

Canada Oil and Gas

Règlement sur le

Drilling and

forage et la

Production

production de

Regulations

pétrole et de gaz au

Canada

Draft - April 2005

Table of Contents

Short Title-----	1
Titre abrégé-----	1
Interpretation-----	1
Définitions-----	1
Application-----	20
Application-----	20
Proof of Financial Responsibility-----	21
Preuve de solvabilité-----	21
PART I — APPROVALS -----	22
PARTIE I — APPROBATIONS -----	22
Well Requirements-----	22
Exigences relatives au puits-----	22
Well program authorization-----	23
Autorisation concernant un programme de travaux dans un puits-----	23
Well Operation Approval-----	26
Approbation de travaux dans un puits-----	26
Separate Well Operations-----	27
Travaux isolés dans un puits-----	27
Special Purpose Wells, (or Unique Purpose Wells or Unconventional Wells)-----	28
Puits spécial (ou puits unique ou puits non-conventionnel)-----	28
Approval-----	29
Approbation-----	29
Control of a Well-----	30
Contrôle d'un puits-----	30
Well Prognosis-----	30
Pronostics de puits-----	30
Location of Onshore Wells Near Water Bodies-----	33
Emplacement de puits sur terre, près d'un plan d'eau-----	33
Well Information-----	34
Renseignements sur le puits-----	34
Development Plan-----	35
Plan de mise en valeur-----	35
Production Operations Authorization-----	36
Autorisation concernant des travaux de production-----	36
Conditions of Approval-----	38
Conditions de l'approbation-----	38
PART II — PLANS -----	39
PARTIE II — PLANS -----	39
Operating Manuals-----	39
Manuels de fonctionnement-----	39
Safety, Environmental Protection and Ice Management Plans-----	40
Plans de sécurité, de protection de l'environnement et de gestion des glaces-----	40
Simultaneous Drilling, Production and Construction Operations-----	45
Travaux concurrents de forage, de production et de construction-----	45
Safety Zone-----	46
Zone de sécurité-----	46
PART III — GENERAL PROVISIONS -----	46
PARTIE III — DISPOSITIONS GÉNÉRALES -----	46
Availability of Regulations-----	46
Disponibilité du règlement-----	46

Operations	47
Travaux	47
Safety and Environmental Protection Drills	49
Exercices de sécurité et de protection de l'environnement	49
Quantities of Consumables	49
Stocks de produits consommables	49
Bulk Handling of Fuel and Consumables	50
Manutention en vrac du combustible et des produits consommables	50
Handling of Waste Material and Oil	51
Manutention des déchets solides et du pétrole	51
Produced Water	52
Eaux extraites	52
Moving Mobile Offshore Installation	54
Déplacement d'une installation extracôtière mobile	54
Suspension of Operations	54
Cessation des travaux	54
Decommissioning	56
Mise hors service	56
Maintenance of Equipment	57
Entretien de l'équipement	57
Defective or Experimental Equipment	58
Matériel défectueux ou expérimental	58
Construction Disturbances	59
Perturbations dues aux travaux de construction	59
Surface Improvements	60
Aménagements en surface	60
Surveys	61
Arpentage	61
Smoking	61
Fumeurs	61
Medical Treatment Room	62
Salle pour traitement médical	62
PART IV — DRILLING EQUIPMENT AND OPERATIONS	62
PARTIE IV — MATÉRIEL ET TRAVAUX DE FORAGE	62
Standards For Rig Equipment	62
Normes relatives à l'équipement de forage	62
Requirements for Drilling Units	63
Exigences relatives aux installations de forage	63
Drilling Fluid System	63
Circuit du fluide de forage	63
Marine Riser	66
Tube prolongateur	66
Alternate Drilling Fluids	66
Autres fluides de forage	66
Volume of Drilling Fluid	68
Volume de fluide de forage	68
Monitoring of Drilling	69
Contrôle du forage	69
Directional and Deviation Surveys	71
Mesures de déviation et de direction	71
Pressure Transition Zone	72
Zone de transition de la pression	72
Formation Leak-Off Test	72
Épreuve de pression de fracturation	72

Formation Flow Testing Equipment-----	73
Équipement d'essai d'écoulement-----	73
Well Control Equipment-----	74
Matériel de contrôle du puits-----	74
General Well Control Requirements-----	75
Exigences générales relatives au contrôle des puits-----	75
Onshore - Surface Hole-----	78
Équipement de surface - opérations terrestres-----	78
Onshore - Drilling Below Surface Casing-----	79
Forage sous le tubage de surface - opérations terrestres-----	79
Onshore BOP Requirements - Running Casing-----	84
Exigences relatives aux blocs d'obturation terrestres - pose du tubage-----	84
Offshore - Drilling Below Conductor Pipe-----	85
Forage sous le tube guide - Opérations extracôtiers-----	85
Offshore - Drilling Below Surface Casing-----	86
Forage sous le tubage de surface - opérations extracôtiers-----	86
Offshore BOP Requirements - Running Casing-----	87
Exigences relatives aux blocs d'obturation extracôtiers - pose du tubage-----	87
Safety Valves-----	88
Vannes de sécurité-----	88
Choke Manifold-----	89
Manifold de duses-----	89
Flare Lines and Flare Pit-----	91
Conduites de torche et fosses de brûlage-----	91
Onshore - Cased Hole Operations-----	93
Travaux dans un puits tubé - opérations terrestres-----	93
Test Holes-----	95
Trous d'essai-----	95
Casing-----	96
Tubage-----	96
Production Tubing-----	103
Tube de production-----	103
Protection of Permafrost-----	104
Protection du pergélisol-----	104
Cementation-----	104
Cimentation-----	104
Waiting on Cement Time-----	107
Prise du ciment-----	107
Tests of Blowout Preventers-----	107
Essais des obturateurs-----	107
Pressure Tests of Casing-----	110
Épreuve sous pression du tubage-----	110
PART V — EVALUATION -----	112
PARTIE V — ÉVALUATION -----	112
Well Evaluation-----	113
Évaluation du puits-----	113
Drill Cuttings-----	113
Déblais de forage-----	113
Conventional Cores-----	115
Carottage classique-----	115
Sidewall Cores-----	117
Carottage latéral-----	117
Gas Content of Drilling Fluid-----	117
Teneur en gaz du fluide de forage-----	117

Deposition of Samples from a Well	118
Manutention des échantillons de puits	118
Formation Evaluation Logging	118
Diagraphies d'évaluation de formation	118
Formation Flow and Wireline Tests	121
Essais d'écoulement et essais au câble	121
Wireline Test	122
Essais au câble	122
Formation Flow Testing	123
Essais d'écoulement	123
Well Testing	128
Essais des puits	128
Analysis of Fluid Samples	129
Analyse des échantillons de fluides	129
Delivery of Samples and Other Materials to the Board	132
Expédition d'échantillons et autres matériaux à l'Office	132
Pool Pressure Surveys or Measurements	134
Détermination de la pression dans un gisement	134
Cased Hole Logs	135
Diagraphies en trous tubés	135
PART VI — PRODUCTION EQUIPMENT AND OPERATIONS	135
PARTIE VI — ÉQUIPEMENT ET TRAVAUX DE PRODUCTION	135
Well Completion	135
Complétion de puits	135
Annulus Between Well Tubulars	138
Annulaires	138
Subsurface Safety Valve	139
Vannes de sécurité de subsurface	139
Wellhead and Christmas Tree Equipment	141
Têtes de puits et arbres de Noël	141
Casing Vents	144
Mise à l'atmosphère des annulaires	144
Testing and Reporting Requirements for Safety System	145
Essai des vannes et des capteurs	145
PART VII — SUPPORT OPERATIONS	151
PARTIE VII — OPÉRATIONS DE SOUTIEN	151
Support Craft	151
Véhicule de service	151
Standby Vessel	152
Navire de secours	152
Radio and Support Craft Procedures	155
Modes opératoires des radios et des véhicules de service	155
PART VIII — WELL TERMINATION	155
PARTIE VIII — CESSATION DE PUIITS	155
Removal of Casing	158
Retrait du tubage	158
Fluid in Abandoned or Suspended Wells	159
Fluide dans des puits abandonnés ou suspendus	159
Location of Abandonment Plugs	160
Emplacement des bouchons	160
Length and Quality of Cement Plugs	164
Longueur et qualité des bouchons de ciment	164
Feeling for Plugs	164
Vérification des bouchons	164

Surface Marking of Well-heads, Equipment and Restoration	165
Repères en surface des têtes de puits, équipement et travaux de restauration	165
Installation Removal Prohibited	167
Interdiction de déplacer un appareil de forage	167
Operator Responsible for Abandoned Wells	167
Responsabilité de l'exploitant quant aux puits abandonnés	167
Termination of Test Holes	167
Cessation des travaux dans des trous d'essai	167
PART IX — PRODUCTION CONSERVATION	168
PARTIE IX — RATIONALISATION DE LA PRODUCTION	168
Reservoir Management	168
Gestion du réservoir	168
Voidage Replacement	168
Équilibre des volumes d'extraction et d'injection	168
Commingled Production	169
Production mélangée	169
Flaring and Venting of Gas	170
Brûlage à la torche et mise à l'atmosphère du gaz	170
Disposal of Oil	171
Élimination de pétrole	171
PART NEW — SPACING UNIT AREA	172
PARTIE NOUVELLE — SUPERFICIE DES UNITÉS D'ESPACEMENT	172
Interpretations	172
Définitions	172
Application	175
Application	175
Prohibition	176
Interdiction	176
Spacing Unit Area	176
Superficie de l'unité d'espacement	176
Special Spacing Unit Area	176
Superficie d'une unité d'espacement spéciale	176
Central Target Areas - Off-Target Penalty	179
Zones cibles centrales - pénalités « hors cible »	179
Wells Per Spacing Unit	181
Puits par unité d'espacement	181
Recovery Rate	181
Taux de récupération	181
Survey Requirements	182
Exigences en matière de relevés	182
PART X — PRODUCTION RATES	182
PARTIE X — TAUX DE PRODUCTION	182
General	182
Dispositions générales	182
PART XI — MEASUREMENTS AND TESTING	183
PARTIE XI — MESURAGE ET ESSAI	183
Onshore Flow Systems	183
Systèmes d'écoulement terrestres	183
Onshore Transfer Meters	188
Compteurs de transfert terrestre	188
Onshore Group Production Meter and Test Production Meter Calibration	191
Compteurs de production regroupée et des compteurs de production d'essai terrestres	191
Onshore Water Meter Calibration	191
Étalonnage des compteurs d'eau terrestres	191

Onshore Gas Meter Calibration	191
Étalonnage des compteurs de gaz terrestres	191
Onshore Condensate Measurement	191
Mesure du condensat terrestre	191
Onshore Metering Records	192
Registre de comptage terrestre	192
Onshore Testing Frequency	192
Fréquence des essais terrestre	192
Onshore Accuracy of Measurement	192
Précision des mesures terrestres	192
Offshore Flow Systems	193
Systèmes d'écoulement extracôtier	193
Offshore Transfer Meters	199
Compteurs de transfert extracôtiers	199
Offshore Meter Installation, Operation and Calibration	200
Installation, fonctionnement et étalonnage des compteurs extracôtiers	200
Offshore Metering Records	201
Registre de comptage extracôtier	201
Offshore Testing Frequency	202
Fréquence des essais extracôtiers	202
Offshore Accuracy of Measurement	202
Précision des mesures extracôtiers	202
PART XII — QUALIFICATIONS AND TRAINING	203
PARTIE XII — QUALIFICATIONS ET FORMATION	203
General Safety	203
Sécurité générale	203
Qualifications	204
Qualifications	204
Training	204
Formation	204
Rest Period	206
Période de repos	206
PART XIII — REPORTING	207
PARTIE XIII — RAPPORTS	207
Notification	207
Avis	207
Press Releases	208
Communiqués de presse	208
Reference for Well Depths	209
Référence pour la profondeur du puits	209
Meteorological Observations	209
Observations météorologiques	209
Notification of Significant Event	209
Avis d'événement important	209
Summary Reports	210
Rapports sommaires	210
Tour Sheets and Barge Reports	210
Rapports de sondage et rapports de barges	210
Daily Operating Log	215
Registre d'exploitation quotidien	215
Down-hole Survey Record	218
Rapports de mesures prises en puits	218
Penetration and Gas Content Records	219
Rapports sur les teneurs en gaz et les vitesses de pénétration	219

Formation Flow Records	219
Rapports sur l'écoulement	219
Well Termination Record	220
Rapport de cessation des travaux	220
Well History Report	220
Rapport final du puits	220
Test Hole Report	222
Rapports sur les trous d'essai	222
Well Operations Report	223
Rapport de travaux de puits	223
Names and Designations	224
Désignation des puits	224
Change of Operator	225
Changement d'exploitant	225
Maintenance and Operating Record	226
Registre d'entretien et d'exploitation	226
Daily Production Record	226
Registre de production quotidienne	226
Monthly Production Report	227
Rapport de production mensuelle	227
Submission of Data and Analysis	227
Présentation des données et des résultats d'analyses	227
Pilot Scheme	228
Projet-pilote	228
Annual Production Report and Annual Environmental Report	228
Rapport annuel de production et rapport annuel sur les incidences environnementales	228

DRAFT - EN BAUCHE

REGULATIONS RESPECTING SAFETY, CONSERVATION PRACTICES AND THE PREVENTION OF POLLUTION IN OPERATIONS UNDERTAKEN FOR THE DRILLING AND PRODUCTION OF OIL AND GAS IN THE PARTS OF CANADA UNDER THE CANADA OIL AND GAS OPERATIONS ACT

RÈGLEMENT CONCERNANT LA SÉCURITÉ, LES PRATIQUES DE CONSERVATION ET LA PRÉVENTION DE LA POLLUTION DANS LES OPÉRATIONS DE FORAGE PÉTROLIER ET GAZIER DANS LES PARTIES DU CANADA VISÉES PAR LA LOI SUR LES OPÉRATIONS PÉTROLIÈRES AU CANADA

Short Title

1. These Regulations may be cited as the Canada Oil and Gas Drilling and Production Regulations.

Titre abrégé

1. Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada.

Interpretation

2. (1) In these Regulations,

"abandoned" means, in respect of a well or test hole, a well or test hole that has been permanently plugged; (*abandonné*)

"accommodation installation" has the same meaning as in subsection 2(1) of the *Canada Oil and Gas Installations Regulations*; (*installation d'habitation*);

"Act" means the *Canada Oil and Gas Operations Act*; (*Loi*)

Définitions

2. (1) Les définitions qui suivent s'appliquent au présent règlement,

« abandonné » Signifie, en ce qui concerne un puits ou un trou d'essai, qu'il a été obturé de façon permanente. (*abandoned*)

« activité de forage » Forage d'un puits à l'aide d'un appareil de forage. (*drilling operation*)

« aménagement en surface » Chemin de fer, pipeline ou emprise quelconque, espace réservé aux routes, route arpentée, habitation, établissement industriel, piste ou voie de circulation pour aéronefs, édifice utilisé à des fins militaires, bâtiment agricole permanent, école, église ou tout autre lieu public. (*surface improvement*)

"API" means the American Petroleum

« API » L'American Petroleum

Institute; (API)	Institute. (API)
"approved development plan" means a development plan that is approved by the Board in accordance with section 5.1 of the Act. (<i>plan de mise en valeur approuvé</i>)	« appareil de forage » a) Ensemble du matériel utilisé pour creuser un puits par forage ou autrement et comprend un derrick, un treuil principal, une table de rotation, une pompe à boue, un bloc d'obturation, un accumulateur, un manifold de duses et tout autre matériel connexe, y compris les sources d'énergie et les systèmes de surveillance et de contrôle; b) appareil de mise en service de puits comprenant un derrick, un treuil principal, une pompe, un bloc d'obturation, un accumulateur, un manifold de duses et tout autre matériel connexe, y compris les sources d'énergie et les systèmes de surveillance et de contrôle. (<i>drilling rig</i>)
"artificial island" means a humanly constructed island to provide a site for the exploration and drilling, or the production, storage, transportation, distribution, measurement, processing or handling of oil and gas; (<i>île artificielle</i>)	« approbation de travaux dans un puits » Approbation délivrée par l'Office en vertu de la partie I qui permet à un exploitant de forer un puits ou un trou d'essai, de procéder à des travaux de complétion, de reconditionnement ou de remise en valeur dans un puits, d'interrompre les travaux ou d'abandonner un puits dans lequel les travaux ont été suspendus ou dont l'exploitation a cessé. (<i>well operation approval</i>)
"barrier" means	« autorisation d'exécuter des travaux de production »

- (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 wellbore,
- (d) any mechanical equipment installed in the well-head or christmas tree or in the production tubing, annulus or wellbore, or
- (e) any other pressure sealing mechanism installed for the purpose of preventing the flow of fluids from a well; (*barrière*)

Autorisation que l'Office accorde à l'exploitant en vertu de la Loi pour exécuter des travaux de production. (*production operations authorization*)

"Board" means the National Energy Board established by section 3 of the *National Energy Board Act*; (*Office*)

« autorisation de programme de forage » Autorisation délivrée, à un exploitant, par l'Office en vertu de la Loi qui permet à un exploitant d'effectuer des travaux dans un puits dans un secteur donné et au cours d'une période déterminée, à partir d'une seule installation, et qui comprend toutes les opérations et activités complémentaires au programme. (*well program authorization*)

"casing liner" means a casing that

« barrière »

- (a) is suspended from a string of casing previously installed in a well, and
- (b) does not extend to the wellhead; (*tubage partiel*)

a) tout vanne ou tout ensemble de vannes commandées à distance et pouvant être régulièrement soumise à une épreuve sous pression;

b) tout fluide engendrant une

pression hydrostatique
suffisante pour contre-
balancer la pression du
réservoir;

- c) tout bouchon de ciment mis en place dans le trou de sonde;
- d) tout équipement mécanique monté en tête de puits ou sur l'arbre de Noël, dans le tube de production, dans l'espace annulaire ou dans le trou de sonde; ou
- e) tout autre dispositif d'étanchéité installé en vue d'empêcher l'écoulement de fluides provenant d'un puits. (*barrier*)

"certificate of fitness" means a certificate issued by a certifying authority in accordance with section 4 of the *Canada Oil and Gas Certificate of Fitness Regulations*; (*certificat de conformité*)

« base de forage » Fondation stable sur laquelle est installé l'appareil de forage, et comprend une plate-forme fixée sur le fond marin ou reposant sur celui-ci. (*drilling base*)

"certifying authority" has the same meaning as in section 2 of the *Canada Oil and Gas Certificate of Fitness Regulations*; (*société d'accréditation*)

« câble » Câble servant à la manoeuvre d'instruments de sondage ou d'autres outils dans un puits qui est formé :

- a) soit d'un câble d'acier, ou
- b) soit d'un câble toronné composé de plusieurs fils d'acier, de cuivre ou d'autres métaux enveloppés dans un isolant électrique. (*wireline*)

"commingled production" means production of oil and gas from more than one pool through a common wellbore or flowline without separate measurement of

« certificat de conformité » Certificat, délivré par une société d'accréditation, conformément à l'article 4 du *Règlement sur les certificats de*

the oil and gas; (<i>production mélangée</i>)	<i>conformité liés à l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada. (certificate of fitness)</i>
"completed" means a well that has a completion interval; (<i>complété</i>)	« cessation » Selon le cas : <ul style="list-style-type: none"> a) abandon, achèvement ou suspension de l'exploitation d'un puits conformément au présent règlement; b) abandon d'un trou d'essai conformément au présent règlement. (<i>termination</i>)
"completion interval" means, in respect of a well, a well that has been prepared to permit the <ul style="list-style-type: none"> (a) production of fluids from the well, (b) observation of the performance of a reservoir, (c) injection of fluids into the well, or (d) disposal of fluids into the well; (<i>intervalle d'achèvement</i>) 	« complété » Qualifie un puits contenant un intervalle d'achèvement. (<i>completed</i>)
"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; (<i>condensat</i>)	« compteur de production regroupée » Compteur mesurant la production totale provenant d'un groupe de puits. (<i>group production meter</i>)
"conductor casing" means casing that is installed in a well to facilitate well control during drilling of the hole for the	« condensat » Mélange de substances, essentiellement des pentanes et des fractions lourdes d'hydrocarbures, qui

surface casing; (<i>tubage initial</i>)	sont récupérées ou peuvent être récupérées par un puits traversant un réservoir souterrain et qui, bien que pouvant se trouver à l'état gazeux dans le réservoir vierge, sont liquides au moment du mesurage ou de l'estimation du volume présent. (<i>condensate</i>)
"conductor pipe" means a large diameter pipe installed in a well to provide a conductor for drilling fluid through surficial formations; (<i>tube guide</i>)	« conditions de l'environnement physique » Conditions météorologiques, océanographiques et physiques connexes, y compris l'état des glaces, qui peuvent influencer sur les travaux autorisés en vertu de la Loi. (Physical environmental conditions)
"decommission" includes the remediation and permanent physical removal from service of an installation used in the production of oil and gas; (<i>mise hors service</i>)	« conduite d'écoulement » Comprend les canalisations à l'intérieur d'un champ et les conduites d'amenée, ainsi que le pipeline utilisé pour transporter des fluides entre un puits et le matériel de production et vice versa. (<i>flowline</i>)
"diverter" means a device fitted on a wellhead or on a marine riser for the purpose of directing the flow of fluids away from the drill floor in an emergency; (<i>défecteur</i>)	« contrôle d'un puits » Contrôle de la circulation des fluides qui pénètrent dans un puits ou qui en sortent. (<i>well control</i>)
"drill crew" means the persons whose primary duties consist of the operation of a drilling rig; (<i>équipe de forage</i>)	« couche » Toute strate ou séquence de strates que l'Office désigne comme telle. (<i>zone</i>)
"drill floor" means, in respect of a drilling rig, the stable platform surrounding the slip setting area that provides support for the drill crew during drilling operations;	« date de libération de l'appareil » Date d'exécution des derniers travaux d'un appareil de forage à un puits aux termes de l'autorisation de forer visant ce puits. (<i>rig release date</i>)

