeu de mâchoires

A = obturateur anti-éruption de type annulaire

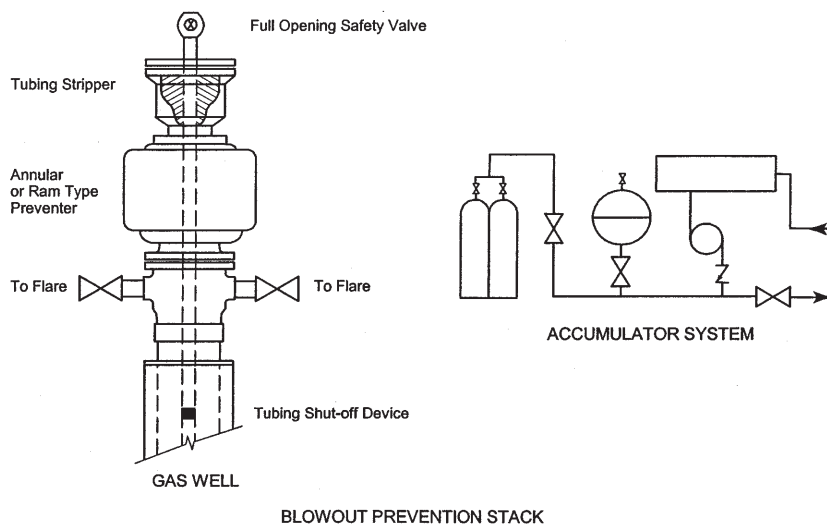
B = bobine de forage à doubles brides avec sorties latérales
pour les conduites d'injection et de détente

m = mètres

mm = milli mètres

kPa = kilopascals

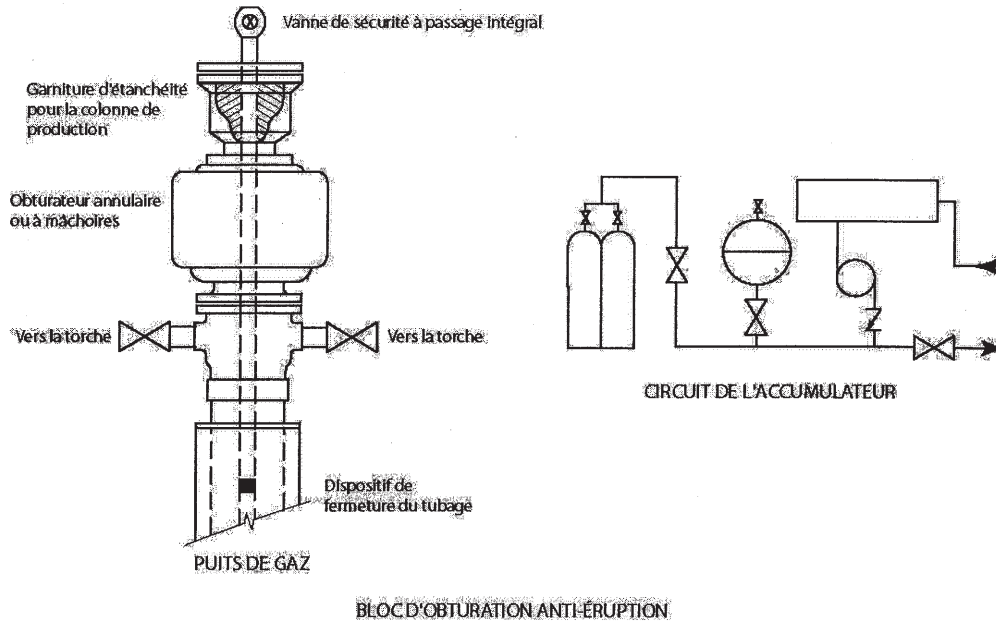
FIGURE 1
CLASS I WELLS



Notes:

- (1) Well is not killed.
- (2) A tubing and blind ram blowout preventer may be used instead of an annular preventer and the position of the rams may be interchanged.
- (3) The tubing stripper may be located below the blowout preventers provided it is an integral part of the wellhead.
- (4) Two flare lines may be used with minimum nominal 50 mm diameters or one flare line with minimum nominal 75 mm diameter, extending 50 m from the well.