(*plancher de forage*)

"drill site" means a location where a drilling rig is or may be installed; (*emplacement de forage*)

« déchets » Détritus, rebuts, eaux usées, fluides résiduels ou autres matériaux inutilisables produits au cours des travaux de forage, de production ou relatifs à un puits, à l'exclusion des fluides et des déblais de forage. (*waste material*)

"drilling base" means the stable foundation on which a drilling rig is installed and includes a platform fixed to or resting on the seafloor; (*base de forage*)

« déflecteur » Dispositif installé sur une tête de puits ou sur un riser pour éloigner le flux des fluides du plancher de forage en cas d'urgence. (*diverter*)

"drilling installation" means a drilling unit or a drilling rig and its associated drilling base, and includes any associated dependent diving system; (*installation de forage*)

« démarrage du forage » Dans le cas du forage d'un puits, pénétration initiale de l'appareil de forage dans la surface du sol ou dans la surface située immédiatement au-dessous du tube initial ou le fond marin. (*spud-in*)

"drilling operation" means the drilling of a well-bore utilizing a drilling rig; (*activité de forage*)

« emplacement de forage extracôtier » Endroit qui, dans une étendue d'eau, n'est pas une île, une île artificielle ni une plate-forme de glace. (*offshore drill site*)

"drilling program" means a program for the drilling of one or more wells within a specified area and time using one or more drilling installations and includes all operations and activities ancillary to the program; (*programme de forage*)

« emplacement de forage » Endroit où l'appareil de forage est ou peut être installé. (*drill site*)

"drilling rig" means

(a) the plant used to make a well by boring or other means and includes a

« emplacement de production extracôtier » Lieu de production couvert d'eau, qui n'est ni une île, ni une île artificielle ni une plate-forme de glace.

derrick, draw works, rotary table, mud pump, blowout preventer, accumulator, choke manifold and other associated equipment including power, control and monitoring systems; and includes

(*offshore production site*)

(b) a well service rig which includes a derrick, draw works, pump, blowout preventer, accumulator, choke manifold and all other associated equipment including power, control and monitoring systems;
(*appareil de forage*)

"drilling unit" means a drilling rig and other facilities related to drilling that are installed on a vessel and includes a drillship, submersible, semi-submersible, barge, jack-up or other vessel used for drilling and fitted with a drilling rig;
(*unité de forage*)

« emplacement de production » Lieu réel ou proposé d'une installation de production.
(*production site*)

"drillship" means a ship that has a hull and is fitted with a drilling rig so that it is capable of drilling in deep water;
(*navire de forage*)

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

"flow system" means the flow meters, 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 production installation.
(*système*)

« essai d'écoulement » Opération exécutée pour entraîner l'écoulement de fluides d'une formation vers la surface d'un puits dans le but d'obtenir des échantillons des fluides et de caractériser l'écoulement de ce réservoir.
(*formation flow test*)

d'écoulement)

- "flowline" includes intrafield and all gathering lines and a pipeline that is used to transport fluids from a well to a production facility or vice versa; (*conduite d'écoulement*)
- "fluid" means gas or liquid, or gas and liquid in combination; (*fluide*)
- "formation flow test" is 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; (*essai d'écoulement de formation*)
- "gas pool" means a pool that contains hydrocarbon components predominantly in a gaseous (single phase) state; (*gisement de gaz*)
- "gas well" means a well that produces gas from a gas pool or from the gas cap portion of an
- « *essai d'un puits* » Essai exécuté dans un puits en exploitation, qui fait partie d'un plan de valeur approuvé, pour mesurer les débits auxquels les fluides sont produits ou injectés par un puits à l'intérieur d'un gisement donné en vue d'évaluer le réservoir. (*well test*)
- « *essai par câble* » Étude d'une surface limitée d'un puits exécutée par travail au câble ou par un moyen équivalent dans le but de déterminer la pression interstitielle du réservoir étudié, de fournir une évaluation qualitative de sa perméabilité et de recueillir des échantillons de fluides. (*wireline test*)
- « *essai prorata* » Essai mensuel effectué sur un puits d'exploitation en opération pour en mesurer les débits auxquels les fluides sont produits dans un but de déterminer la production mensuelle d'un champs en exploitation. (*proration test*)
- « *exploitant* » Personne qui a demandé ou a reçu une autorisation d'effecteur des travaux ou une activité au regard de la mise en valeur d'un champs ou d'un gisement, ou de la production de pétrole et de gaz, ou d'une approbation de travaux sur un puits. (*operator*)
- « *fluide* » Gaz ou liquide, ou combinaison des deux. (*fluid*)

oil pool; (<i>puits de gaz</i>)	
"group production meter" means a meter that measures the total production from more than one well; (<i>compteur de production regroupée</i>)	« fond marin » Partie de la croûte terrestre formant le fond des océans. (<i>seafloor</i>)
"injection well" means a well that is used for the injection of fluids into a pool or field; (<i>puits d'injection</i>)	« gisement de gaz » Gisement contenant des composés d'hydrocarbures principalement à l'état gazeux (monophasiques). (<i>gas pool</i>)
"installation" means a diving installation, a drilling installation, a production installation or an accommodation installation; (<i>installation</i>)	« gisement de pétrole » Gisement contenant des composants d'hydrocarbures essentiellement sous forme liquide (monophasés). (<i>oil pool</i>)
"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; (<i>tubage de intermédiaire</i>)	« île artificielle » île construite par l'homme afin de servir d'emplacement pour la prospection et le forage, ou la production, le stockage, le transport, la distribution, la mesure, le traitement ou la manutention du pétrole ou du gaz naturel. (<i>artificial island</i>)
"multi-pool well" means a well that is completed in more than one pool; (<i>puits à gisements multiples</i>)	« installation » Installation de plongée, de forage, de production ou d'habitation. (<i>installation</i>)
"natural environment" means the physical and biological environment in a drilling or a production project (milieu naturel)	« installation de forage » Unité de forage ou appareil de forage ainsi que sa base de forage. La présente définition comprend tout système de plongée autonome connexe. (<i>drilling installation</i>)
"offshore drill site" means a location within a water covered area that is not an island, an artificial island or an ice platform; (<i>emplacement de forage</i>)	« installation de production » Matériel de production ainsi que les plates-formes connexes, îles artificielles, systèmes de production sous-marins, systèmes de chargement extracôtiers,

<i>extracôtier</i>)	équipement de forage, matériels afférents aux activités maritimes et systèmes de plongée connexes. (<i>production installation</i>)
"offshore production site" means a production site that is covered by water and is not an island, an artificial island or an ice platform; (<i>emplacement de production extracôtier</i>)	« installation d'habitation » S'entend au sens du paragraphe 2(1) du <i>Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada</i> . (<i>accommodation installation</i>)
"oil pool" means a pool that contains hydrocarbon components primarily in a liquid (single phase) state; (<i>gisement de pétrole</i>)	« intervalle d'achèvement » Puits qui a été préparé pour effectuer l'une des activités suivantes : a) la production de fluides à partir du puits; b) l'observation du rendement d'un réservoir; c) l'injection de fluides dans le puits; d) le refoulement de fluides dans le puits. (<i>completion interval</i>)
"oil well" means a well that produces oil from an oil pool. (<i>puits de pétrole</i>)	« Loi » La <i>Loi sur les opérations pétrolières au Canada</i> . (<i>Act</i>)
"operator" means a person who has applied for or has been issued an authorization to carry on a work or an activity in relation to the development of a pool or field or the production of oil or gas or a well operation approval. (<i>exploitant</i>)	« matériel de production » Équipement de production de pétrole et de gaz se trouvant à l'emplacement de production, y compris le matériel de séparation, de traitement et de transformation, le matériel et les équipements utilisés à l'appui des travaux de production, les aires d'atterrissage, les hélicoptères, les aires ou les réservoirs de stockage et les logements du personnel connexes. La présente

définition exclut les plates-formes connexes, îles artificielles, systèmes de production sous-marin, équipements de forage et systèmes de plongée connexes. (*production facility*)

"permafrost" means the thermal condition of the ground when its temperature is at or below 0°C for more than one year; (*pergélisol*)

« milieu naturel » Milieu physique et biologique dans lequel se trouve un projet de forage ou de production. (*natural environment*)

"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*)

« mise hors service » La mise hors service physique et permanente d'une installation utilisée dans la production de pétrole et de gaz ou sa mise hors service provisoire en raison de travaux de restauration. (*decommission*)

"physical environmental conditions" means meteorological, oceanographic and related physical conditions, including ice conditions, that could affect an operation authorized pursuant to the Act; (*conditions de l'environnement physique*)

« navire de forage » Navire à coque pourvu d'un appareil de forage lui permettant de forer en eau profonde. (*drillship*)

"pilot scheme" means a scheme that applies existing or experimental technology over a limited portion of a pool to obtain information on reservoir or production performance for the purpose of optimizing field development or improving reservoir or production performance; (*projet-pilote*)

« navire de secours » Navire qui est toujours prêt à intervenir sur les lieux d'une installation habitée et qui a été approuvé à cet effet par le délégué à la sécurité. (*standby vessel*)

"pollution" means to contaminate or defile the natural environment outside the limits

« Office » L'Office national de l'énergie créé par l'article 3 de la *Loi sur l'Office national*

- established in the operator's approved environmental protection plan (pollution)
- "production casing" means the inner most casing string installed in a wellbore for production or injection purposes; (*tubage de production*)
- "production control system" means the system provided to control the operation of and monitor the status of equipment for the production of oil and gas, and includes the installation and workover control system; (*système de contrôle de la production*)
- "production facility" includes equipment for the production of oil and gas located at a production site, separation, treating and processing facilities, equipment and facilities used in support of production operations, landing areas, heliports, storage areas or tanks and dependent persons accommodations, other than, any associated platform, artificial island, subsea production system, drilling equipment or diving system; (*matériel de production*)
- "production installation" means a production facility and an associated platform, artificial island, subsea production system, offshore loading system, drilling equipment, facilities related to marine activities and dependent diving system; (*installation de production*)
- "production operation" includes
- de l'énergie. (Board)*
- « pergélisol » Sol dont la température ne dépasse pas 0 C pendant plus d'un an. (*permafrost*)
- « plancher de forage » Plate-forme fixe d'un appareil de forage entourant les supports de coins d'ancrage et sur laquelle évoluent les membres de l'équipe pendant les travaux de forage. (*drill floor*)
- « plan de mise en valeur approuvé » Plan de mise en valeur approuvé par l'Office en vertu de l'article 5.1 de la Loi. (*Approved development plan*)
- « pollution » Contamination ou dégradation du milieu naturel au-delà des limites établies dans le plan de protection de l'environnement approuvé de l'exploitant. (*pollution*)
- « production mélangée » Production

<p>well operations and operations that are related to the production of oil and gas from a pool or field. (travaux de production)</p>	<p>de pétrole et de gaz provenant de plusieurs gisements et circulant dans la même conduite ou dans le même trou de sonde, sans mesurage distinct du pétrole et du gaz qui la composent. (<i>commingled production</i>)</p>
<p>"production operations authorization" means an authorization to conduct production operations that is given to an operator by the Board pursuant to the Act. (<i>autorisation concernant des travaux de production</i>)</p>	<p>« projet de production » Projet visant la mise en valeur d'un emplacement de production ou la production de pétrole et de gaz, y compris toutes les activités connexes. (<i>production project</i>)</p>
<p>"production project" means an undertaking for the purpose of developing a site for the production of oil and gas or for the purpose of producing oil and gas from a pool or field, and includes all related activities; (<i>projet de production</i>)</p>	<p>« programme de forage » Programme de forage d'un ou de plusieurs puits, à l'intérieur d'une région donnée et d'une période de temps déterminée, par une ou plusieurs installations de forage et comprend toutes opérations et activités complémentaires au programme. (<i>drilling program</i>)</p>
<p>"production riser" means a conduit used for conveying fluids to or from the production installation and includes production, injection, export, control and instrumentation lines; (<i>riser de production</i>)</p>	<p>« projet-pilote » Projet pour lequel on utilise une technique conventionnelle ou expérimentale dans une section limitée d'un gisement afin d'obtenir des renseignements sur le rendement du réservoir ou sur la production à des fins d'optimisation de la mise en valeur du champ ou d'amélioration du rendement du réservoir ou de la production. (<i>pilot scheme</i>)</p>
<p>"production site" means a location where a production installation is or is proposed to be installed; (<i>emplacement de</i></p>	<p>« puits à gisements multiples » Puits complété dans plus d'un gisement. (<i>multi-pool well</i>)</p>

production)

- "proration test" means a monthly test conducted on a producing development well to measure the rates at which fluids are produced from a well for the purpose of reporting monthly production from a producing field; (*essai prorata*)
- "recovery" means, in respect of oil and gas, the 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 de secours*)
- "rig release date" means the date on which a rig last conducted operations on a well in accordance with the well operation approval in respect of that well; (*date de libération de l'appareil*)
- "safety system" means the system installed on a production installation that is capable of detecting hazardous conditions or abnormal operating conditions on the installation and is designed so that, depending on the condition, the system is able to initiate a safe shutdown of the production installation or a portion of it; (*système de sécurité*)
- "SCSSV" means a surface-controlled subsurface safety valve; (*VSSCS*)
- « puits de gaz » 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 pétrole » Puits qui produit du pétrole à partir d'un gisement de pétrole. (*oil well*)
- « puits de secours » Puits foré pour aider à contrôler une éruption d'un puits existant. (*relief well*)
- « puits d'injection » Puits servant à l'injection de fluides dans un gisement ou un champ. (*injection well*)
- « reconditionnement » Tout travail exigeant le retrait des arbres de Noël précédemment mis en place. (*workover*)
- « récupération » Récupération de pétrole et de gaz dans des conditions économiques et opérationnelles prévisibles.

(recovery)

"seafloor" means the surface of all that portion of land under the sea; (*fond marin*)

« rejet » Déversement, émission ou écoulement d'une substance non conforme au plan de protection de l'environnement approuvé. (*spill*)

"spill" means a discharge, emission or escape of a substance which is not in accordance with approved Environmental Protection Plan. (rejet)

« riser de production » Conduite utilisée pour transporter les fluides vers une installation de production ou à partir de celle-ci, y compris les conduites de production, d'injection, d'exportation, de contrôle et d'instrumentation. (*production riser*)

"spud-in" means, in respect of the drilling of a well, the initial penetration of the earth's surface or the surface immediately below the conductor pipe or the seafloor; (*démarrage du forage*)

« société d'accréditation » S'entend au sens de l'article 2 du Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada. (*certifying authority*)

"standby vessel" means a vessel that stands ready at a manned installation and that has been approved by the Board for use as a standby vessel; (*navire de secours*)

suspendu » En ce qui concerne un puits ou un trou d'essai, signifie que les travaux de forage ou de production ont été temporairement interrompus. (*suspended*)

"subsea production system" includes production risers, flowlines and associated production control systems and equipment and structures that are located on or below, or buried in, the seafloor for the production of oil and gas from, or for the injection of fluids into, a field under an offshore production site; (*système de production sous-marin*)

« système de contrôle de la production » Système servant au contrôle et à la surveillance du fonctionnement de l'équipement de production de pétrole et de gaz, y compris le système de régulation de l'installation et du reconditionnement. (*production control system*)

"support craft" means a vessel,

« système d'écoulement » Les

aircraft, air-cushion vehicle, standby vessel or other craft used to provide transportation for or assistance to persons on the site of a drilling operation, well operation or a production operations; (*véhicule de service*)

débitmètres et l'équipement auxiliaire fixé à ces instruments, les dispositifs d'échantillonnage de fluides, le matériel d'essai de puits, le compteur principal et le compteur-étalon servant au mesurage et à l'enregistrement du débit et des volumes de fluides produits par un gisement ou injectés dans un gisement, employés comme combustibles, ou encore pour l'ascension artificielle des fluides dans un puits, pour une opération de brûlage à la torche ou pour un transfert depuis une installation de production. (*flow system*)

"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 operations; (*tubage de surface*)

« système de production sous-marin » Matériel et structures, y compris les risers de production, les conduites d'écoulement et les systèmes connexes de contrôle de la production, situés sur ou sous le fond marin ou enfouis dans ce dernier et utilisés pour produire du pétrole et du gaz ou pour injecter des fluides dans un champ qui se trouve sous un emplacement de production extracôtier. (*subsea production system*)

"surface improvement" means a railway, pipeline or other right of way, road allowance, surveyed roadway, dwelling, industrial plant, aircraft runway or taxiway, building used for military purposes, permanent farm building, or school, church or other public place; (*aménagement en surface*)

« système de sécurité » Système capable de détecter toute condition dangereuse ou toute condition de fonctionnement anormale de l'installation de production et conçu de manière à déclencher, selon le cas, un arrêt sécuritaire de l'installation ou d'une partie de celle-ci. (*safety system*)

"suspended" means, in respect of a well or test hole, drilling or production operations in a well or test hole. (<i>suspendu</i>)	« travaux de production » Travaux sur un puits et relatifs à la production de pétrole et de gaz à partir d'un gisement ou d'un champ. (<i>production operation</i>)
"terminated" means (a) in respect of a well, in accordance with these Regulations, and (b) in respect of a test hole, in accordance with these Regulations. (<i>cessation</i>)	« travaux relatifs à un puits » Toute activité liée au forage, à la complétion, à la remise en production, au reconditionnement, à la suspension ou à l'abandonnement d'un puits. (<i>well operation</i>)
"test hole" means any hole, other than a well or seismic shot hole, drilled through sedimentary rock to a depth of more than 30 m; (<i>trou d'essai</i>)	« trou de sonde » Trou foré au moyen d'un trépan pour le creusement d'un puits. (<i>well-bore</i>)
"waste material" means any garbage, refuse, sewage or waste well fluids or any other useless material that is generated during drilling, well or production operations, but does not include drilling fluid and drill cuttings; (<i>déchets</i>)	« trou d'essai » Trou, autre qu'un puits ou un trou de prospection sismique, foré dans la roche sédimentaire à une profondeur de plus de 30 m. (<i>test hole</i>)
"well-bore" means the hole drilled by a bit in order to make a well; (<i>trou de sonde</i>)	« tubage de production » Tubage le plus interne installé dans un puits de forage à des fins de production ou d'injection. (<i>production casing</i>)
"well control" means the control of the movement of fluids into or from a well; (<i>contrôle d'un puits</i>)	« tubage de surface » Tubage installé dans un puits assez profondément, dans une formation compétente, pour assurer le contrôle du puits lors de la poursuite des travaux de forage. (<i>surface casing</i>)
"well operation", means either the operation of drilling, completion, re-completion,	« tubage initial » Tubage mis en place dans un puits pour en faciliter le contrôle pendant le

- workover, suspension, or abandonment of a well; (*travaux relatifs à un puits*)
- "well operation approval" means the approval granted Board to drill a well, drill a test hole, complete a well, conduct a workover or re enter a well, suspend a well or abandon a well that has been suspended or abandoned. (*approbation de travaux dans un puits*)
- "well program authorization" means an authorization issued to an operator by the Board pursuant to the Act that entitles the operator to perform well operations within a specified area and time using a single installation and includes all operations and activities ancillary to the program; (*autorisation concernant un programme de travaux dans un puits*)
- "well test" means a test conducted in a development well, for which a development plan approval has been issued, 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,
- forage du trou dans lequel sera introduit le tubage de surface. (*conductor casing*)
- « tubage intermédiaire » Tubage introduit dans un puits, après l'installation du tubage de surface, permettant l'exécution d'autres travaux de forage dans le puits. (*intermediate casing*)
- « tubage partiel » Tubage qui,
- a) d'une part, est suspendu à un train de tubage antérieurement installé dans un puits;
- b) d'autre part, n'atteint pas la tête du puits. (*casing liner*)
- « tubage pour pergélisol » Tubage initial installé dans un puits pour le protéger contre les risques occasionnés par le dégel d'une zone de pergélisol ou le dégagement de gaz à l'intérieur ou juste au-dessous d'une zone du pergélisol. (*permafrost casing*)
- « tube guide » Tube de grand diamètre mis en place dans un puits pour contenir le fluide de forage à travers les formations superficielles. (*conductor pipe*)

copper or other metals
together with electrical
insulation; (*câble*)

"wireline test" means limited
invasion operations conducted on
wireline or other equivalent
means, for purposes of
determining static pore
pressure, providing a
qualitative assessment of
permeability, and gathering of
fluid samples; (*essai par câble*)

"workover", means any operation
that requires the removal of the
christmas tree;
(*reconditionnement*)

"zone" means any stratum or any
sequence of strata that is
designated by the Board as a
zone. (*couche*)

(2) Any standard or code that is
incorporated by reference in these
Regulations is incorporated as
amended from time to time,

Application

3. These Regulations apply

(a) to every operator who

(i) explores or drills for
oil or gas under the Act, or

« unité de forage » Appareil de
forage et autres matériels liées
au forage, à bord d'une
embarcation, et qui comprend un
navire de forage, un
submersible, un semi-
submersible, une barge, une
plate-forme auto-élevatrice ou
autre navire utilisé pour
l'exécution d'un programme de
forage et muni d'un appareil de
forage. (*drilling unit*)

« véhicule de service » Navire,
aéronef, aéroglisseur, navire de
secours ou autre véhicule
utilisé comme moyen de transport
ou d'aide pour le personnel se
trouvant à un emplacement où
sont menés des travaux de forage
ou de production ou dans un
puits. (*support craft*)

« VSSCS » Vanne de sécurité de
subsurface commandée depuis la
surface. (*SCSSV*)

(2) Les normes et codes
incorporés par renvoi dans le
présent règlement le sont avec
leurs modifications éventuelles.]

Application

3. Le présent règlement
s'applique :

a) à tout exploitant qui

(i) explore ou fore des puits
en vue de découvrir du
pétrole ou du gaz naturel,
conformément aux dispositions

(ii) develops a production site or produces oil or gas in any area to which the Act applies; and

(b) in respect of every

(i) well and test hole drilled under the Act, and

(ii) every production operation in any area to which the Act applies.

Proof of Financial Responsibility

5. (1) An operator shall, before any work or activity is started,

(a) furnish the Board with proof of financial responsibility for the purpose of ensuring that the operator

(i) in the case of a well operation approval, terminates the work or activity with regard to the well and leaves the site in a satisfactory condition in accordance with Part VIII,

(ii) in the case of pool or field development, terminates the work or activity according to an approved development plan, and

(iii) in the case of a pool or field development, leaves the site at which the work or

de la Loi, ou

(ii) met en valeur un emplacement de production ou produit du pétrole ou du gaz dans une région visée par la Loi, et

b) aux travaux relatifs

(i) au forage d'un puits et d'un trou d'essai conformément la Loi, et

(ii) aux travaux de production effectués dans une région visée par la Loi.

Preuve de solvabilité

5. (1) Avant d'entreprendre un travail ou une activité, l'exploitant doit

a) fournir à l'Office une preuve de solvabilité afin de garantir

(i) dans le cas d'une approbation de travaux dans un puits, qu'il terminera les travaux ou les activités liés au puits et laissera l'emplacement dans un état acceptable, conformément à la partie VIII,

(ii) dans le cas de la mise en valeur d'un gisement ou d'un champ, qu'il terminera les travaux ou les activités conformément au plan de mise en valeur approuvé, et

(iii) dans le cas de la mise en valeur d'un gisement ou d'un champ, qu'il laissera

activity was carried on in the state required by the development plan or any subsequent authorization relating to the pool or field approved under the Act; and

(b) furnish the Board with proof that the operator is able to meet any financial liability that might be incurred in connection with the work or activity.

(2) An authorization issued under these Regulations shall include the requirement to furnish proof of financial responsibility referred to in subsection (1).

PART I — APPROVALS

Well Requirements

6. Unless an operator has obtained a well program authorization and a well operation approval issued by the Board, no operator shall

- (a) drill a well or test hole,
- (b) complete a well, perform a workover, perform a well test or re-enter a well, or
- (c) suspend a well or abandon a well.

7. Regardless of section 6, a well operation approval is not required in respect of a single onshore well that is not located

l'emplacement où se dérouleront les travaux ou les activités dans l'état prévu dans le plan de mise en valeur ou dans toute autorisation subséquente délivrée en vertu de la Loi;

b) fournir à l'Office la preuve qu'il est en mesure de s'acquitter des obligations financières pouvant résulter des travaux ou activités.

(2) Toute autorisation délivrée en vertu du présent règlement doit inclure une clause exigeant la soumission de la preuve de solvabilité conformément au paragraphe (1).

PARTIE I — APPROBATIONS

Exigences relatives au puits

6. À moins de détenir une autorisation concernant un programme de travaux dans un puits et une approbation de travaux dans un puits délivrée par l'Office, l'exploitant ne peut

- a) forer un puits ou un trou d'essai,
- b) compléter ou reconditionner un puits, procéder à un essai de puits ou rentrer dans un puits, ou
- c) suspendre ou abandonner un puits.

7. Sans égard à l'article 6, l'exploitant n'est pas tenu d'obtenir une approbation de travaux dans un puits relativement

on an artificial island.

Well program authorization

8. (1) An operator applying for a well program authorization shall complete and forward, to the Board, an application not less than 90 days prior to commencing operations.

(2) The operator shall furnish and forward with the application the following information, in respect of a proposed well program authorization referred to in subsection (1)

(a) the purpose, area, timing, nature and logistics of the operation;

(b) for an onshore drill site,

(i) the plans and manuals as described in sections 27 to 29,

(ii) the name of the drilling contractor,

(iii) the particulars and specifications in respect of the make, model, type and rated capacity of drilling equipment, including the derrick or mast and the draw-works, blocks, hook, swivel, choke manifold, mud handling equipment and such other equipment as the Board may require, and

à un puits terrestre qui ne se trouve pas sur une île artificielle.

Autorisation concernant un programme de travaux dans un puits

8. (1) L'exploitant qui désire obtenir une autorisation concernant un programme de travaux dans un puits remplit une demande à cet effet et la fait parvenir à l'Office au moins 90 jours avant le début des travaux.

(2) L'exploitant transmet les renseignements qui suivent avec la demande d'autorisation concernant un programme de travaux dans un puits visée au paragraphe (1) :

a) le but, le calendrier, la nature et la logistique des travaux ainsi que la zone visée;

b) dans le cas d'un emplacement de forage terrestre,

(i) les plans et les manuels décrits aux articles 27 à 29,

(ii) le nom de l'entrepreneur chargé des travaux de forage,

(iii) la description détaillée et les caractéristiques techniques (marque, modèle, type, capacité nominale) de l'équipement de forage, y compris le derrick ou le mât et les treuils de forage, les moufles, le crochet, la tête d'injection, le manifold de duses, l'appareil de récupération des boues et

- autre équipement que l'Office peut spécifier, et
- (iv) general dimensional arrangement drawings of the drilling rig, drilling base and administrative area used or intended to be used during drilling or workover operations; and
- (c) in the case of an offshore drill site,
- (i) a certificate of fitness which must be obtained for each installation and which is to remain valid for the length of time over which the drilling operation is conducted,
- (ii) an approved safety plan including all amendments to the plan,
- (iii) an approved environmental protection plan including all amendments to the plan;
- (iv) where applicable, an approved ice management plan, and
- (v) the operator conducts the operations in accordance with the plans, and all amendments to the plans, referred to in subparagraphs (ii), (iii) and (iv) and in accordance with all approvals granted pursuant to these Regulations; and
- (d) a declaration from the operator that the equipment,
- (iv) les dessins d'implantation cotés de l'appareil de forage, de la base de forage et de la zone administrative où les travaux de forage ou de reconditionnement sont ou devraient être effectués;
- c) dans le cas d'un emplacement de forage extracôtier,
- (i) un certificat de conformité qu'il doit obtenir pour chaque installation et qui sera valide pour toute la durée des travaux de forage,
- (ii) un plan approuvé de sécurité incluant toutes les modifications du plan;
- (iii) un plan approuvé de protection de l'environnement incluant toutes les modifications du plan;
- (iv) un plan approuvé de gestion des glaces, le cas échéant;
- (v) l'exploitant exécute les travaux conformément aux plans et aux modifications visés aux sous-alinéas (ii), (iii) et (iv), et aux approbations accordées en vertu du présent règlement;
- d) une déclaration de l'exploitant à l'effet que

installations, and procedures are fit for the purposes intended and that they will be maintained as such and that the persons are trained to carry out the work.

(3) Where a well program authorization has been issued, an operator shall not make an amendment to the well operations unless it is authorized by the Board.

9. (1) A well program authorization for a drilling installation shall remain in force for three years unless the authorization is amended by the Board, if

(a) any procedures requiring updating are modified and approved by the Board;

(b) changes in persons employed are updated as necessary and meet the requirements of paragraph 29(1)(e) as to who will be engaged in drilling or well operations;

(c) data on equipment, tools, and pressure control facilities that may be used in performing drilling or well operations remain current; and

(d) equipment, installations, and procedures are fit for the purposes intended and that they will be maintained as such and if the persons employed are

l'équipement, les installations et les marches à suivre sont conformes aux buts visés et le resteront et que les employés ont reçu la formation nécessaire pour exécuter les travaux.

(3) Aucune modification ne peut être apportée à une autorisation émise par l'Office à moins que cette modification ne soit autorisée par l'Office.

9. (1) À moins qu'elle ne soit modifiée par l'Office, l'autorisation concernant un programme de travaux dans un puits d'une installation de forage demeure en vigueur pendant trois ans, si

a) une procédure nécessitant une mise à jour est modifiée et approuvée par l'Office;

b) les changements de personnel sont mis à jour, le cas échéant, et sont conformes aux dispositions de l'alinéa 29(1)e) concernant les personnes affectées aux travaux de forage ou aux travaux dans un puits;

c) les données sur l'équipement, les outils et les installations de contrôle de la pression qui pourraient être utilisés dans le cadre des travaux de forage ou des travaux dans un puits sont à jour;

d) l'équipement, les installations et les procédures sont conformes aux buts visés et le resteront, et le personnel a reçu la formation nécessaire

trained to carry on the work.

(2) An operator shall post a well program authorization at the installation.

10. The Board shall issue a well program authorization when the Board is satisfied that the activity will be conducted safely, without waste and without pollution of the environment.

11. An operator may submit, along with a well program authorization application for the purposes of drilling, information respecting proposed well operations including completion, recompletion, workover, re-entry, suspension or abandonment.

Well Operation Approval

12. An operator applying for a well operation approval or an amendment to a well operation approval shall submit to the Board three copies of an application for a well operation approval or an amendment to a well operation approval, for a specific well, not less than 21 days before the date on which the operations are due to commence.

13. An application for a well operation approval shall include

(a) for the drilling of a well, the well prognosis information as detailed in section 19; and

pour effectuer les travaux.

(2) L'exploitant affiche l'autorisation concernant un programme de travaux dans un puits dans l'installation.

10. L'Office émet l'autorisation concernant un programme de travaux dans un puits lorsqu'il est convaincu que l'activité sera menée de façon sécuritaire, sans produire de déchets ni polluer l'environnement.

11. L'exploitant peut fournir, en même temps que la demande d'autorisation concernant un programme de travaux dans un puits, des renseignements sur les activités proposées liées au puits, notamment la complétion, la remise en production, le reconditionnement, la rentrée, la suspension ou l'abandonnement.

Approbation de travaux dans un puits

12. L'exploitant qui demande une approbation concernant un programme de travaux dans un puits transmet à l'Office trois exemplaires de la demande d'approbation de travaux dans un puits pour un puits donné, au moins 21 jours avant le début des travaux.

13. La demande d'approbation de travaux dans un puits contient

a) dans le cas du forage d'un puits, de l'information sur les pronostics de puits, telle que précisée à l'article 19; et

(b) for the completion, recompletion, workover, suspension or abandonment of any well, the well information as detailed in section 21.

14. An operator may submit relevant information with respect to paragraphs 6(b) and 6(c) with the application submitted for paragraph 6(a).

Separate Well Operations

15. Regardless of section 6, an operator may, without obtaining a well operation approval, conduct a wireline or coiled tubing operation through a christmas tree located above sea level where

- (a) the operation does not
 - (i) alter the completion interval,
 - (ii) adversely affect recovery, or
 - (iii) result in damage to the completion equipment or pressure retaining barriers;
- (b) equipment, operating procedures and qualified persons exist to conduct the wireline or coiled tubing operations as set out in subsection 8(2)); and
- (c) the results of the

b) dans le cas de la complétion, de la remise en production, du reconditionnement, de la suspension ou de l'abandon d'un puits, de l'information sur le puits, telle que précisée à l'article 21.

14. L'exploitant peut fournir les renseignements pertinents visés aux paragraphes 6(b) et 6(c) avec la demande présentée en vertu du paragraphe 6(a).

Travaux isolés dans un puits

15. Sans égard à l'article 6, l'exploitant peut, sans obtenir une approbation de travaux dans un puits, exécuter un travail par câble ou par tube spaghetti au travers d'un arbre de Noël installé au-dessus du niveau de la mer si

- a) les travaux exécutés
 - (i) ne modifient pas l'état d'une intervalle d'achèvement,
 - (ii) n'altèrent pas sérieusement la récupération d'hydrocarbures, ou
 - (iii) n'endommagent pas le matériel de complétion ou les barrières de maintien de la pression;
- b) le matériel, les marches à suivre et les qualifications du personnel effectuant le travail par câble ou par tube spaghetti sont conformes aux exigences du paragraphe 8(2);
- c) le résultats des opérations

operations are reported in the Annual Production Report.

Special Purpose Wells, (or Unique Purpose Wells or Unconventional Wells)

15.1 An operator may drill a well other than for the purpose stated in Parts (a) to (d) in the definition of well as per section 2 of the *Canada Oil and Gas Operations Act*.

15.2 An operator may apply for the drilling of a special purpose well to:

(a) provide for safe drilling operations by determining whether or not there are any potential drilling hazards in the stratigraphic column, or

(b) collect samples from the stratigraphic column to enhance the knowledge base for an exploration program.

15.3 The design of a special purpose well may be submitted to the Board:

(a) as part of a proposed Authority to Drill a Well referred to in section 12, or

(b) a separate Authority to Drill a Well designed for the specific purpose defined in section 15.2.

15.4 Where a special purpose well is proposed as per subsection 15.3(b), the application shall contain the applicable information

est inclus dans le rapport annuel de production.

Puits spécial (ou puits unique ou puits non-conventionnel)

15.1 L'exploitant peut forer un puits pour une raison autre que celle prévue aux alinéas a) à d) de la définition de puits de l'article 2 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

15.2 L'exploitant peut faire une demande pour le forage d'un puits spécial pour

a) obtenir de l'information sur les dangers potentiels pour les opérations de forage qui peuvent être indiqués dans la colonne stratigraphique ce qui permettra des opérations de forage plus sécuritaire,

b) obtenir des échantillons de la colonne stratigraphique qui permettront d'accroître la base de connaissance en vue d'un programme de forage,.

15.3 La conception d'un puits spécial pourra être présentée à l'Office

a) avec la demande d'approbation de forage de puits mentionné à l'article 12, ou

b) comme une demande d'approbation de forage de puits indépendante pour un puits spécial défini à l'article 15.2.

15.4 Lorsqu'un puits spécial en vertu de l'alinéa 15.3b) est proposé, la demande contient l'information requise en vertu de

as per section 12 of the regulations.

15.5 Results from a special purpose well shall have no other purpose than the improving the safety of a well design or to provide additional geological information for the development of an exploration program.

15.6 The final report of a special purpose well shall follow the requirements of section 195, Well History Report or section 196 Test Hole Report.

Approval

16. (1) The Board shall approve a well operation approval application where the Board is satisfied that the activity will be conducted safely, without waste and without polluting the environment.

(2) A well operation approval is subject to the following conditions

(a) the operator must commence the applied for activity within 120 days after the day on which the approval is granted;

(b) the contractor and equipment identified in the application for the well operation approval must be used in the operations.

l'article 12 du présent règlement.

15.5 Les buts d'un puits spécial ne peuvent être que pour obtenir de l'information additionnelle qui permettra un plus grande sécurité avec une meilleur conception de puits ou suite à connaissance pprofondie de la géologie pour la préparation d'un programme de forage.

15.6 Le rapport final d'un puits spécial doit répondre aux exigences de l'article 195, Rapport final du puits ou de l'article 196, Rapports sur les trous d'essai.

Approbation

16. (1) L'Office approuve une demande d'approbation de travaux dans un puits s'il a l'assurance que les travaux seront exécutés en toute sécurité, sans produire de déchets ni polluer l'environnement.

(2) L'approbation de travaux dans un puits est assujettie au respect des conditions suivantes :

a) l'exploitant commence les travaux visés dans les 120 jours suivant la date de délivrance de l'approbation;

b) les travaux sont exécutés par l'entrepreneur spécifié dans la demande d'approbation de travaux dans un puits, à l'aide du matériel et de l'équipement indiqués.

(3) Where a well operation approval has been granted, an operator shall not make any amendment to the well operation unless it is approved by the Board.

17. The Board may suspend or revoke the well operation approval where the safety of operations becomes uncertain owing to

(a) the level of performance of the rig, service or ancillary equipment or any support craft being demonstrably less than the level of performance indicated in the application for a well operation approval submitted by the operator; or

(b) the physical environmental conditions encountered in the area of the activity for which the well operation approval was granted being more severe than those predicted by the operator.

Control of a Well

18. Where immediate action must be taken to avoid losing control of a well, ensure worker safety, protection of the environment or conservation of resources, such action may be taken without the prior consent of the Board.

Well Prognosis

19. An operator shall prepare and submit to the Board a well prognosis as required by paragraph

(3) L'exploitant ne peut apporter de modifications aux travaux relatifs à un puits sans l'accord de l'Office.

17. L'Office peut suspendre ou révoquer l'approbation de travaux dans un puits si la sécurité des travaux ne peut plus être assurée en raison

a) d'un rendement de l'appareil, de l'équipement de service ou auxiliaire ou de véhicule de service nettement inférieur au niveau indiqué dans la demande d'approbation de travaux dans un puits présentée par l'exploitant;

b) de conditions environnementales physiques plus difficiles que celles prévues par l'exploitant pour la zone d'activité visée dans la demande d'approbation de travaux dans un puits.

Contrôle d'un puits

18. Si une mesure immédiate doit être prise pour conserver le contrôle d'un puits, assurer la sécurité des travailleurs, la protection de l'environnement ou la préservation des ressources, cette mesure peut être appliquée sans l'autorisation préalable de l'Office.