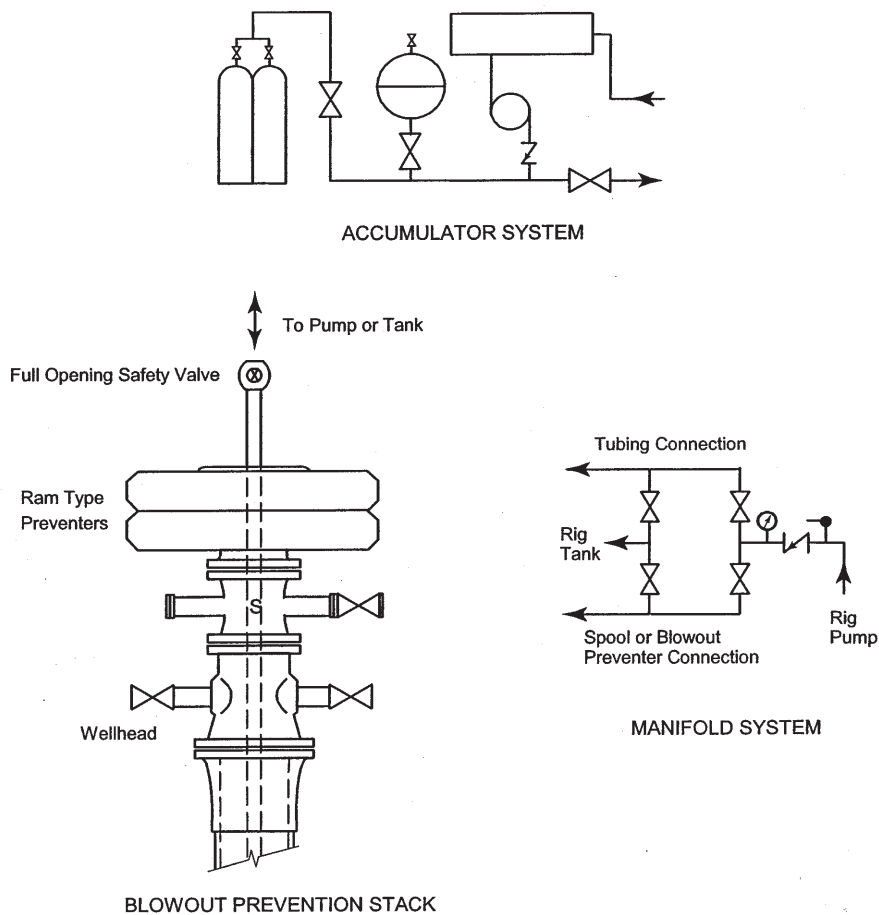
FIGURE 1
PUITS DE CLASSE I



Notes:

- (1) Le puits n'est pas tué.
- (2) Un obturbateur anti-éruption avec mâchoires à fermeture totale et raccordements peut être utilisé au lieu d'un obturbateur annulaire et la position des mâchoires est alors interchangeable.
- (3) Le dégazolineur peut être situé en-dessous des obturbateurs anti-éruption pourvu qu'il fasse partie intégrante de la tête de puits.
- (4) On peut utiliser deux conduites vers la torche moyennant un diamètre minimal de 50 mm chacune ou une seule conduite d'un diamètre nominal de 75 mm s'étendant à 50 m du puits.