Pronostics de puits

19. L'exploitant prépare et présente à l'Office les pronostics de puits visés à l'alinéa 13a),

13(a) that includes

(a) information in respect of all surface or as in the case of an offshore well, all seafloor and subsurface conditions that may affect the drilling of the well;

(b) general information in respect of the proposed well, including

(i) the name and type of well,

(ii) the purpose of well,

(iii) the location, rotary table or kelly bushing elevation, and the elevation of the surface casing flange of the wellhead and the water depth in the case of an offshore well,

(iv) the tentative survey information as described in section 48 and in the case of an onshore well near water the information required under section 20,

(v) the proposed depth of the well, and

(vi) the proposed spud-in date of the well and estimated time required to drill the well,

(c) site survey information in respect of surface or as in the case of an offshore well, seafloor and shallow subsurface

qui comprennent

a) des renseignements relatifs aux conditions du sol ou, dans le cas d'un puits extracôtier, du fond marin et des couches superficielles du fond marin pouvant avoir une incidence sur le forage du puits;

b) les renseignements généraux concernant le puits projeté, notamment

(i) la désignation et le type de puits,

(ii) le but du puits,

(iii) l'emplacement, l'altitude de la table de rotation ou du carré d'entraînement, et celle de la bride du tubage au niveau de la tête du puits et la profondeur de l'eau dans le cas d'un puits extracôtier,

(iv) l'information sur un relevé provisoire, telle que décrite à l'article 48, et, dans le cas d'un puits foré sur terre, près de l'eau, l'information requise en vertu de l'article 20,

(v) la profondeur proposée du puits, et

(vi) la date prévue du démarrage du forage et la durée anticipée pour le forage du puits,

c) les renseignements relatifs aux conditions du sol ou, dans le cas d'un puits extracôtier, du fond marin et des couches

conditions in the vicinity of the well that may affect the safety and efficiency of the operations;

(d) information in respect of the subsurface conditions anticipated at the proposed drill site that may affect the safety and efficiency of the drilling operations including

(i) the depth and thickness of geological formations and the depth of geological markers, along with a lithology summary,

(ii) the depth and nature of formations where problems such as lost circulation zones, over pressured zones, swelling shale zones and permafrost zones are anticipated, including a pore pressure and fracture pressure profile, and

(iii) the well evaluation program including coring, electric logging, mud logging, wireline formation flow, formation flow, well test, drill cuttings and fluid sample plans,

(e) information to demonstrate that the drilling program is suitable for the surface and subsurface conditions described

superficielles du fond marin à proximité du puits, susceptibles d'avoir une incidence sur la sécurité et l'efficacité des travaux;

d) les renseignements relatifs aux conditions du sous-sol prévues à l'emplacement projeté du puits, susceptibles d'avoir une incidence sur la sécurité et l'efficacité des travaux de forage, y compris

(i) la profondeur et l'épaisseur des formations géologiques et la profondeur des repères géologiques, ainsi qu'un sommaire de la lithologie,

(ii) la profondeur et la nature des formations où des difficultés telles que des zones à perte de circulation, de surpression, d'argile gonflante et de pergélisol, y compris un profil de pression d'eau interstitielle et de pression de fracture, et

(iii) le programme d'évaluation du puits, notamment les plans de carottage, de diagraphie électrique, d'analyse des boues de forage, d'essai d'écoulement de formation par câble, d'essai d'écoulement, d'essai de puits et, d'échantillonnage des fluides et déblais de forage,

e) les renseignements permettant d'établir que le programme de forage convient aux conditions du sol et du sous-sol décrites à

in paragraph (d) including

- (i) the proposed drilling procedures,
- (ii) the details of the casing and cementing programs complete with design criteria and calculations,
- (iii) the drilling fluid and solids control plans and procedures, and
- (iv) directional drilling and/or wellbore survey plans (with targets identified), procedures and the equipment to be used, and

(f) such other information as the Board may require.

Location of Onshore Wells Near Water Bodies

20. Where a proposed well is onshore and is to be located within 100 m of the normal high-water mark of a body of water or permanent stream, the operator shall

- (a) prepare a plan to prevent pollution of the water that
 - (i) indicates the elevation of the land and water surfaces adjoining the drill site,
 - (ii) describes any special problems at the drill site,
 - (iii) includes details of the

l'alinéa d), y compris

- (i) les méthodes de forage proposées,
- (ii) la description détaillée du programme de tubage et de cimentation ainsi que les critères et les calculs,
- (iii) les plans et procédés de contrôle des fluides et des solides de forage, et
- (iv) les plans de forage directionnel et/ou des relevés directionnels du trou de sonde (incluant les zones cibles), ainsi que les procédés et le matériel à utiliser, et

f) tout autre renseignement exigé par l'Office.

Emplacement de puits sur terre, près d'un plan d'eau

20. Lorsque le forage d'un puits est prévu à moins de 100 m de la laisse normale des hautes eaux d'un plan d'eau ou d'un cours d'eau permanent, l'exploitant doit

- a) préparer un plan de prévention de la pollution de l'eau qui
 - (i) indique l'altitude des terres et du plan d'eau autour du puits,
 - (ii) décrit tout problème particulier à l'emplacement du puits,
 - (iii) donne les détails de

construction and maintenance of dikes, reservoirs and other installations intended to be constructed, and

(iv) provides particulars in respect of the method to be used to dispose of mud, oil, water or other fluids associated with the proposed drilling operations; and

(b) submit evidence that prior written approval has been obtained of the plan from such regulatory bodies as may have jurisdiction in respect of the drill site.

Well Information

21. (1) An operator shall prepare and submit to the Board well information as required by paragraph 13(b) which includes information in respect of

- (a) the name and type of well;
- (b) a technical description of the well operation, including
 - (i) the objective of the well operation,
 - (ii) a schematic and description of the downhole equipment and tubulars,
 - (iii) a schematic of, and relevant engineering data on, the current christmas tree and production control system,

construction et d'entretien des digues, réservoirs et autres installations prévues,

(iv) décrit la méthode envisagée pour éliminer les boues, le pétrole, l'eau et les autres fluides produits lors des travaux de forage;

b) fournir la preuve qu'il a préalablement obtenu l'approbation écrite du plan de la part des organismes de réglementation ayant juridiction à l'emplacement du puits.

Renseignements sur le puits

21. (1) Conformément à l'alinéa 13(b), l'exploitant transmet les renseignements qui suivent à l'Office :

- a) la désignation et le type du puits;
- b) la description technique des travaux projetés, y compris
 - (i) le but des travaux visant ce puits,
 - (ii) le schéma et la description du matériel tubulaire et de l'équipement de fond de trou,
 - (iii) le schéma et les données techniques pertinentes de l'arbre de Noël et du système de contrôle de la production existants,

(iv) the shut-in wellhead and bottomhole pressures,

(v) a description of the fluid type and density;

(vi) the procedures proposed for the well operation.

(2) Where an operator proposes to suspend or abandon a completion interval in a well, the operator shall submit all information described in section 129 to the Board.

Development Plan

22. No operator shall develop a pool or field or initiate a pilot scheme, except in accordance with the approved development plan.

23. In addition to any approval requirements the Board deems appropriate pursuant to subsection 5.1(4) of the Act, an operator shall apply for the approval of an amendment to the approved development plan in accordance with subsection 5.1(5) of the Act, where

(a) the operator proposes to

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

(iv) les pressions de l'espace annulaire en tête de puits et au fond du trou au moment de la fermeture du puits,

(v) la description du type et de la densité des fluides,

(vi) les marches à suivre proposées en vue de l'exécution des travaux se rapportant à ce puits.

(2) L'exploitant qui désire suspendre ou abandonner un intervalle d'achèvement transmet, à l'Office, tous les renseignements indiqués à l'article 129.

Plan de mise en valeur

22. Nul ne peut mettre en valeur un gisement ou un champ ou entreprendre un projet-pilote à moins de se conformer au plan de mise en valeur approuvé.

23. Outre les exigences en matière d'approbation que l'Office juge appropriées aux termes du paragraphe 5.1(4) de la Loi, l'exploitant doit, conformément au paragraphe 5.1(5) de la Loi, demander l'approbation d'un plan modifié de mise en valeur du gisement ou du champ dans l'un des cas suivants :

a) il souhaite :

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

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

(iii) initiate, in the pool or field, a pilot scheme or reservoir depletion scheme that differs from the one set out in the approved development plan;

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

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

Production Operations Authorization

24. (1) No operator shall commence the production of oil or gas from a pool or field without a production operations authorization for that pool or field.

(2) Regardless of subsection (1), a production operations authorization is not required in respect of activities related to

(a) formation flow testing

(ii) apporter des changements ou des ajouts importants aux installations de production existantes, ou

(iii) mettre en oeuvre, dans le gisement ou le champ, un projet-pilote ou un schème de tarissement du réservoir qui diffère de ce qui avait été prévu dans le plan de mise en valeur approuvé;

b) le rendement du gisement ou de nouveaux renseignements géologiques montrent la nécessité d'utiliser une autre méthode de récupération afin de récupérer la plus grande part possible des réserves de pétrole et de gaz contenues dans ce gisement ou ce champ;

c) 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.

Autorisation concernant des travaux de production

24. (1) L'exploitant ne peut mettre un gisement ou un champ de pétrole ou de gaz en production sans avoir préalablement obtenu une autorisation concernant des travaux de production pour ce gisement ou ce champ.

(2) Sans égard au paragraphe (1), une autorisation concernant des travaux de production n'est pas exigée pour les activités liées

a) aux essais d'écoulement

referred to in section 107;

(b) extended formation flow test referred to in section 5.6 of the Act; or

(c) a well test referred to in section 112.

(3) Before an operator commences production of oil and gas from a pool or field, the operator shall submit a survey to the Board showing the location of the production site.

25. (1) An operator applying for a production operations authorization or an amendment to a production operations authorizations shall submit to the Board three copies of an application in the form referred to in section 5.1 of the Act.

(2) A production operations authorization is subject to the following requirements, that

(a) in the case of an offshore production site, a valid certificate of fitness, is issued in respect of the offshore production installation, including any hybrid offshore installation, used for the production operation;

(a.1) a declaration from the operator that the equipment, installations, and procedures are fit for the purposes intended and that they will be maintained as such and that the persons are trained to carry out

mentionnés à l'article 107;

b) aux essais d'écoulement prolongés mentionnés au paragraphe 5.(6) de la Loi;

c) à un essai de puits mentionné à l'article 112.

(3) Avant de commencer la production d'un gisement ou d'un champ de pétrole et de gaz, l'exploitant soumet l'Office un relevé d'arpentage de l'emplacement de production.

25. (1) L'exploitant qui demande une autorisation concernant des travaux de production ou une modification d'une autorisation concernant des travaux de production transmet à l'Office trois exemplaires de la demande visée à l'article 5.1 de la Loi.

(2) L'autorisation concernant des travaux de production est assujettie aux exigences suivantes :

a) dans le cas d'un emplacement de production extracôtier, un certificat de conformité valide est délivré concernant l'installation de production extracôtière, y compris toute installation extracôtière hybride qui seront utilisées durant les travaux de production;

(a.1) une déclaration de l'exploitant à l'effet que l'équipement, les installations et les marches à suivre sont conformes aux buts visés et le resteront et que les employés ont reçu la formation nécessaire

the work;

(b) in the case of an onshore production site, verification, by a third party, of the design and construction of the production installation;

(c) an approved safety plan including all amendments to the plan;

(d) an approved environmental protection plan including all amendments to the plan;

(e) where applicable, an approved ice management plan;

(f) an approved flow system and flow calculation procedure and allocation procedure; and

(g) the operator conducts the production operations in accordance with the plans, and all amendments to the plans, referred to in paragraphs (c), (d) and (e) and in accordance with all approvals granted pursuant to these Regulations.

(3) Where a production operations authorization has been issued, an operator shall not make an amendment to the production operations unless it is authorized by the Board.

Conditions of Approval

26. (1) Where the Board grant an approval, the approval may be granted subject to such conditions

pour exécuter les travaux;

b) dans le cas d'un emplacement de production terrestre, la vérification par une tierce partie, des plans et la construction de l'installation de production;

c) un plan approuvé de sécurité incluant toutes les modifications du plan;

d) un plan approuvé de protection de l'environnement incluant toutes les modifications du plan;

e) un plan approuvé de gestion des glaces, le cas échéant;

f) un système d'écoulement approuvé et un mode de calcul de l'appareillage d'écoulement et la méthode de répartition applicable;

g) l'exploitant exécute les travaux de production conformément aux plans et aux modifications visés aux alinéas c), d) et e), et aux approbations accordées en vertu du présent règlement.

(3) Aucune modification ne peut être apportée aux travaux de production à moins que cette modification ne soit autorisée par l'Office.

Conditions de l'approbation

26. (1) L'Office peut assortir l'approbation des conditions jugées nécessaires en matière de

relating to safety, protection of the natural environment or conservation of oil or gas.

(2) An operator shall comply with any condition imposed under subsection (1).

(3) The Board may suspend or revoke any approval referred to in subsection (1) for a failure to comply with or a contravention of any condition subject to which the approval was granted.

24.1. No person shall tamper with, activate without cause or misuse any safety protection equipment.

PART II — PLANS

Operating Manuals

27. (1) An operator shall prepare an operating manual for all normal drilling operations, well operations and production operations carried out by the operator and for all abnormal conditions or situations that can be reasonably anticipated during these operations.

(2) An operating manual shall include the relevant data on equipment, tools, and pressure control facilities that may be used in conducting the operations.

28. An operator shall ensure that a copy of the operating manual referred to section 27 is readily accessible at each site

sécurité, de protection du milieu naturel ou de rationalisation de l'exploitation du pétrole ou du gaz.

(2) L'exploitant est assujetti au respect des conditions énoncées au paragraphe (1).

(3) L'Office peut suspendre ou révoquer l'approbation visée au paragraphe (1) si les conditions dont elle est assortie ne sont pas respectées.

24.1 Nul ne doit altérer ni faire fonctionner sans motif l'équipement de sécurité.

PARTIE II — PLANS

Manuels de fonctionnement

27. (1) L'exploitant prépare un manuel de fonctionnement pour toutes les procédures courantes visant les travaux de forage, relatif à un puits et de production effectués par l'exploitant, et de même que pour toutes les conditions ou les situations inhabituelles raisonnablement prévisibles dans le cadre de ces travaux.

(2) Le manuel de fonctionnement inclut les données pertinentes sur l'équipement, les outils et les installations de contrôle de la pression qui peuvent être utilisés lors de ces travaux.

28. L'exploitant veille à ce qu'un exemplaire du manuel de fonctionnement visé à l'article 27 soit facilement accessible à

and on each installation where well and production operations are being carried out.

chaque emplacement de forage et à chaque installation où doivent se dérouler des travaux relatifs à un puits et des travaux de production.

Safety, Environmental Protection and Ice Management Plans

29. (1) An operator shall develop and submit to the Board a safety plan and any amendment to the plan that provides for all matters related to the safety and health of persons and the integrity of an installation and that includes

(a) a statement of the operator's safety management policy and a description of the procedures established to ensure its effectiveness;

(b) a summary of the results of all studies undertaken to identify hazards and to assess risks to the installation and means to mitigate those risks;

(c) a description of the features incorporated in the design of the installation and of the equipment provided to eliminate hazards and reduce risks to the safety and health of persons;

(d) a description of the procedures established and the manuals provided for the safe operation and maintenance of the installation;

Plans de sécurité, de protection de l'environnement et de gestion des glaces

29. (1) L'exploitant élabore et soumet à l'approbation de l'Office un plan de sécurité, accompagné de toutes les modifications qui s'y rapportent, traitant de tous les aspects de la santé et de la sécurité du personnel et de l'intégrité d'une installation, qui inclut en outre :

a) l'énoncé de la politique de gestion en matière de sécurité de l'exploitant et la description des marches à suivre adoptées pour assurer son efficacité;

b) un résumé des résultats de toutes les études réalisées en vue de repérer les dangers et d'évaluer les risques pour l'installation, et les moyens d'atténuer ces risques;

c) la description des facteurs pris en compte dans les plans de l'installation et le choix du matériel installé pour éliminer les dangers et pour réduire les risques pour la santé et la sécurité du personnel;

d) la description des marches à suivre établies et des manuels fournis en vue d'assurer l'entretien et l'exploitation de l'installation en toute sécurité;

- (e) the standards adopted for the training of persons employed and a description of the experience of these persons;
- (f) a description of the command structure on the installation and for the operator's base and their relationship to each other;
- (g) contingency plans for response to and mitigation of accidental events affecting the health and the safety of persons at the installation, or the integrity of the installation;
- (h) a description of the physical environmental monitoring equipment; and
- (i) in the case of an offshore installation, the distance from the production installation, at which the standby vessel referred to in section 126 shall remain during normal operations.
- (2) An operator shall develop and submit to the Board an environmental protection plan and any amendment to the plan that provides for the protection of the natural environment and that includes
- (a) a description of the program established to monitor and the measures adopted to minimize or mitigate the effect on the natural environment of routine operations on an installation;
- e) les normes établies relativement à la formation des membres du personnel et la description de leur expérience;
- f) la description de la structure de commandement sur l'installation et à la base de l'exploitant et leur rapport l'une avec l'autre;
- g) les plans d'intervention d'urgence en cas d'accident qui met en danger la santé et la sécurité du personnel ou l'intégrité de l'installation et les plans d'atténuation des répercussions;
- h) la description du matériel de surveillance de l'environnement physique;
- i) dans le cas d'une installation extracôtière, la distance à laquelle le navire de secours visé à l'article 126 doit se trouver de l'installation de production pendant les travaux courants.
- (2) L'exploitant élabore et soumet à l'Office un plan de protection de l'environnement, accompagné de toutes les modifications qui s'y rapportent, prévoyant la protection du milieu naturel, qui contient en outre
- a) la description du programme établi pour assurer une surveillance environnementale et les mesures adoptées pour réduire le plus possible ou atténuer les répercussions des travaux courants sur le milieu naturel d'une installation;

- (b)** contingency plans for response to, and mitigation of, the accidental spill of oil and gas or hazardous substances;
- (c)** a description of equipment and procedures for treatment, handling and disposal of waste material;
- (d)** compliance monitoring programs to ensure that the composition of spilled waste material is in accordance with the limits specified in the environmental protection plan;
- (e)** a summary of the chemical substances intended for use in operations and maintenance on the installation; and
- (f)** plans for environmental restoration of the site following abandonment.
- (3)** Where there may be pack sea ice, drifting icebergs or ice islands at the drilling or production site, an operator shall develop and submit, to the Board, an ice management plan and any amendment to the plan that provides for the protection of the installation and that includes systems in respect of ice detection, surveillance, data collection, reporting, forecasting and, where appropriate, avoidance or deflection.
- b)** les plans d'intervention prévus pour confiner un éventuel déversement de pétrole, de gaz ou d'autres matières dangereuses et pour en atténuer les répercussions;
- c)** la description des marches à suivre et de l'équipement utilisés pour le traitement, la manutention et l'élimination des déchets;
- d)** les programmes d'assurance de la conformité établis en vue de garantir que la composition des matières résiduelles déversées est conforme aux limites prescrites dans le plan de protection de l'environnement;
- e)** un résumé des substances chimiques que l'on prévoit utiliser pour les travaux d'exploitation et d'entretien de l'installation;
- f)** les plans de remise en état de l'environnement à l'emplacement après l'abandon du puits.
- (3)** En cas de présence possible de banquise, d'icebergs à la dérive ou d'îles de glace à l'emplacement de forage ou de production, l'exploitant doit élaborer et soumettre à l'Office un plan de gestion des glaces, accompagné de toutes les modifications qui s'y rapportent, prévoyant la protection de l'installation, qui comprend en outre des systèmes de détection des glaces, de surveillance, de collecte des données, d'établissement de rapports, de

prévision et, le cas échéant, d'évitement ou de déviation des glaces.

(4) The plans submitted pursuant to subsections (1), (2) and (3) shall address abnormal conditions and emergencies that can reasonably be anticipated, including

(a) serious injury, persons overboard or loss of life;

(b) collisions;

(c) loss of well control;

(d) forecast or actual physical environmental conditions that may result in loads or load effects on the installation in excess of those for which it was designed;

(e) spills;

(f) fire;

(g) explosions;

(h) damage to or loss of support craft;

(i) the loss or disablement of any installation;

(j) a situation requiring the drilling of a relief well; and

(k) any other abnormal condition that can be reasonably anticipated to significantly increase the risk to persons at

(4) Les plans soumis conformément aux paragraphes (1), (2) et (3) tiennent compte des conditions inhabituelles et des situations d'urgence raisonnablement prévisibles, y compris

a) les blessures graves, les personnes par-dessus bord et les décès;

b) les collisions;

c) la perte de contrôle d'un puits;

d) les conditions environnementales prévues ou réelles qui peuvent occasionner des charges supérieures aux charges nominales de l'ouvrage;

e) les déversements;

f) les incendies;

g) les explosions;

h) les dommages au véhicule de secours ou la perte de celui-ci;

i) la perte ou la mise hors d'état d'une installation;

j) une situation requérant le forage d'un puits de secours;

k) toute autre condition inhabituelle qu'on peut raisonnablement prévoir qui augmentera sensiblement les

an installation.

(5) The Board shall approve the safety plan submitted pursuant to subsection (1), including any amendments to the plan, where adherence to the plan will ensure the safety, health and training of persons on board the installation and preservation of the integrity of the installation.

(6) The Board shall approve the environmental protection plan submitted pursuant to subsection (2), including any amendments to the plan, where adherence to the plan will provide for the protection of the natural environment.

(7) The Board shall approve the ice management plan submitted pursuant to subsection (3), including any amendments to the plan, where adherence to the plan will ensure the safety of persons on board the installation and preservation of the integrity of the installation.

(8) An operator shall ensure that a copy of every plan approved pursuant to subsections (5), (6) and (7) is

(a) kept at the installation; and

(b) available for examination on request by any person at the installation.

(9) An operator shall update the inventory of equipment described in each plan approved pursuant to subsections (5), (6) and (7) and

risques pour le personnel présent dans une installation.

(5) L'Office approuve le plan de sécurité soumis conformément au paragraphe (1), avec les modifications qui s'y rapportent, dans la mesure où son application garantit la sécurité, la santé et la formation du personnel, ainsi que la préservation de l'intégrité de l'installation.

(6) L'Office approuve le plan de protection de l'environnement soumis conformément au paragraphe (2), avec les modifications qui s'y rapportent, dans la mesure où son application garantit la protection du milieu naturel.

(7) L'Office approuve le plan de gestion des glaces soumis conformément au paragraphe (3), avec les modification qui s'y rapportent, dans la mesure où son application garantit la sécurité du personnel de l'installation et protège l'intégrité de l'installation.

(8) L'exploitant veille à ce qu'un exemplaire de chaque plan approuvé conformément aux paragraphes (5), (6) et (7)

a) soit conservé sur l'installation;

b) puisse être consulté sur demande par toute personne sur l'installation.

(9) L'exploitant tient à jour la liste du matériel spécifié dans chaque plan approuvé conformément aux paragraphes (5), (6) et (7) et

shall submit the updated inventory to the Board within 45 days after the completion of any significant modification of or major repairs to any major component of the equipment.

(10) The plans submitted pursuant to subsections (1), (2) and (3) shall provide for coordination with any relevant municipal, provincial or federal emergency response plan.

(11) An operator shall ensure that all equipment required by the plans approved pursuant to subsections (5), (6) and (7) is available for use and in an operable condition.

(12) The operator must conduct all operations in accordance with the plans referred to in subsections (1), (2) and (3).

Simultaneous Drilling, Production and Construction Operations

30. An operator shall include in the safety plan submitted pursuant to subsection 29(1) procedures to ensure the protection of the environment and the safety of persons on board an offshore production installation or an artificial island, where the operator intends to conduct simultaneously with the production of oil and gas

(a) the drilling and completion of a well;

(b) a well operation; or

soumet la liste à jour à l'Office dans les 45 jours suivant l'exécution de toute modification ou de toute réparation majeure de l'un des composants principaux du matériel en question.

(10) Les plans soumis conformément aux paragraphes (1), (2) et (3) comprennent des mesures permettant leur coordination avec tout plan d'urgence municipal, provincial ou fédéral pertinent.

(11) L'exploitant vérifie que la totalité du matériel requis selon les plans approuvés conformément aux paragraphes (5), (6) et (7) est en état de marche et pourra être utilisé au besoin.

(12) L'exploitant exécute tous les travaux conformément aux plans visés aux paragraphes (1), (2) et (3).

Travaux concurrents de forage, de production et de construction

30. L'exploitant prévoit des mesures visant à assurer la protection de l'environnement et la sécurité des personnes à bord d'une installation de production extracôtière ou sur une île artificielle dans le plan de sécurité soumis conformément au paragraphe 29(1) lorsqu'il entend mener concurremment avec les travaux de production de pétrole et de gaz l'une ou l'autre des activités suivantes :

a) le forage et la complétion d'un puits;

b) des travaux relatifs à un puits;

(c) a construction or related activity.

Safety Zone

31. (1) For the purposes of this section, the safety zone around an offshore installation consists of

(a) the area within a line enclosing and drawn at a distance of 500 m from the perimeter of the installation; and

(b) the area within a line enclosing and drawn at a distance of 50 m from the anchor pattern, if any, of the installation.

(2) Every operator shall take all reasonable measures to warn persons who are in charge of vessels and aircraft and who are not authorized to enter the safety zone, of the boundaries of the safety zone.

PART III — GENERAL PROVISIONS

Availability of Regulations

32. An operator shall keep a copy of these Regulations at the site and make them available for examination at the request of any person.

33. An operator shall ensure the well program authorization and a well operation approval or a copy are displayed in a prominent place at an installation to which they apply.

c) des travaux de construction ou des travaux connexes.

Zone de sécurité

31. (1) Aux fins du présent article, la zone de sécurité autour d'une installation extracôtière est constituée de :

a) la superficie se trouvant dans un rayon de 500 m du périmètre de l'installation;

b) la superficie se trouvant dans un rayon de 50 m du réseau d'ancres de l'installation, le cas échéant.

(2) L'exploitant prend toutes les mesures raisonnables pour aviser les responsables de navires ou d'aéronefs qui ne sont pas autorisés à pénétrer à l'intérieur de la zone de sécurité des limites de cette dernière.

PARTIE III — DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Disponibilité du règlement

32. L'exploitant veille à ce qu'un exemplaire du présent règlement soit conservé à l'emplacement et soit mis à la disposition de quiconque en fait la demande.

33. L'exploitant veille à ce que l'autorisation concernant un programme de travaux dans un puits et l'approbation de travaux dans un puits, ou une copie, soit affiché bien en vue sur l'installation à laquelle ces

documents s'appliquent.

Operations

34. An operator shall ensure that

(a) any well operation is conducted in a manner that maintains full control of the well at all times;

(a1) where there is loss of control of a well at an offshore production installation, all other wells at the offshore production installation are shut in until the well that is out of control is secured;

(b) plans have been made and equipment is available to deal with all situations that may be anticipated;

(c) the administrative and logistic support that is provided for drilling, well or production operations includes

(i) transportation facilities suitable for the area of operations,

(ii) accommodation for persons,

(iii) first aid facilities,

(iv) storage and repair facilities, and

(v) the communication systems

Travaux

34. L'exploitant veille à ce que :

a) tous les travaux dans un puits sont effectués de façon que le puits soit entièrement sous contrôle en tout temps;

(a1) en cas de perte de contrôle d'un puits à une installation de production extracôtière, l'exploitant doit, jusqu'à ce que le puits ne présente plus de danger, fermer les obturateurs de tous les autres puits de l'installation;

b) des plans d'intervention ont été établis et l'équipement nécessaire est disponible pour remédier à toute situation inhabituelle prévisible;

c) le soutien administratif et logistique prévu pour les activités de forage, les travaux de production ou dans un puits comprennent :

(i) des services de transport adéquats à la région des travaux;

(ii) logement pour les personnes;

(iii) les aménagements de premiers soins;

(iv) des aménagements d'entreposage et des ateliers de réparation;

(v) les systèmes de

referred to in section 128;

(d) at the end of each crew shift, the retiring crew at any installation informs the new crew of

(i) any mechanical deficiencies that have not been rectified during the shift; and

(ii) of any down-hole conditions or other problems that could have a bearing on the safe conduct of drilling, well or production operations; and

(e) differences in language or other barriers to effective communication do not jeopardize the safety of operations on any installation or support craft.

34.1 An operator shall ensure that equipment and related machinery used at an installation are used or operated within the limits specified by the manufacturer of the equipment.

34.2 Every operator shall take all reasonable precautions for the protection of personnel and equipment from naturally-occurring and man-made hazards in the area specified in the Authorization issued to that operator.

communication visés à l'article 128;

d) à chaque changement d'équipe de travail, l'équipe qui quitte l'installation informe la nouvelle équipe

(i) de tout problème mécanique non corrigé durant le quart de travail;

(ii) de toute condition en fond de trou ou autre situation susceptible de compromettre la sécurité des activités de forage, des travaux de production ou dans puits;

e) la sécurité des opérations de l'installation ou à bord du véhicule de service n'est pas compromise du fait d'une mauvaise communication due à des obstacles linguistiques ou autres.

34.1 L'exploitant d'une installation doit s'assurer que l'équipement et la machinerie connexe qui y sont utilisés soit exploités et utilisés dans les limites de fonctionnement établies par le fabricant de l'équipement.

34.2 L'exploitant doit prendre toutes les précautions raisonnables pour protéger le personnel et le matériel contre les dangers d'origine naturelle ou ceux provoqués par l'homme à l'intérieur de la région désignée dans l'autorisation émise à l'exploitant.

Safety and Environmental Protection Drills

35. An operator shall ensure that

(a) all persons employed and visitors on a site are familiar with personal safety and evacuation procedures in respect of an installation and with their responsibilities under the contingency plans;

(b) all crew and other persons employed on an installation or site have received instructions in respect of their duties in the event of an oil spill; and

(c) a field practice exercise of oil spill countermeasures is held at least once in each year that the operator is engaged in a drilling, well or production operation or on such frequency as specified in the environmental protection plan.

Quantities of Consumables

36. An operator shall ensure that sufficient quantities of fuel, fuel for emergency generators, potable water, spill containment, safety related chemicals, drilling fluid materials, cement and other consumables are stored at an installation to meet any normal and foreseeable emergency

Exercices de sécurité et de protection de l'environnement

35. L'exploitant veille à ce que

a) tout le personnel et tous les visiteurs qui se trouvent dans un emplacement connaissent bien les consignes de sécurité personnelle et les procédures d'évacuation applicables à l'installation, ainsi que les responsabilités qui leur incombent selon les plans d'intervention en cas d'urgence;

b) tous les membres de l'équipe et les autres employés de l'installation ou de l'emplacement aient reçu des directives quant à leurs fonctions en cas de déversement d'hydrocarbures;

c) un exercice d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures soit tenu au moins une fois par année au cours de laquelle il effectue des travaux de forage, de production ou dans un puits, ou à la fréquence précisée dans le plan de protection de l'environnement.

Stocks de produits consommables

36. L'exploitant s'assure que l'installation dispose de stocks suffisants de combustible, de carburant pour les génératrices d'urgence, d'eau potable, de produits de confinement des déversements, de substances chimiques liées à la sécurité, de matériel de fluides de forage, de ciment et autres produits consommables pour répondre aux

condition.

besoins en conditions normales et dans toute autre situation d'urgence prévisible.

Bulk Handling of Fuel and Consumables

Manutention en vrac du combustible et des produits consommables

37. An operator shall ensure that

37. L'exploitant veille à ce que :

(a) drilling fluid additives are

a) les additifs aux fluides de forage sont

(i) stored and handled in a manner that minimizes their deterioration and prevents damage to the natural environment, and

(i) stockés et manutentionnés de façon à limiter leur détérioration et à prévenir tout dommage à l'environnement;

(ii) where bulk transfer systems are not used, packaged in properly labelled containers;

(ii) emballés dans des récipients bien étiquetés, s'ils ne sont pas transférés en vrac;

(b) liquid fuel and oils are transported, transferred and stored in a closed system;

b) les combustibles liquides et les huiles sont transportés, transférés et stockés dans des contenants fermés;

(c) liquid fuel stored at or above deck level is contained in a closed and properly vented container that is properly isolated from the well-bore;

c) les combustibles liquides entreposés sur ou au-dessus du pont sont stockés dans un contenant fermé et bien aéré, à une distance raisonnable du puits;

(d) all reasonable precautions are taken to avoid spillage while transferring fuel at an installation;

d) toutes les précautions raisonnables sont prises pour éviter les déversements de combustible lors du transfert vers une installation;

(e) when a fuel transfer referred to in paragraph (d) is completed, the transfer hoses used in the transfer are drained and both hose-ends are securely plugged; and

e) après un transfert de combustible visé à l'alinéa d), les flexibles de transfert sont vidés puis bouchés;

(f) bulk fuel storage containers located onshore for use at a onshore drill site are surrounded by an impermeable dike of sufficient height and strength to contain within its perimeter all the fuel in the storage containers.

Handling of Waste Material and Oil

38. (1) An operator shall ensure that all waste material, drilling fluid and drill cuttings generated at a drill or production site

(a) are treated, handled and disposed of in accordance with the environmental protection plan; and

(b) do not create a hazard to safety, health of persons or to the environment.

(2) An operator shall ensure that

(a) where an oil spill occurs, no countermeasures of a chemical nature are used without the approval of the Board unless, during the delay required to obtain the approval, there is a severe threat to the safety of persons, property or the natural environment that can be lessened by such countermeasures; and

(b) in respect of a well that is offshore

(i) any waste fuel, oil or lubricant is collected in a closed system that is

f) les réservoirs terrestres de stockage de combustible en vrac pour fins d'utilisation à un emplacement de forage terrestre sont entourés d'une digue imperméable de hauteur et de résistance suffisantes pour contenir la totalité du contenu des réservoirs.

Manutention des déchets solides et du pétrole

38. (1) L'exploitant veille à ce que tous les déchets, fluides de forage et déblais de forage produits à un emplacement de forage ou de production

a) soient traités, manutentionnés et éliminés conformément au plan de protection de l'environnement;

b) ne soient pas préjudiciables à la sécurité et à la santé publiques ni à l'environnement.

(2) L'exploitant veille à ce que

a) en cas de déversement de pétrole, aucun moyen d'intervention chimique ne soit mis en oeuvre sans l'approbation de l'Office sauf si la menace grave pour la sécurité publique, les biens matériels ou le milieu naturel puisse être amoindrie pendant le délai requis par cette approbation;

b) dans le cas d'un puits extracôtier,

(i) le combustible, le pétrole ou les lubrifiants résiduels soient recueillis dans des contenants fermés

designed for the purpose, and

(ii) any stored waste oil or oily material, not burned at the site, is transported and disposed of according to the environmental protection plan.

(3) An operator shall ensure that

(a) all sewage, galley and other domestic waste that might contribute to pollution is disposed of according to the environmental protection plans;

(b) combustible trash is not burned at a drill or production site except where precautions are taken to ensure that the fire does not endanger persons or the safety of the well;

(c) any spent acid or excess acid is disposed of in a manner approved by the Board; and

(d) in respect of a well that is offshore, all non-combustible trash, including glass, wire, scrap metal and plastics, is transported and disposed of according to the environmental protection plan.

Produced Water

39. (1) No operator shall operate a system for the disposal of produced water at sea, unless

conçus à cette fin, et

(ii) les huiles usées ou toute matière huileuse qui ne sont pas brûlés sur l'emplacement, soient transportés et éliminés conformément au plan de protection de l'environnement.

(3) L'exploitant veille à ce que

a) les eaux usées, déchets de cuisine et autres déchets ménagers susceptibles d'engendrer une pollution soient éliminés conformément au plan de protection de l'environnement;

b) aucun déchet solide ne soit brûlé à l'emplacement de forage ou de production à moins que les précautions ne soient prises pour s'assurer que le feu ne présente aucun danger pour la sécurité du puits ou des personnes;

c) les acides excédentaires ou usés soient éliminés d'une façon approuvée par l'Office;

d) dans le cas d'un puits extracôtier, tous les rebuts non combustibles, y compris le verre, les fils, la ferraille et les plastiques, soient transportés et éliminés conformément au plan de protection de l'environnement.

Eaux extraites

39. (1) Il est interdit à l'exploitant d'utiliser un système de rejet de l'eau produite à la

the system is designed and maintained to ensure that the average oil content of the water does not exceed any monthly average or maximum daily volume specified in a requirement of the production operations authorization.

(3) The operator of an installation shall institute appropriate sampling and analysis procedures to ensure that the quality of produced water meets any quality specified in a requirement of the production operations authorization.

(4) No operator shall dispose of produced water onto the land surface or into bodies of fresh water.

(5) No operator shall dispose of produced water from a well at an onshore drilling or production site by evaporation in unlined surface pits unless the water is evaporated

(a) at a location 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 a requirement of the production operations authorization.

(6) An operator shall submit to the Board an application for the underground disposal of produced water.

mer, si ce système n'est pas conçu et entretenu de manière à assurer que la teneur moyenne en pétrole de l'eau ne dépasse pas la moyenne mensuelle ou le volume quotidien maximum spécifié dans les exigences de l'autorisation concernant des travaux de production.

(3) L'exploitant d'une installation doit mettre en oeuvre des méthodes appropriées d'échantillonnage et d'analyses afin de garantir que la qualité de l'eau produite est conforme aux exigences de l'autorisation concernant des travaux de production.

(4) Il est interdit à l'exploitant de rejeter l'eau produite à la surface des terres ou dans des étendues d'eau douce.

(5) Il est interdit à l'exploitant d'éliminer par évaporation dans des fosses non revêtues l'eau produite d'un puits à un emplacement de forage ou de production terrestre, sauf si

a) la nature même du sol empêche la contamination des eaux souterraines;

b) la quantité et la durée ne dépassant pas celles précisées dans les exigences de l'autorisation concernant des travaux de production.

(6) Pour éliminer l'eau produite dans une formation souterraine, l'exploitant doit présenter une demande à cet effet à l'Office.

(7) The Board shall approve a scheme for the underground disposal of produced water where the implementation of such a scheme avoids surface pollution or is a scheme that assists the pressure maintenance of a pool.

Moving Mobile Offshore Installation

40. (1) An operator shall ensure that the anchor of any mobile offshore installation used in a drilling, well or a production program is not set or retrieved when weather or sea conditions are such as to render such operations unsafe.

(2) An operator shall ensure that all drill pipe, drill collars, marine risers or other equipment and any consumables stored on the deck of any mobile offshore installation used in a drilling, well or production program is securely tied down during a move or during any adverse weather conditions.

Suspension of Operations

41. (1) An operator shall ensure that any operation shall cease as soon as possible where the continuation of that operation

(a) causes or may cause pollution; or

(b) endangers or may endanger the safety of persons, the security of the well or the

(7) l'Office approuve un plan d'élimination souterraine de l'eau produite s'il juge que ce plan prévient toute pollution en surface ou aide à maintenir la pression d'un gisement.

Déplacement d'une installation extracôtière mobile

40. (1) L'exploitant veille à ce que l'ancre de toute installation extracôtière mobile utilisée dans le cadre d'un programme de forage, de production ou de travaux dans un puits ne soit pas mise en place ni retirée lorsque les conditions météorologiques ou l'état de la mer peuvent rendre cette opération dangereuse.

(2) L'exploitant veille à ce que les tiges de forage, les masses-tiges, les risers ou autres matériels et produits consommables entreposés sur le pont d'une installation extracôtière mobile utilisée dans un programme de forage, de production ou de travaux dans un puits soient bien arrimés au cours d'un déplacement ou au cours de toutes conditions météorologiques défavorables.

Cessation des travaux

41. (1) L'exploitant cesse les travaux le plus tôt possible lorsqu'il constate que ceux-ci

a) causent ou sont susceptibles de causer de la pollution;

b) menacent ou sont susceptibles de menacer la sécurité publique ou celle du puits ou de

safety of the installation.

(2) Where an operation has ceased pursuant to subsection (1), an operator shall ensure that operation is not resumed until it can be resumed safely and without causing pollution.

(3) Unless ceasing any directly related drilling, well or production operation places persons or equipment at greater risk of injury or additional damage, an operator shall ensure that any operation is ceased where

- (a) there is an inability to maintain well control;
- (b) a serious injury or fatal accident or serious damage to equipment has occurred;
- (c) a failure of any major component of the blowout prevention system, casing or drilling fluid system has occurred;
- (d) there is an inability to maintain the properties, volume or circulation rate of the drilling, completion or workover fluids as required by these Regulations;
- (e) there is an inability to maintain on location the amounts of consumables required by section 37;
- (f) an uncontrolled fire has

l'installation.

(2) S'il cesse des travaux pour l'une ou l'autre des raisons indiquées au paragraphe (1), l'exploitant ne peut les reprendre que lorsqu'il aura établi qu'il peut le faire en toute sécurité et sans causer de pollution.

(3) À moins que l'interruption de tout travail directement lié au forage, à la production ou aux travaux dans un puits ne fasse courir un risque plus grand de blessure ou de dommage additionnel à l'équipement, l'exploitant veille à ce que les travaux soient interrompus dans les situations suivantes :

- a) impossibilité de contrôler le puits;
- b) blessure grave, accident mortel ou dommages importants au matériel;
- c) défaillance de l'un des éléments principaux du bloc d'obturation du puits, du tubage ou du circuit du fluide de forage;
- d) impossibilité de contrôler les propriétés, le volume ou la vitesse de circulation des fluides de forage, de complétion ou de reconditionnement spécifiés dans le présent règlement;
- e) incapacité de stocker sur les lieux les quantités de produits de forage exigées à l'article 37;
- f) incendie non maîtrisé;

occurred;

(g) a loss of a significant portion of the primary power has occurred;

(h) there is an inability to safely handle tubulars or heavy equipment necessary for the operation in progress;

(i) there is an inability to keep an offshore installation within its intended operating position;

(j) there is excessive motion of an offshore installation caused by sea state, ice movement or weather conditions;

(k) there is a serious and imminent threat of ice or icebergs; or

(l) an offshore installation is anchored, the tension on any anchor exceeds the values established when the anchor was set.