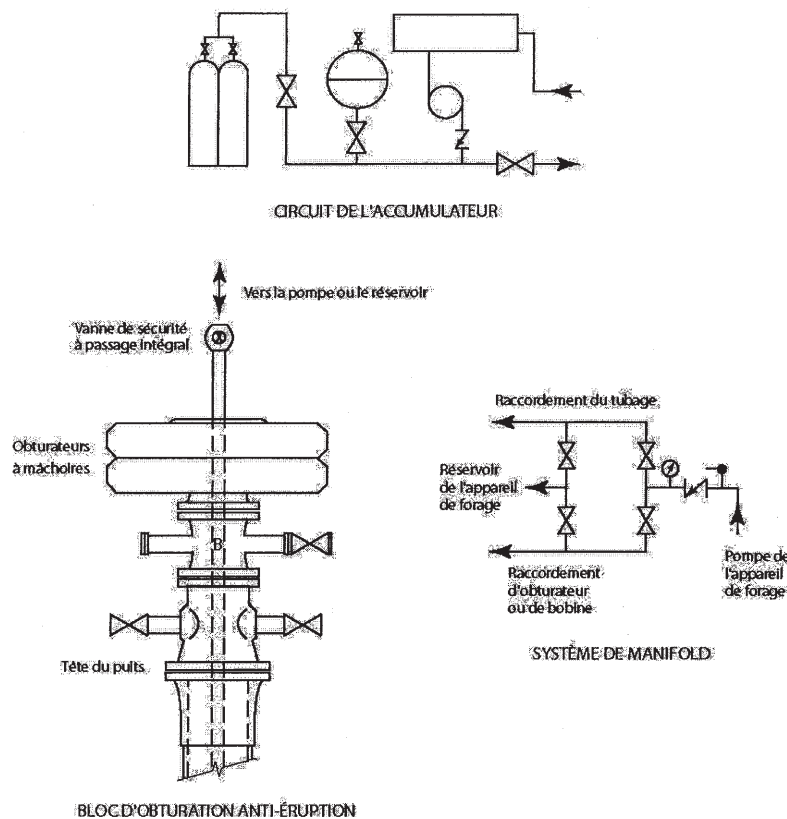
FIGURE 2
CLASS II WELLS



Notes:

- (1) The pressure rating of preventers must be equal to or greater than the production casing flange rating, or the formation pressure, whichever is the lesser.
- (2) There must be minimum nominal 50 mm diameter lines throughout.
- (3) The position of the tubing and blind rams may be interchanged.
- (4) The spool may have threaded side outlets and valves if the wellhead has threaded fittings.
- (5) A flanged blowout preventer port and valve below the lowest set of rams may replace the spool and the valve may be threaded if the wellhead has threaded fittings.

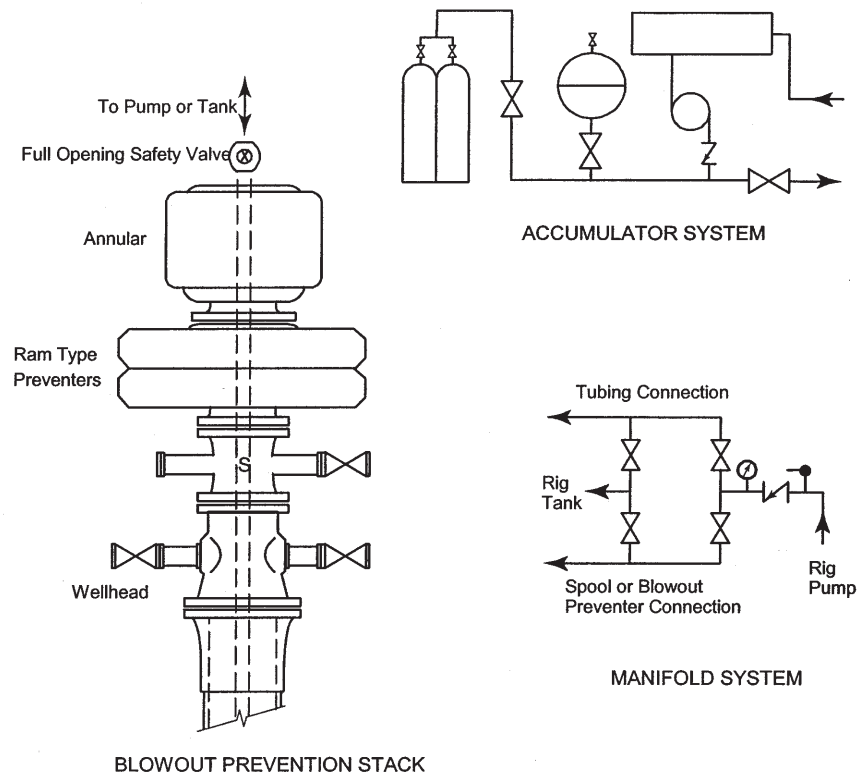
FIGURE 2
PUITS DE CLASSE II



Notes:

- (1) La pression nominale des obturbateurs doit être égale ou supérieure à la moindre de la pression nominale soit des brides de la colonne de production, soit de la formation.
- (2) Toutes les conduites doivent y être d'un diamètre minimal de 50 mm partout.
- (3) La position des raccords et des mâchoires à fermeture totale est interchangeable.
- (4) La bobine du bloc d'obturation peut être munie de manchettes de raccordement à sorties latérales et de vannes filetées si la tête de puits elle-même est munie de raccords filetés.
- (5) Un raccord et une vanne d'obturbateur anti-éruption bridés mis en place au-dessous des mâchoires inférieures peuvent remplacer la bobine et la vanne peut être filetée si la tête de puits est munie de raccords filetés.