(4) Where operations are suspended in accordance with subsection (3), the operator shall not resume operations until the conditions cease to exist or variables are back within the allowable design limits.

Decommissioning

42. No operator shall decommission a production installation at a pool or field other than in accordance with the

g) perte d'une partie importante de l'énergie électrique primaire;

h) incapacité de manoeuvrer en toute sécurité le tubage ou tout matériel lourd nécessaire pour l'exécution des travaux en cours;

i) incapacité de maintenir une installation extracôtière à l'intérieur de ses limites d'exploitation;

j) déplacement excessif de l'installation extracôtière causé par l'état de la mer, le mouvement des glaces ou les conditions météorologiques;

k) danger grave et imminent associé aux glaces ou aux icebergs;

l) lorsqu'une installation extracôtière est ancrée, excès de tension d'une ancre par rapport aux valeurs établies à l'origine.

(4) S'il cesse des travaux pour l'une ou l'autre des raisons indiquées au paragraphe (3), l'exploitant ne peut les reprendre avant que la situation n'ait été rétablie ou que les variables ne soient revenues dans les limites nominales acceptables.

Mise hors service

42. Il est interdit à l'exploitant de mettre hors service une installation de production dans un gisement ou un

approved development plan or a requirement of an authorization issued pursuant to section 5.1 of the Act.

Maintenance of Equipment

43. An operator shall ensure that every installation used in a drilling, well or production operation

(a) is maintained in good working condition at all times during the drilling, well or production operation;

(b) is inspected, tested and maintained in accordance with manufacturers specifications and that records of the inspections are maintained;

(c) has all fire fighting and safety equipment required by these Regulations and is inspected once each month to confirm that the equipment is serviceable and in its proper location;

(d) ensures that all safety cables attached to the kelly hose, tongs, weight indicator, slings or other suspended equipment are inspected, properly secured, and serviceable; and

(e) confirms that each air-intake shut-off valve or engine flooding system is operational,

(i) before drilling out the

champ autrement qu'en conformité avec le plan de mise en valeur approuvé ou les conditions d'une autorisation délivrée en vertu de l'article 5.1 de la Loi.

Entretien de l'équipement

43. L'exploitant veille à ce que toute installation utilisée pour des travaux de forage, de production ou dans un puits

a) soit maintenue en bon état de fonctionnement durant tout le programme de forage, de production ou de travaux dans un puits;

b) soit inspectée, mise à l'essai et maintenue conformément aux indications des fabricants et que les résultats en soit consignés dans un registre;

c) possède tout l'équipement de sécurité et de lutte contre les incendies exigé par le présent règlement et soit inspectée une fois par mois afin de confirmer que l'équipement est en état de service et qu'il se trouve à l'endroit approprié;

d) que tous les câbles de sécurité attachés au flexible d'injection, aux clés à tiges, à l'indicateur de poids, aux élingues ou autre matériel suspendu soient inspectés, bien fixés et en état de service;

e) confirme que chaque robinet d'arrêt des admissions d'air ou système de noyage du moteur est en état de fonctionnement,

(i) avant de forer le bouchon

cement plug at the shoe of any casing string, and

(ii) before each formation flow test or series of tests.

Defective or Experimental Equipment

44. (1) In the interests of safety and when requested, an operator shall report results from the testing or the inspection of equipment to the Board.

(2) An operator shall

(a) immediately repair or replace any defective equipment used at an installation that represents a safety hazard in respect of the installation or the persons at the installation;

(b) immediately alter any operational procedure used at an installation that the operator has reason to believe is unsafe, inadequate or deficient and shall inform all persons affected of the alteration;

(c) where necessary, insert a revised procedure in the operations manuals in respect of an operation that has been revised; and

(d) where applicable, institute programs to monitor, in accordance with good engineering practices, the extent of the corrosion and erosion of the components of an installation and of well tubulars and wellheads at an installation.

de ciment sur la semelle d'une colonne de tubage, et

(ii) avant chaque essai ou série d'essais d'écoulement.

Matériel défectueux ou expérimental

44. (1) Pour des motifs de sécurité et sur demande, l'exploitant doit soumettre les résultats des essais ou des inspections du matériel à l'Office.

(2) L'exploitant doit

a) réparer ou remplacer immédiatement tout matériel défectueux utilisé à une installation qui est susceptible de compromettre la sécurité des personnes sur l'installation ou de l'installation;

b) modifier immédiatement toute méthode de travail qui, à son avis, n'est pas sécuritaire, appropriée ou efficace, et en aviser les personnes concernées;

c) au besoin, insérer la description de la méthode révisée dans le manuel d'exploitation;

d) s'il y a lieu, mettre en oeuvre des programmes de contrôle de la corrosion et l'érosion des tubulaires, têtes de puits et autres éléments d'une installation, conformément aux règles applicables dans le domaine.

(3) Where, pursuant to subsection (2), the operator is required to replace equipment or alter a procedure described in the application for an approval or to initiate a new operational procedure, the operator shall obtain the prior approval of the Board for the replacement equipment, altered procedure or new operational procedure.

45. The Board may authorize the use of equipment that has not been proven under field conditions, but any such authorization shall cease 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 a well program authorization or a well operation approval.

Construction Disturbances

46. No operator shall construct any facility that forms a part of a production project unless the facility was designed and is constructed in such a manner as to minimize, to the extent reasonably practicable

(a) any permanent disturbance to the seabed, watercourses, ground surface, wildlife, vegetation, or any other part of the natural environment; and

(b) any permanent change to the thermal regime of the ground in permafrost areas.

(3) Lorsque l'exploitant est tenu, en vertu du paragraphe (2), de remplacer du matériel, de modifier une méthode indiquée dans la demande d'approbation ou d'adopter une nouvelle méthode de travail, il fait au préalable approuver le nouveau matériel, la méthode modifiée ou la nouvelle méthode de travail par l'Office.

45. L'Office peut autoriser l'emploi de matériel qui n'a pas été éprouvé en service, mais l'exploitant doit cesser d'utiliser ce matériel dès qu'il constate que celui-ci ne satisfait pas aux exigences de fonctionnement spécifiées dans la demande d'autorisation concernant un programme de travaux dans un puits ou dans l'approbation de travaux un puits.

Perturbations dues aux travaux de construction

46. Il est interdit à l'exploitant de construire une installation qui fait partie intégrante d'un projet de production, sauf si cette installation a été conçue et est construite de façon à limiter autant que possible :

a) la perturbation permanente du fond marin, des cours d'eau, de la surface du sol, de la faune, de la végétation ou de tout autre élément du milieu naturel;

b) la modification du régime thermique du sol dans les régions pergélisolées.

Surface Improvements

47. (1) No operator shall drill a well that is onshore within 100 m from any surface improvement unless that operator satisfies the Board that

(a) the reservoir cannot be adequately evaluated by drilling from a more distant location; and

(b) the operation can be conducted without damage or threat to the surface improvement.

(2) An operator may drill a test hole at a location within 100 m of a surface improvement if the operation can be conducted without damage to the surface improvement.

(3) Where a well is to be drilled or re-entered within 5 km of a licensed airport, an operator shall advise the general manager of that airport of the proposed or actual location of the well not later than the date on which the operator submits the application for a well operation approval in respect of that well.

(4) No operator shall drill a well that may penetrate a mineral deposit where there are mining operations or where mining operations may be undertaken unless measures, satisfactory to the Board, are taken to

(a) protect the mineral deposits from damage or loss of value; or

Aménagements en surface

47. (1) Nul ne peut forer un puits sur terre dans un rayon de 100 mètres d'un aménagement en surface à moins de démontrer à l'Office

a) que le réservoir ne peut être correctement évalué si les travaux de forage sont effectués à partir d'un endroit plus éloigné;

b) que les travaux peuvent être exécutés sans endommager les aménagements en surface ni les exposer à divers dangers.

(2) Un trou d'essai peut être foré à moins de 100 mètres d'un aménagement en surface pourvu que les travaux n'occasionnent aucun dommage à celui-ci.

(3) Si un puits est foré ou si une rentrée est effectuée à moins de 5 km d'un aéroport homologué, l'exploitant informe 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 d'approbation de travaux dans un puits pour ce puits.

(4) Aucun puits pouvant pénétrer un gîte minéral où des travaux miniers sont exécutés ou peuvent être exécutés ne doit être foré, sauf si des mesures préalablement approuvées par l'Office sont prises pour

a) protéger les gîtes minéraux contre tout dommage ou dépréciation;

(b) prevent interference with the mining operation.

b) empêcher toute interférence avec les travaux miniers.

Surveys

Arpentage

48. (1) An operator shall use a survey to confirm the surface location of every well.

48. (1) L'exploitant doit conduire un arpentage pour confirmer l'emplacement d'un puits.

(2) With regard to a proposed well, the operator shall

(2) S'agissant d'un puits projeté, l'exploitant doit

(a) prepare a tentative survey plan showing the location of the proposed well; and

a) dresser un plan d'arpentage provisoire indiquant l'emplacement du puits proposé;

(b) in the case of an offshore well, describe the survey system that will be used to establish the position of the well.

b) dans le cas d'un puits extracôtier, décrire la méthode d'arpentage qui sera utilisée pour déterminer l'emplacement du puits.

(3) A single survey is only necessary in cases where a group of wells are in close proximity as determined by the Board.

(3) Un seul arpentage est nécessaire si les puits sont assez rapprochés, tel que déterminé par l'Office.

(4) An operator shall ensure that the geographical location and dimensions of an artificial island are determined by a survey made in accordance with recognized surveying practices.

(4) L'exploitant veille à ce que l'emplacement géographique et les dimensions d'une île artificielle soient déterminés par arpentage, conformément aux pratiques d'arpentage reconnues.

(5) Three copies of a survey, made in accordance with the instructions of the Surveyor General, shall be submitted to the Board within four weeks of the rig release date.

(5) L'exploitant transmet trois exemplaires d'un relevé d'arpentage, fait conformément aux directives de l'arpenteur général, à l'Office dans les quatre semaines qui suivent la date de libération de l'appareil.

Smoking

Fumeurs

49. (1) No person shall, in respect of a drilling or a production site that is onshore,

49. (1) À un emplacement de forage ou de production terrestre, nul ne doit fumer

smoke

(a) within 25 m of the well-head or any other potential source of combustible gases;

(b) within 25 m of explosives or in an explosives storage room; and

(c) in any area designated as a no smoking area by the operator.

(2) No person shall smoke on an offshore installation except in those areas designated as smoking by the operator.

(3) Notwithstanding subsection (2), no person shall smoke on an offshore installation during any emergency operations or emergency evacuation practice drill.

a) à moins de 25 m d'une tête de puits ou de toute autre source possible de vapeurs combustibles;

b) à moins de 25 m d'explosifs ou d'une pièce d'entreposage d'explosifs;

c) dans tout autre endroit désigné par l'exploitant.

(2) Il est interdit de fumer sur une installation extracôtière, sauf dans les endroits désignés par l'exploitant.

(3) Par dérogation au paragraphe (2), il est interdit de fumer sur une installation extracôtière pendant le déroulement d'opérations d'urgence ou d'un exercice d'évacuation d'urgence.

Medical Treatment Room

49.1. Every offshore installation shall be equipped with a medical treatment room that has resuscitation facilities and such medical treatment supplies as may be necessary to deal with any industrial accident that may reasonably be anticipated.

Salle pour traitement médical

49.1 L'installation extracôtière doit être doté d'une salle pour traitement médical comprenant les installations de réanimation et les fournitures médicales nécessaires au traitement de victimes des accidents de travail raisonnablement prévisibles.

PART IV — DRILLING EQUIPMENT AND OPERATIONS

PARTIE IV — MATÉRIEL ET TRAVAUX DE FORAGE

Standards For Rig Equipment

50. (1) The minimum acceptable standards for a derrick, mast, draw-works, mud pump and for related drilling rig equipment are those standards that are equal or superior to the relevant specifications of the API.

Normes relatives à l'équipement de forage

50. (1) Les normes minimales acceptables pour le derrick, le mât, les treuils, la pompe à boue et l'équipement connexe installé sur un appareil de forage doivent être égales ou supérieures aux spécifications de l'API.

(2) An operator shall ensure that the derrick, mast, draw-works, mud pump and related equipment of a drilling rig are designed to operate safely and efficiently under the maximum load conditions anticipated during any drilling operation.

Requirements for Drilling Units

51. (1) An operator shall ensure that every drilling unit is

(a) equipped with drip trays, curbs and gutters and such other facilities as are necessary to prevent pollution of the water by fuel or chemicals that have been spilled or leaked aboard the drilling unit; and

(b) equipped with a means for burning, venting, storing, transporting or otherwise disposing of waste in accordance with sections 38 and 39.

(2) The operator of every drilling unit shall ensure that the drilling unit is equipped with a system capable of collecting any waste oil from the oil sumps on the unit.

Drilling Fluid System

52. (1) An operator shall ensure that the drilling fluid system, including the drilling fluid, the circulating system and the associated monitoring and maintenance equipment used during

(2) Le derrick, le mât, les treuils, la pompe à boue et l'équipement connexe installé sur un appareil de forage doivent être conçus pour fonctionner efficacement et en toute sécurité dans les conditions de charge maximale prévisibles pendant une opération de forage.

Exigences relatives aux installations de forage

51. (1) L'exploitant veille à ce qu'une installation de forage

a) soient équipées de cuvettes d'écoulement, de bordures, de chéneaux et d'autres accessoires nécessaires pour prévenir toute pollution de l'eau par suite d'un déversement ou d'une fuite de combustible ou de produits chimiques à bord de l'installation de forage;

b) soient dotées des dispositifs nécessaires pour brûler, ventiler, stocker, transporter ou éliminer autrement les déchets conformément aux dispositions des articles 38 et 39.

(2) L'exploitant doit veiller à ce que l'installation de forage soit équipée d'un système de collecte d'huile rejeté dans les carters de l'unité.

Circuit du fluide de forage

52. (1) L'exploitant veille à ce que le circuit du fluide de forage, y compris le fluide de forage, le système de circulation et l'équipement de contrôle et d'entretien connexe utilisés au

- a drilling operation is capable of cours des travaux de forage, soit en mesure
- (a) preventing the uncontrolled entry of formation fluids into the well-bore; a) d'empêcher l'entrée non contrôlée de fluides de formation dans le trou de sonde;
 - (b) allowing proper well evaluation; b) de permettre une évaluation adéquate du puits;
 - (c) coping with all lithological, operational, pressure, temperature and other well conditions that may be encountered; and c) de faire face aux différentes pressions et températures ainsi qu'aux conditions lithologiques, opérationnelles et autres pouvant se présenter pendant les travaux effectués dans un puits;
 - (d) removing excess drill solids, weighting material and formation fluids from the drilling fluid. d) de débarrasser le fluide de forage de tout surplus de matières de forage solides, de charges et de fluides de formation.
- (2) An operator shall ensure that the combined capacity of the drilling fluid tanks of every drilling fluid system is not less than (2) L'exploitant veille à ce que la capacité combinée des réservoirs de fluide de forage de chaque circuit de fluide de forage soit égale ou supérieure à
- (a) 120 m³ for a well that is onshore and 180 m³ for a well that is offshore; or a) 120 m³ pour un puits terrestre et à 180 m³ pour un puits extracôtier;
 - (b) 50 per cent of the aggregate of the volume of the hole and the marine riser. b) 50 pour cent du volume totale du trou et du riser.
- (3) An operator shall ensure that the equipment provided to monitor the drilling fluid of every drilling fluid system includes (3) L'équipement prévu pour surveiller le fluide de forage de chaque circuit de fluide de forage comprend
- (a) a pit volume totalizer with a warning device to alert persons of mud volume gains or losses; a) un indicateur de niveau de boue muni d'un dispositif d'avertissement signalant aux responsables les augmentations

- (b) a trip tank with measuring devices that accurately determines the mud volume used to fill the hole;
- (c) a mud-return or full-hole indicator that monitors the relative drilling fluid returns and is accessible to drilling crew;
- (d) equipment to test the physical and chemical properties of the drilling fluid entering and leaving the hole, including density, viscosity, water loss, filter cake, salinity, pH, solids content and gel strengths; and
- (e) automatic gas detecting and recording devices and, where applicable, hydrogen sulphide detecting and recording devices that trip an automatic audio alarm to warn of any increase in the gas content of the drilling fluid.
- (4) An operator shall ensure that the indicators and alarms required pursuant to subsection (3) are strategically located on the drilling rig to alert any drilling supervisor or driller.
- (5) Subject to subsection (6), an operator shall provide a means of disposing of drilling fluid,

et les diminutions de volume;

- b) un bac de manoeuvre muni d'instruments de mesure permettant de déterminer précisément la quantité de boue utilisée pour remplir le trou;
- c) un indicateur de remplissage ou de boue de sortie assurant la surveillance des remontées du fluide de forage et auquel l'équipe de forage a accès;
- d) l'équipement nécessaire pour vérifier les propriétés physiques et chimiques du fluide de forage qui pénètre dans le puits et qui en sort, y compris la densité, la viscosité, la perte d'eau, le gâteau de filtration, la salinité, le pH, la teneur en matières solides et la résistance de gel;
- e) des dispositifs automatiques de détection et d'enregistrement des gaz et, le cas échéant, des dispositifs de détection et d'enregistrement du sulfure d'hydrogène qui déclenchent automatiquement une alarme sonore pour signaler toute augmentation de la teneur en gaz du fluide de forage.

(4) L'exploitant veille à ce que les indicateurs et les dispositifs d'alarme prescrits au paragraphe (3) soient installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de façon à alerter un superviseur de forage ou le foreur.

(5) Sous réserve du paragraphe (6), l'exploitant prévoit un mode d'élimination du fluide de forage,

drill cuttings and gas separated from the drilling fluid which has the prior approval of the Board.

(6) A mud-gas separator shall be installed which meets the requirements of the Industry Recommended Practices, section 1.3, *Mud - Gas Separators* published by the Canadian Petroleum Safety Council, where they do not conflict with federal standards.

Marine Riser

52.1 (1) Every marine riser shall be capable of

- (a) furnishing access to the well;
- (b) isolating the well-bore from the sea;
- (c) withstanding the differential pressure of the drilling fluid relative to the sea;
- (d) withstanding wave and current forces; and
- (e) permitting the drilling fluid to be returned to the installation.

(2) Every marine riser shall be supported in a manner that effectively isolates it from the forces caused by the motion of the installation.

Alternate Drilling Fluids

53. (1) An operator may drill a well using air, inert gas, foam,

des déblais de forage et des gaz extraits du fluide de forage, qui a reçu l'approbation de l'Office.

(6) Il faut installer un séparateur gaz/boue conforme aux exigences énoncées dans le document intitulé *Industry Recommended Practices, section 1.3, Mud - Gas Separators* publié par le *Canadian Petroleum Safety Council*, à la condition que ces exigences ne contreviennent pas aux normes fédérales.

Tube prolongateur

52.1 (1) Le tube prolongateur doit pouvoir :

- a) fournir un accès au puits;
- b) isoler le trou de sonde de la mer;
- c) résister à la différence de pression entre le fluide de forage et la mer;
- d) résister à la force du courant et des vagues;
- e) permettre au fluide de forage de retourner à l'installation.

(2) Le tube prolongateur doit être supporté d'une façon qui l'isole efficacement des forces résultant du mouvement de l'installation.

Autres fluides de forage

53. (1) L'exploitant peut forer un puits à l'air, au gaz inerte, à

oil or other circulatory fluid if such procedure is approved by the Board.

(2) Where air, inert gas or foam is used in the circulatory system referred to in subsection (1), the operator shall install and maintain

(a) a rotating head, control head or rotating BOP of an acceptable pressure rating, capable of diverting the return air or inert gas flow into a bleed-off line that is as straight as practicable and not less than 50 m in length to suitable separation equipment;

(b) a hydrogen sulphide detector on the bleed-off line that continuously monitors for hydrogen sulphide when drilling formations that may contain hydrogen sulphide are being drilled;

(c) a device to provide a continuous source of ignition at the end of the bleed-off line; and

(d) a reserve volume of conventional drilling fluid that is of sufficient density to overbalance the anticipated formation pressure and ready to be pumped into the well.

(3) Where air, inert gas or foam is used in the circulatory system referred to in subsection (1), an operator shall ensure that the

la mousse, à l'huile ou à l'aide de tout autre fluide de forage sur approbation de l'Office.

(2) Lorsque de l'air, du gaz inerte ou de la mousse est utilisée dans le système de circulation mentionné au paragraphe (1), l'exploitant doit installer et maintenir en bon état de fonctionnement

a) une tête rotative, une tête de contrôle ou un obturateur rotatif de résistance nominale à la pression appropriée, capable de dévier le flux d'air ou de gaz inerte de remontée vers un tuyau de purge, lequel doit être aussi droit que possible et d'une longueur d'au moins 50 m menant vers un équipement de séparation appropriée;

b) lorsque le forage se fait dans une formation susceptible de renfermer du sulfure d'hydrogène, un détecteur de sulfure d'hydrogène monté sur le tuyau de purge et conçu pour détecter ce gaz en continu;

c) un dispositif d'allumage à fonctionnement continu à l'extrémité du tuyau de purge;

d) une quantité de réserve de fluide de forage conventionnel de densité suffisante pour compenser la pression prévue de la formation et prête à être pompée dans le puits.

(3) Lorsque de l'air, du gaz inerte ou de la mousse est utilisée dans le système de circulation mentionné au

blowout preventer system and casing program is designed to contain the maximum formation pressure that may be encountered.

(4) When air or inert gas drilling is completed or terminated, an operator shall ensure that the rotating head or pack-off device is removed and replaced with a split design flow nipple, unless the rotating head or pack-off device is equipped with an upper flange connection suitable for the installation of auxiliary equipment.

Volume of Drilling Fluid

54. (1) During any drilling operation, an operator shall ensure that the volume of active drilling fluid in the surface system of a well is not be less than 50 per cent of the hole capacity or 65 m³, whichever is the lesser.

(2) An operator shall, in respect of a well that is onshore,

(a) have stored at the site a reserve stock of weight material in an amount satisfactory to the Board; and

(b) have suitable facilities for the rapid addition of the reserve stock to the drilling fluid system.

(3) An operator shall, in respect of a well that is offshore, have stored on the

paragraphe (1), l'exploitant doit s'assurer que le bloc d'obturation et la colonne de tubage sont conçus pour résister à la pression maximum prévisible de la formation.

(4) Lorsque le forage à l'air ou au gaz inerte est terminé, l'exploitant veille à ce que la tête rotative ou le dispositif de régulation de débit soit enlevé et remplacé par une tubulure d'écoulement en deux pièces, à moins que la tête rotative ou le dispositif de régulation de débit soit muni d'une bride supérieure adaptée pour recevoir un matériel annexe.

Volume de fluide de forage

54. (1) Au cours des travaux de forage, le volume de fluide de forage actif se trouvant dans l'installation en surface d'un puits ne peut jamais être inférieur à la moindre des deux valeurs suivantes : 50 pour cent de la capacité totale du trou ou 65 m³.

(2) Dans le cas d'un puits terrestre, l'exploitant doit

a) stocker à pied d'oeuvre une réserve de produit alourdissant en quantité jugée satisfaisante par l'Office;

b) disposer du matériel approprié pour l'injection rapide de la réserve dans le circuit de fluide de forage.

(3) Dans le cas d'un puits extracôtier, l'exploitant doit stocker sur l'installation de

drilling installation reserve
drilling fluid

(a) the volume of which is greater than the lesser of

(i) the volume of the drilling fluid in the active mud tanks at the surface of the well, and

(ii) 65 m³; and

(b) that is in a suitable condition for immediate use during any operations.

(4) An operator shall ensure that the reserve drilling fluid required under subsection (3) is, in respect of a well that is offshore, of sufficient density to overbalance the anticipated reservoir pressure and ready to be pumped into the well.

55. Except while drilling the hole for the conductor casing, an operator shall ensure that drilling ceases immediately when lost circulation occurs to the extent that the hole cannot be kept full of drilling fluid and that drilling is not resumed until adequate circulation has been regained or until approval has been obtained from the Board.

Monitoring of Drilling

56. (1) An operator shall ensure that

(a) the rate of penetration of the formations of a well is

forage une réserve de fluide de forage

a) dont le volume est supérieur à la moindre des deux valeurs suivantes :

(i) le volume du fluide de forage dans les bacs à boue active à la surface du puits, ou

(ii) 65 m³;

b) dans un état permettant son utilisation immédiate au cours de toute période de forage.

(4) Dans le cas d'un puits extracôtier, l'exploitant veille à ce que le fluide de forage en réserve requis en vertu du paragraphe (3) ait une densité suffisante pour compenser la pression prévue du réservoir et qu'il puisse être rapidement pompé dans le puits.

55. Sauf au forage du trou pour la mise en place du tubage initial, l'exploitant s'assure que le forage est immédiatement interrompu lorsque la perte de circulation est telle que le trou ne peut être tenu rempli de fluide de forage, et que le forage est relancé seulement au rétablissement d'une circulation appropriée ou après l'approbation de l'Office.

Contrôle du forage

56. (1) L'exploitant veille à ce que :

a) la vitesse de pénétration des formations d'un puits est

recorded continuously while drilling or coring by an automatic device located on the drill floor;

(b) the drilling fluid and the drilling fluid system is maintained and operated in such a manner as to prevent formation fluids entering or leaving the well-bore except under controlled conditions; and

(c) drilling ceases and remedial measures are undertaken immediately when the hydrostatic head of the drilling fluid fails to over-balance the formation fluid pressure, except where drilling in an under-balanced condition has been approved by the Board.

(2) Unless approval to drill in an under-balanced condition has been obtained from the Board, an operator shall keep the hole filled with a fluid of sufficient density to over-balance formation pressures at all times.

(3) During tripping and except as provided under subsection (2), an operator shall ensure that

(a) for the onshore, the hole is filled with the equivalent volume of drilling fluid after every fifth stand of drill pipe and as every stand of drill collars is withdrawn, and

(b) for the offshore, the hole is filled or displaced with the equivalent volume of drilling

enregistrée en continu lors du forage ou du 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 dans des 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 les fluides de formation, sauf lorsque l'Office a approuvé le forage en dépression.

(2) À moins d'avoir obtenu l'autorisation de l'Office de forer en dépression, l'exploitant cherche à maintenir le trou rempli de fluide de densité suffisante pour contenir la pression de formation en tout temps.

(3) Durant la descente et la remontée des tiges et sous réserve du paragraphe (2), l'exploitant doit s'assurer que,

a) dans le cas d'un puits terrestre, le trou est rempli d'un volume équivalent de fluide de forage après le retrait de chaque ensemble de cinq longueurs de tige de forage ou de chaque longueur de masses-tiges;

b) dans le cas d'un puits extracôtier, le trou est rempli ou déplacé avec un volume

fluid after each stand during the trip.

(4) An operator shall ensure that a record of the theoretical and actual fill up volumes of trips is kept on site.

Directional and Deviation Surveys

57. (1) An operator shall ensure that deviation surveys are taken at intervals not exceeding 150 m or at the intervals set out in the Well Operation Approval.

(2) An operator shall take directional surveys at sufficiently frequent intervals during the drilling of any well to permit the location of any point in the well-bore to be calculated within 15 m of its actual location.

(3) Except in the case of a relief well, an operator shall ensure that a well is drilled in such a manner that it does not intersect an existing well.

(4) An operator shall ensure that a directional survey for a deviated or horizontal well includes the final bottomhole coordinates.

(5) An operator shall ensure that a directional survey is taken prior to installing a casing string in a well or before placing a well on production.

équivalent de fluide de forage après chaque longueur de tiges durant la descente ou la remontée des tiges.

(4) Un registre de tous les volumes de remplissage théoriques et réels de manoeuvre est tenu sur place.

Mesures de déviation et de direction

57. (1) L'exploitant s'assure que les mesures de déviation sont réalisées à intervalles ne dépassant pas 150 mètres au cours du forage d'un puits ou aux intervalles prescrits dans l'approbation de travaux dans un puits.

(2) Les mesures de direction sont réalisées à intervalles suffisamment rapprochés au cours du forage pour permettre de situer à 15 mètres près n'importe quel point du trou de sonde.

(3) Sauf dans le cas d'un puits de secours, l'exploitant s'assure que le puits est foré de manière à ne jamais couper un puits existant.

(4) L'exploitant s'assure que la mesure de direction prise dans un puits dévié ou horizontal comprend les coordonnées finales du fond du trou.

(5) L'exploitant veille à ce qu'une mesure de direction soit prise avant la pose d'une colonne de tubage dans un puits ou avant la mise en production du puits.

Pressure Transition Zone

58. (1) An operator shall ensure that the fluid content and the characteristics of the lithology of the formations being drilled are continuously monitored during any exploratory drilling and the monitoring techniques is such that the pressure transition zone between normally and abnormally pressured formations can be detected.

(2) An operator 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.

(3) Where, on the basis of seismic or other data and on the results observed during the drilling of a well, the existence of an over-pressured zone is indicated to be within the next 100 m of drilling, an operator shall document the situation on the tour sheets, and proceed at such rate of penetration that is safe for further drilling.

Formation Leak-Off Test

59. (1) An operator shall conduct a formation leak-off test in the hole to determine the fracture integrity of the formation prior to drilling no more than 10 m below the shoe of

Zone de transition de la pression

58. (1) Le contenu fluide et les caractéristiques lithologiques des formations forées sont surveillés en continu au cours d'un forage d'exploration, et les techniques mises en oeuvre permettent la détection de zone de transition entre une couche à pression normale et une couche à pression anormale.

(2) Lorsqu'une zone de transition de la pression est détectée, l'exploitant doit

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.

(3) 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 100 prochains mètres à forer, l'exploitant doit noter la situation dans le rapport de forage et adopter un taux de pénétration sécuritaire pour la suite des opérations.

Épreuve de pression de fracturation

59. (1) L'exploitant réalise une épreuve de pression de fracturation dans le trou pour déterminer la résistance à la fracturation de la formation avant de forer à une profondeur de plus

any casing other than the conductor casing.

(2) An operator shall ensure that the test referred to in subsection (1) tests the formations which is the lesser of one and one-third times the indicated formation fluid pressure, and the pressure at which the formation begins to accept fluid prior to the point of fracturing.

(3) The operator shall retain a record of each formation leak-off test and include the results in the daily report.

Formation Flow Testing Equipment

60. (1) An operator shall ensure that any equipment used in a formation flow test has 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) An operator shall ensure that the rated working pressure of formation flow test equipment and related equipment is equal to or greater than the maximum anticipated shut-in formation

de 10 mètres au-dessous du sabot de tout tubage autre que le tubage initial.

(2) L'essai mentionné au paragraphe (1) soumet la formation, à la moindre des pressions suivantes soit une pression égale à une fois et un tiers la pression approximative du fluide de formation ou soit la pression d'admission de fluide dans la formation avant le point de fracturation.

(3) L'exploitant conserve un registre de chaque épreuve de pression de fuite et en inclus les résultats dans le rapport quotidien.

Équipement d'essai d'écoulement

60. (1) L'exploitant veille à ce que l'équipement utilisé lors d'essai d'écoulement puisse

- a) inverser la circulation de fluides dans le train de tiges d'essai;
- b) diriger le flux vers le manifold de duses 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) L'exploitant s'assure que la pression nominale de service de l'équipement d'essai et du matériel annexe est égale ou supérieure à la pression statique maximale prévue, moins le gradient

pressure less the gas gradient as calculated in paragraph 77(1)(d).

(3) An operator shall ensure that the formation flow test equipment referred to in subsection (1) includes a downhole safety valve that permits closure of the test string above the packer.

(4) An operator shall ensure that any formation flow test equipment used in testing a well that is offshore and drilled with a floating drilling unit has a sub-sea test tree that includes

(a) a valve that

(i) may be operated from the surface, and

(ii) automatically closes when there is a failure in any part of the formation flow test equipment; and

(b) a release system that permits the test string to be hydraulically or mechanically disconnected within or below the blowout preventers.

Well Control Equipment

61. (1) An operator shall ensure that all well control equipment, including the casing, the blowout preventer system and the surface equipment necessary for formation flow testing, is installed in such a manner that it can properly fulfil its function.

de pression de gaz calculé selon l'alinéa 77(1)d).

(3) L'exploitant s'assure que l'équipement d'essai d'écoulement visé au paragraphe (1) comprend une vanne de sécurité de fond qui permet la fermeture du train de tiges d'essai au-dessus du packer.

(4) L'exploitant s'assure que l'équipement d'essai d'écoulement utilisé dans l'essai d'un puits extracôtier foré à l'aide d'une unité de forage flottante, comporte une tête de puits d'essai sous-marine munie

a) d'une soupape de fermeture qui

(i) peut être manoeuvrée de la surface, et

(ii) se ferme automatiquement lorsqu'il y a une défectuosité dans l'équipement utilisé pour l'essai d'écoulement;

b) d'un système de libération qui permet au train d'essai d'être débranché de façon mécanique ou hydraulique à l'intérieur ou au-dessus des blocs d'obturation.

Matériel de contrôle du puits

61. (1) L'exploitant s'assure que tout le matériel de contrôle du puits, y compris le tubage, le bloc d'obturation et l'équipement de surface nécessaire aux essais d'écoulement, est mis en place d'une façon qui garantit son fonctionnement normal.

(2) An operator shall ensure that any auxiliary equipment that may be used for well control, including the cementing unit and lines, degasser, hydraulic control lines and inside drill pipe blowout preventers, are available for immediate use.

62. An operator shall ensure that equipment for the purpose of well control

(a) have sufficient structural strength to withstand normal loading conditions associated with drilling and related operations;

(b) are designed to operate under all environmental conditions that may reasonably be anticipated to occur during the drilling program; and

(c) is pressure tested on installation and periodically thereafter.

(2) Every operator shall ensure that where a choke manifold has a pressure rating greater than 20 MPa, the manifold is equipped with an automatic choke and the control for the automatic choke is on or near the drill floor.

General Well Control Requirements

63. (1) Where drilling and related operations are being carried out below the conductor casing of a well that is above

(2) L'exploitant s'assure que le matériel connexe qui peut être utilisé pour le contrôle du puits, notamment le groupe et les conduites de cimentation, le dégazeur, les conduites de commandes hydraulique et les obturateurs anti-éruption à l'intérieur de la tige de forage, peut être utilisé dès que nécessaire.

62. L'exploitant s'assure que le matériel utilisé pour contrôler le puits

a) possède une résistance suffisante aux sollicitations normales associées aux travaux de forage et aux travaux connexes;

b) est conçu pour fonctionner dans toutes les conditions environnementales auxquelles on peut raisonnablement s'attendre durant l'exécution du programme de forage;

c) est mis à l'essai sous pression au moment de sa mise en place et de façon périodique par la suite.

(2) L'exploitant doit s'assurer que la collecte de duses a une pression nominale de 20 Mpa, celui-ci est muni d'une duse automatique dont la commande est située sur le plancher de forage ou près de celui-ci.

Exigences générales relatives au contrôle des puits

63. (1) Lorsque les travaux de forage et les travaux connexes se déroulent au-dessous du tubage initial du puits, un déflecteur ou

sea-level, an operator shall ensure that a diverter or blowout preventer system is installed on the well-head.

(2) An operator shall ensure that a blowout preventer system installed pursuant to subsection (1) is capable of being activated from the drill floor of a drilling rig and from one other location remote from the wellhead.

(3) Where hydraulic control lines are used to activate a blowout preventer system, an operator shall ensure that the lines shall be fire resistant.

(4) An operator shall ensure that a well control system used in an offshore operation is designed to provide a means of installing on and removing from the wellhead the blowout preventer system installed pursuant to subsection (1).

(5) An operator shall ensure that a blowout preventer system installed pursuant to subsection (1) is equipped with

(a) a control panel whose functions are clearly identified on the panel and in full view and within easy access of the driller's station;

(b) a control panel in addition to the control panel described in paragraph (a), located in a readily accessible and protected location remote from the drill floor and in the case of an onshore installation, 20 m from

un bloc d'obturation est monté sur la tête de puits.

(2) Le bloc d'obturation mis en place conformément au paragraphe (1) doit pouvoir être manoeuvré à partir du plancher de forage et à partir d'un autre endroit éloigné de la tête de puits.

(3) Lorsque des flexibles de commande hydraulique du bloc d'obturation sont utilisés, l'exploitant s'assure qu'ils sont résistants au feu.

(4) L'exploitant s'assure que le système de contrôle de forage utilisé au large des côtes est conçu de façon que le bloc d'obturation visé au paragraphe (1) puisse être monté sur la tête de puits, ou retiré de celle-ci.

(5) L'exploitant s'assure que le bloc d'obturation mis en place conformément au paragraphe (1) comporte

a) un panneau de commande dont les fonctions sont clairement identifiés sur le panneau, parfaitement visibles et facilement accessibles du poste du foreur;

b) un panneau de commande en surplus de celui visé à l'alinéa a), situé dans un endroit protégé, facilement accessible et éloigné du plancher de forage et, dans le cas d'une installation terrestre, à 20

the wellhead;

(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;

(d) a control system that is capable of closing

(i) any ram-type preventer within 30 seconds of activation, and

(ii) any annular-type blowout preventer within 45 seconds of activation;

(e) in the case of an onshore installation, an accumulator located in a readily accessible and protected area at least 20 m from the drill floor.

(6) An operator shall ensure that any accumulator in a hydraulic blowout preventer control system installed on a well-head has sufficient useable fluid, with a safety factor of 1.5, to close the 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 8400 kPa on the accumulator system with the recharge pump isolated.

(7) An operator shall ensure that the blowout preventer system installed pursuant to subsection

mètres de la tête de puits;

c) un dispositif de commande secondaire ayant sa propre alimentation et capable de faire fonctionner le bloc d'obturation en cas de défaillance du dispositif primaire de commande ou de sa source d'alimentation;

d) un dispositif de commande capable de fermer

(i) tous les types d'obturateurs à mâchoires en moins de 30 secondes,

(ii) tous les types d'obturateurs annulaires en moins de 45 secondes;

e) dans le cas d'une installation terrestre, un accumulateur disposé à un endroit protégé et facilement accessible se trouvant à au moins 20 mètres du plancher de forage.

(6) L'exploitant s'assure que les accumulateurs du dispositif de commande hydraulique du bloc d'obturation comportent une réserve de fluide suffisante, assortie d'un facteur de sécurité de 1,5, pour fermer l'obturateur annulaire, fermer, ouvrir et refermer un obturateur à mâchoires et ouvrir la valve à télécommande hydraulique en une séquence ininterrompue, la pression de l'accumulateur ne chutant jamais sous 8400 kPa, pompe de recharge arrêtée.

(7) L'exploitant s'assure que le bloc d'obturation mis en place conformément au paragraphe (1) est

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

(8) An operator shall ensure that every blowout preventer system is equipped with elastomers that are compatible with the drilling fluid approved for use.

(9) An operator shall ensure that current information on the status of the well, including the elevation of the blowout preventers and mud density, together with the detailed procedures for controlling a kick are displayed in a conspicuous place in the doghhouse or at the driller's station.

Onshore - Surface Hole

64. An operator shall, in respect of a well that is onshore, ensure that

(a) a diverter system is installed on the conductor pipe to ensure that the hole below the conductor pipe can be drilled safely; and

(b) where permafrost casing or conductor casing is installed in the well,

(i) a blowout preventer system that

(A) consists of at least one hydraulically operated annular preventer with remote controls, hydraulically controlled remote valve, kill line and

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

(8) L'exploitant s'assure que les pièces en élastomères de tous les blocs d'obturation sont compatibles avec le fluide de forage approuvé.

(9) L'exploitant veille à ce que l'information à jour concernant l'état du puits, y compris la cote des obturateurs et la densité de la boue de forage, ainsi que la marche à suivre détaillée pour maîtriser une venue soient affichées bien en évidence dans l'abri de chantier ou au poste du foreur.

Équipement de surface - opérations terrestres

64. Dans le cas d'un puits terrestre, l'exploitant veille à ce que

a) un déflecteur soit installé sur le tube guide afin de permettre le forage sécuritaire du puits sous ce tube;

b) dans le cas où un tubage pour pergélisol ou un tubage initial est mis en place dans le puits,

(i) un bloc d'obturation

(A) formé d'au moins un obturateur annulaire à commande hydraulique, une valve à commande hydraulique, une conduite d'injection et une conduite

a pressure relief line, and

(B) has a rated working pressure greater than the maximum bottom-hole pressure anticipated to be encountered before the installation of further casing,

is installed on the casing;
or

(ii) a diverter system is installed on the casing.

Onshore - Drilling Below Surface Casing

65. (1) An operator shall ensure that a blowout preventer system is installed on the wellhead during all drilling operations that are carried out below the surface casing.

(2) Where the maximum formation pressure is not known, it shall be assumed to be equal to or greater than the product obtained by multiplying 11 kPa/m by the true vertical depth of the well in metres.