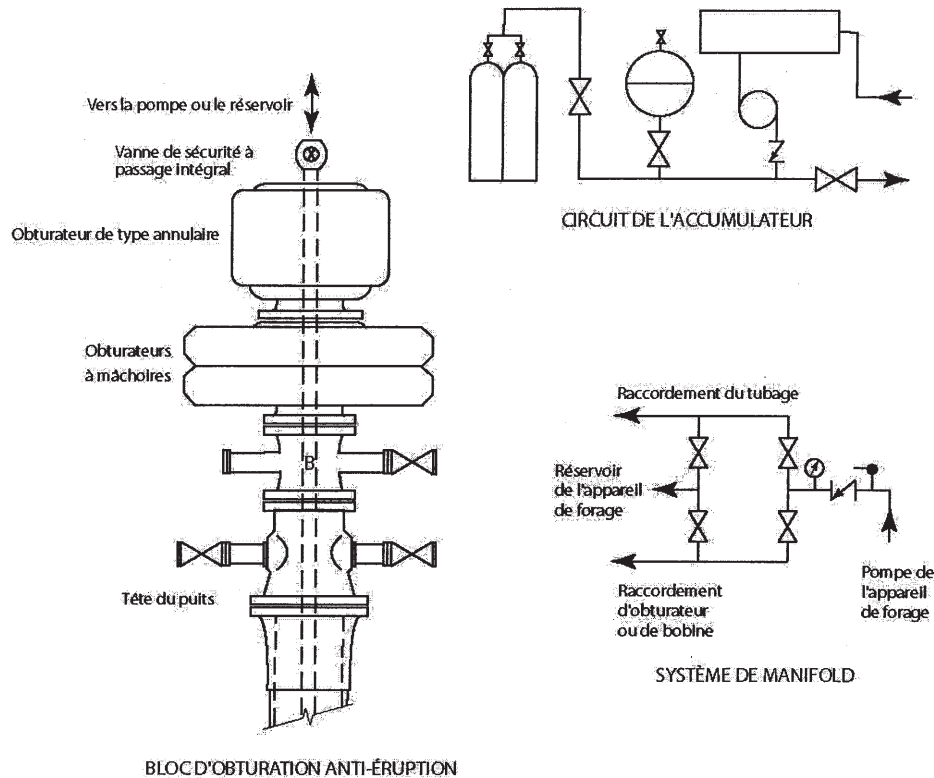
FIGURE 3
CLASS III WELLS



Notes:

- (1) The pressure rating of preventers must be equal to or greater than the production casing flange rating, or the formation pressure, whichever is the lesser.
- (2) There must be minimum nominal 50 mm diameter lines throughout.
- (3) The position of the tubing and blind rams may be interchanged.
- (4) The spool may have threaded side outlets and valves if the wellhead has threaded fittings.
- (5) A flanged blowout preventer port and valve below the lowest set of rams may replace the spool and the valve may be threaded if the wellhead has threaded fittings.

FIGURE 3
PUITS DE CLASSE III



Notes:

- (1) La pression nominale des obturbateurs doit être égale ou supérieure à la moindre de la pression nominale soit des brides de la colonne de production, soit de la formation.
- (2) Toutes les conduites doivent y être d'un diamètre minimal de 50 mm partout.
- (3) La position des raccords et des mâchoires à fermeture totale est interchangeable.
- (4) La bobine du bloc d'obturation peut être munie de manchettes de raccordement à sorties latérales et de vannes filetées si la tête de puits elle-même est munie de raccords filetés.
- (5) Un raccord et une vanne d'obturateur anti-éruption bridés mis en place au-dessous des mâchoires inférieures peuvent remplacer la bobine et la vanne peut être filetée si la tête de puits est munie de raccords filetés.