(3) An operator shall ensure that the blowout preventer system for all drilling operations below the surface casing has a rated working pressure that is the greater of 21 MPa for wells drilled to a depth not exceeding 1800 metres and 35 MPa for wells drilled to a depth exceeding 1800 metres.

(4) An operator shall ensure that the pressure rating of any annular-type preventer is greater than 50 per cent of the maximum

de détente,

(B) ayant d'une pression nominale de service supérieure à la pression maximale de fond prévue avant l'installation d'autres colonnes de tubage,

soit installé dans le tubage;
ou

(ii) un déflecteur soit mis en place sur le tubage.

Forage sous le tubage de surface - opérations terrestres

65. (1) L'exploitant veille à ce qu'un bloc d'obturation soit mis en place sur la tête de puits durant tous les travaux de forage exécutés sous le tubage de surface.

(2) Lorsque la pression maximale de fond 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.

(3) L'exploitant veille à ce le bloc d'obturation utilisé pour tous les travaux de forage sous le tubage de surface ait une pression nominale de service supérieure à 21 MPa dans le cas d'un puits dont la profondeur ne dépasse pas 1800 mètres, et de 35 MPa dans le cas d'un puits dont la profondeur dépasse 1800 mètres.

(4) L'exploitant veille à ce que la pression nominale de l'obturateur annulaire soit supérieure à 50 pour cent de la

anticipated formation pressure less the gas gradient as calculated in paragraph 77 (1)(d) but need not exceed 35 MPa, except that the Board may require a second annular-type preventer or other blowout prevention equipment where the anticipated bottom hole pressure exceeds 69 MPa.

(5) An operator shall ensure that the minimum blowout preventer system referred to in subsection (1), in respect of a well that is drilled to a depth not exceeding 1800 m be mounted on a flanged or studded side outlet casing bowl with a minimum working pressure rating of 21 MPa, includes

(a) three hydraulically operated blowout preventers comprising

(i) one annular-type preventer, and

(ii) two ram-type preventers, one of which is fitted with blind rams and one with rams that fit the tubulars in use;

(b) a drilling spool located between the ram preventers with minimum 75 mm flanged or studded side outlets, unless side flanged outlets are provided in the body of the preventer;

(c) choke line from the well is equipped with a valve located near the blowout preventer stack capable of being operated from the remote BOP panel and

pression de formation maximale prévue, moins le gradient du gaz, calculé à l'alinéa 77(1)d), sans dépasser 35 MPa, sauf que l'Office peut exiger qu'un second obturateur annulaire ou autre équipement d'obturation soit installé lorsque la pression de fond dépasse 69 MPa.

(5) L'exploitant veille à ce que le bloc d'obturation visé au paragraphe (1) soit monté, dans le cas d'un puits dont la profondeur ne dépasse pas 1800 mètres, sur une cloche de repêchage goujonnée ou à brides à sortie latérale conçue pour résister à une pression de service d'au moins 21 MPa, et qu'il comprenne

a) trois obturateurs à commande hydraulique, à savoir

(i) un obturateur annulaire,

(ii) deux obturateurs à mâchoires dont un à mâchoires à fermeture totale et un à fermeture sur tige adapté au diamètre des tubulaires utilisés;

b) entre les obturateurs à mâchoires, une croix de circulation à sorties latérales goujonnées ou à brides d'au moins 75 mm, à moins que le corps de l'obturateur ne comporte des sorties latérales à brides à même;

c) une ligne de duse équipée d'une vanne située à proximité du bloc d'obturation et manoeuvrable à partir du panneau de commande à distance du bloc

accumulator;

(d) securely staked choke line with minimum nominal 75 mm diameter flanged pipe and a secured kill line with minimum nominal 50 mm diameter flanged pipe complete with check valve and in case of flexible hose it is

(i) flanged at connections,

(ii) fire resistant,

(iii) of no smaller internal diameter as related equipment, and

(iv) shop inspected and shop pressure tested every three years;

(e) securely staked minimum nominal 75 mm diameter flare line pipe;

(f) a completely flanged choke manifold of equal pressure rating as the blowout preventer stack;

(g) all lines are designed so that there is a minimum number of changes in the direction of flow and, where an abrupt change is necessary, such change is protected against erosion; and

(h) a notice posted at the choke manifold and on the rig floor, of the maximum allowable casing

d'obturation et de l'accumulateur;

d) une ligne de duse solidement ancrée, formée de tubes à bride de diamètre nominal minimum de 75 mm et une conduite d'injection fixe formée de tubes à bride de diamètre nominal minimum de 50 mm équipée d'un clapet de retenue, les canalisations du type flexible devant

(i) être à raccords à brides,

(ii) être résistantes au feu,

(iii) avoir un diamètre intérieur au moins égal au diamètre intérieur du matériel connexe, et

(iv) être inspectées et éprouvées sous pression en atelier tous les trois ans;

e) une conduite de brûlage solidement ancrée de diamètre nominal minimum de 75 mm;

f) un manifold de duses à raccordement à brides et ayant une pression nominale de service égale à celle du bloc d'obturation;

g) que toutes les canalisations aient un tracé le plus rectiligne possible et que les coudes prononcés, le cas échéant, comportent une protection adéquate contre l'usure par frottement;

h) qu'un avis affiché sur le manifold de duses et sur le plancher de l'appareil de forage

pressure for the appropriate mud weight.

(6) An operator shall ensure that the blowout preventer system referred to in subsection (1), in respect of a well that is to be drilled to a depth exceeding 1800 m is mounted on a flanged or studded side outlet casing bowl with a minimum working pressure rating of 35 MPa, includes

(a) four hydraulically operated blowout preventers comprising

(i) one annular-type preventer, and

(ii) three ram-type preventers, one of which is fitted with blind rams and the others with rams that fit the tubulars in use;

(b) a drilling spool located between each ram preventers with minimum 75 mm flanged or studded side outlets, unless side flanged outlets are provided in the body of the preventer;

(c) a choke line from each spool equipped with a valve located near the blowout preventer stack of which the upper choke line will be capable of being operated from the remote blowout preventer panel and accumulator;

indique la pression du tubage maximale admissible compte tenu de la masse volumique de la boue.

(6) L'exploitant veille à ce que le bloc d'obturation prévu au paragraphe (1) soit monté, dans le cas d'un puits dont la profondeur dépasse 1800 mètres, sur une cloche de repêchage goujonnée ou à brides à sortie latérale conçue pour résister à une pression de service d'au moins 35 MPa, et comprenne

a) quatre obturateurs à commande hydraulique, à savoir

(i) un obturateur annulaire,

(ii) trois obturateurs à mâchoires dont un à mâchoires à fermeture totale et un à fermeture sur tige adapté au diamètre des tubulaires utilisés;

b) entre les obturateurs à mâchoires, une croix de circulation à sorties latérales goujonnées ou à brides d'au moins 75 mm, à moins que le corps de l'obturateur ne comporte des sorties latérales à brides à même;

c) une ligne de duse partant de chaque croix de circulation et équipée d'une vanne située à proximité du bloc d'obturation, la ligne de duse supérieure étant manoeuvrable à partir du panneau de commande à distance du bloc d'obturation et de l'accumulateur;

(d) a securely staked choke line and auxiliary bleed-off line with minimum nominal 75 mm diameter flanged pipe and a secured kill line with minimum nominal 75 mm diameter flanged connections complete with check valve and in the case of flexible hose it is

(i) flanged at connections,

(ii) fire resistant,

(iii) of no smaller internal diameter as related equipment, and

(iv) shop inspected and shop pressure tested every three years;

(e) a securely staked minimum nominal 75 mm diameter flare line;

(f) a completely flanged choke manifold of equal pressure rating as the blowout preventer stack;

(g) a remotely operated choke accessible near the drillers station;

(h) all lines be designed so that there is a minimum number of changes in the direction of flow and, where an abrupt change is necessary, such change is protected against erosion; and

(i) a notice posted, at the

d) une ligne de duse solidement ancrée et une conduite secondaire de purge formées de tubes à bride de diamètre nominal minimum de 75 mm, et une conduite d'injection fixe formée de tubes à bride de diamètre nominal minimum de 75 mm et équipée d'un clapet de retenue, les canalisations du type flexible devant

(i) être à raccords à brides,

(ii) être résistantes au feu,

(iii) avoir un diamètre intérieur au moins égal au diamètre intérieur du matériel connexe, et

(iv) être inspectées et vérifiées sous pression en atelier tous les trois ans;

e) une conduite de brûlage solidement ancrée de diamètre nominal minimum de 75 mm;

f) un manifold de duses à raccordement à brides et ayant une pression nominale de service égale à celle du bloc d'obturation;

g) une duse à télécommande accessible près du poste du foreur;

h) à ce que toutes les canalisations aient un tracé le plus rectiligne possible et que les coudes prononcés, le cas échéant, comportent une protection adéquate contre l'usure par frottement;

i) qu'un avis affiché sur le

choke manifold and on the rig floor, of the maximum allowable casing pressure for the appropriate mud weight.

Onshore BOP Requirements - Running Casing

66. (1) An operator shall ensure, when running casing in a well, that a blowout preventer system is installed on the well-head consists of

(a) at least one annular-type preventer when running surface casing in a well where permafrost casing has been set, and

(b) at least one annular preventer and one ram-type preventer fitted with rams to fit the casing while running intermediate or production casing.

(2) An operator may run casing 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 and has installed upon it proper cross-overs for the casing being run and a method for picking up the joint for quick installation to such casing; and

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

manifold de duses et sur le plancher de l'appareil de forage indique la pression du tubage maximale admissible compte tenu de la masse volumique de la boue.

Exigences relatives aux blocs d'obturation terrestres - pose du tubage

66. (1) L'exploitant veille à ce que, lors de la pose de tubage, la tête de puits soit équipée d'un bloc d'obturation formé

a) d'au moins un obturateur annulaire pour la pose de tubage de surface dans un puits ayant déjà reçu un tubage pour pergélisol,

b) d'au moins un obturateur annulaire et d'un obturateur à mâchoires à fermeture sur tube adapté au diamètre du tubage utilisé lors de la pose de tubage intermédiaire et de production.

(2) L'exploitant peut poser un tubage dans un puits dont l'obturateur à mâchoires à fermeture sur tube ne correspond pas au diamètre du tubage s'il 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) d'une vanne d'intervention d'urgence à clé immédiatement accessible pour installation.

Offshore - Drilling Below Conductor Pipe

67. (1) An operator shall ensure that a blowout preventer or a diverter is installed on conductor pipe where such conductor pipe extends above sea level to ensure that the portion of the hole below the conductor pipe can be drilled safely.

(2) Where conductor casing is installed on a well, an operator shall ensure that

(a) a blowout preventer system is installed on the wellhead that

(i) has a rated working pressure that exceeds the maximum bottom-hole pressure anticipated before the next casing is installed;

(ii) consists of at least three hydraulically-operated blowout preventers of which one is an annular-type preventer, one is fitted with pipe rams and one is fitted with blind rams;

(iii) has a pressure relief line and a kill line, and

(iv) has a choke manifold at the surface; or

(b) a diverter system that gives protection equivalent to or superior to the protection provided by the system described

Forage sous le tube guide - Opérations extracôticières

67. (1) L'exploitant veille à ce qu'un bloc d'obturation ou un déflecteur soit installé sur le tube guide lorsque ce tube se prolonge au-dessus du niveau de la mer afin de garantir que la partie du trou qui se trouve sous le tube guide soit forée de façon sécuritaire.

(2) Lorsqu'un tubage initial est installé sur un puits, l'exploitant s'assure

a) que le bloc d'obturation installé sur la tête de puits

(i) a une pression de nominale de service supérieure à la pression maximale du fond du trou prévue avant d'installer le prochain tubage;

(ii) comporte au moins trois obturateurs à commande hydraulique dont un obturateur annulaire, un obturateur à mâchoires et un obturateur à mâchoires à fermeture totale;

(iii) est muni d'une conduite de détente de la pression et d'une conduite de neutralisation, et

(iv) comporte un manifold d'engorgement à la surface; ou

b) qu'un déflecteur offrant une protection équivalente ou supérieure à celle offerte par le dispositif décrit à l'alinéa

in paragraph (a) is installed.

Offshore - Drilling Below Surface Casing

68. (1) An operator shall ensure that a blowout preventer system is installed on the wellhead during all drilling operations that are carried out below the surface casing.

(2) Subject to subsection (3) and subsection 53(3), an operator shall ensure that the blowout preventer system for all drilling operations below the surface casing has a rated working pressure that is greater than the maximum anticipated formation pressure less the gas gradient as calculated in paragraph 77 (1)(d) in the case of ram-type preventers and greater than 50 per cent of the maximum anticipated formation pressure in the case of annular-type preventers.

(3) The pressure rating of any annular-type preventer need not exceed 35 MPa.

(4) For the purposes of subsection (2) and subsection 53(3), where the maximum formation pressure is not known, it shall be assumed to be 11 kPa per metre of vertical well depth.

(5) An operator shall ensure that the blowout preventer system referred to in subsection (1) includes at least

(a) four hydraulically-operated blowout preventers comprised of

(i) one annular-type

a) est installé.

Forage sous le tubage de surface - opérations extracôtées

68. (1) L'exploitant veille à ce qu'un bloc d'obturation soit installé sur la tête de puits durant tous les travaux de forage effectués sous le tubage de surface.

(2) Conformément au paragraphe (3) et au paragraphe 53(3), l'exploitant s'assure que le bloc d'obturation installé sur la tête de puits durant tous les travaux de forage effectués sous le tubage de surface a une pression nominale de service supérieure à la pression de formation maximale prévue, moins le gradient du gaz, calculé à l'alinéa 77(1)d) dans le cas d'obturateurs à mâchoires et supérieure à 50 pour cent de la pression de formation maximale prévue dans le cas d'obturateurs annulaires.

(3) La pression nominale de l'obturateur annulaire n'a pas à dépasser 35 MPa.

(4) Aux fins du paragraphe (2) et au paragraphe 53(3), lorsque la pression de formation maximale est inconnue, elle est présumée être de 11 kPa par mètre, mesurée à la verticale.

(5) L'exploitant s'assure que le bloc d'obturation visé au paragraphe (1) comprend au moins

a) quatre obturateurs à commande hydraulique, à savoir

(i) un obturateur annulaire,

preventer,

(ii) three ram-type preventers, one of which is fitted with blind rams and two with rams that fit the drill pipe in use, and

(iii) where the blowout preventers are submerged, rams that are capable of shearing the drill pipe;

(b) a drilling spool with side outlets, unless side outlets are provided in the body of the preventer;

(c) a pressure relief line and kill line; and

(d) a choke manifold.

Offshore BOP Requirements - Running Casing

69. (1) An operator shall ensure, when running casing in a well, that a blowout preventer system is installed on the wellhead consisting of

(a) at least one annular-type preventer when running

(i) surface casing,

(ii) intermediate casing in a well where the blowout preventers for the well are submerged, or

(iii) production casing in a well where the blowout preventers for the well are submerged;

(b) at least one annular-type

(ii) trois obturateurs à mâchoires dont un à mâchoires à fermeture totale et deux à fermeture sur tige adapté au diamètre des tiges de forage utilisées, et

(iii) lorsque les obturateurs sont submergés, des mâchoires capables de cisailier la tige de forage;

b) une croix de circulation à sorties latérales, à moins qu'il y ait des sorties latérales sur le corps de l'obturateur;

c) une conduite de détente de pression;

d) un manifold de duses.

Exigences relatives aux blocs d'obturation extracôtiers - pose du tubage

69. (1) L'exploitant veille à ce que, lors de la pose de tubage, la tête de puits soit équipée d'un bloc d'obturation formé

a) d'au moins un obturateur annulaire lors de la pose

(i) d'un tubage de surface,

(ii) d'un tubage intermédiaire dans un puits lorsque les obturateurs du puits sont submergés, ou

(iii) d'un tubage de production dans un puits lorsque les obturateurs du puits sont submergés;

b) d'au moins un obturateur

preventer and one ram-type preventer fitted with rams to fit the casing while running intermediate and production casing in a well where the blowout preventers for the well are not submerged; and

(c) at least one annular-type preventer and one ram-type preventer fitted with rams to fit the casing or two annular-type preventers while running production casing in a development well where the blowout preventers for the well are submerged.

(2) In the case where the blowout preventer system is not submerged, an operator may run casing into a well for which the ram-type preventer does not match the casing being run if

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

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

Safety Valves

70. An operator shall ensure that

(a) a safety valve is installed

annulaire et d'un obturateur à mâchoires à fermeture sur tube adapté au diamètre du tubage pour la pose d'un tubage intermédiaire et de production dans un puits lorsque les obturateurs du puits ne sont pas submergés;

c) d'au moins un obturateur annulaire et d'un obturateur à mâchoires à fermeture sur tube adapté au diamètre du tubage ou deux obturateurs annulaires pour la pose d'un tubage de production dans un puits lorsque les obturateurs du puits sont submergés.

(2) Dans le cas où le bloc d'obturation n'est pas submergé, l'exploitant peut poser un tubage dans un puits pour lequel l'obturateur à mâchoires à fermeture sur tube ne correspond pas au diamètre du tubage à poser, dans la mesure où il 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) d'une vanne d'intervention d'urgence à clé immédiatement accessible pour installation.

Vannes de sécurité

70. L'exploitant veille à ce que

a) une vanne de sécurité soit posée

(i) in the drill string immediately above and below the kelly; and

(ii) in the case of a top drive drilling system, a lower and upper valve both being accessible to be opened or closed with a key.

(b) there is available on every drill floor

(i) full-opening drill string safety valve complete with necessary cross-overs 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.

Choke Manifold

71. (1) An operator shall ensure that a choke manifold that has a rated working pressure equal to or greater than the pressure rating of the blowout preventers referred to in sections 65 and 67 is installed on or near the drill floor in the case of an offshore installation.

(2) An operator shall ensure that the inside diameter of all lines and valves comprising the choke manifold referred to in subsection (1) is nominal 75 mm.

(3) An operator shall ensure

(i) dans le train de forage immédiatement au-dessous et au-dessus de la tige d'entraînement;

(ii) dans le cas d'un appareil de forage à entraînement par le haut, les deux vannes, inférieure et supérieure, soient manoeuvrables à la main.

b) on dispose sur chaque plancher de forage

(i) de vannes de sécurité de train de forage à passage direct, avec les croisements nécessaires, adaptées à chaque type de raccordement du train de forage ou du matériel de fond ainsi que d'une clé de fermeture à portée immédiate;

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

Manifold de duses

71. (1) L'exploitant s'assure qu'un manifold de duses ayant une pression de service nominale égale ou supérieure à celle des obturateurs visés aux articles 65 et 67 est installé sur le plancher de forage d'une installation extracôtière, ou près de celui-ci.

(2) L'exploitant s'assure que le diamètre nominale intérieur de toutes les conduites et vannes formant le manifold de duses visé au paragraphe (1) est de 75 mm.

(3) L'exploitant s'assure que le

that the flow from a well is capable of being directed through the main flow line and two or more secondary lines of the choke manifold and each secondary line is equipped with an adjustable choke or, in the case of a blowout preventers referred in subsection 65(6) and section 67, one remotely operated choke and one adjustable choke.

(4) An operator shall ensure that the choke manifold referred to in subsection (1)

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

(b) has installed a sufficient number of outlets to permit the installation of gauges to measure the pressure under any selected flow route.

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

(6) An operator shall ensure that every choke manifold referred to in subsection (1) is protected against freezing.

(7) For an onshore installation where a choke manifold is in an enclosed area, an operator shall ensure that it is located at least 25 m from the wellhead and the

fluide sortant du puits peut passer par la conduite principale et deux ou plusieurs conduites secondaires du manifold et que chaque conduite secondaire de celui-ci comporte une duse réglable ou, dans le cas d'un obturateur visé au paragraphe 65(6) et à l'article 67, d'une duse télécommandée et d'une duse réglable.

(4) L'exploitant veille à ce que le manifold de duses visé au paragraphe (1) comporte

a) au moins deux manomètres ayant une graduation maximale de 250 kPa, le premier pour la mesure de la pression dans la tige de forage et l'autre pour la mesure de celle dans le tubage;

b) un nombre suffisant de prises pour permettre l'installation de manomètres afin de mesurer la pression selon n'importe lequel des tracés d'écoulement choisis.

(5) L'exploitant s'assure qu'on dispose en tout temps d'un nombre suffisant de manomètres correspondants au dimension de toutes les prises de pression du manifold de duses.

(6) L'exploitant s'assure que tous les manifolds de duses visés au paragraphe (1) sont protégés contre le gel.

(7) Dans le cas d'une installation terrestre où le manifold de duses est placé dans un espace clos, l'exploitant veille à ce qu'il se trouve à au

enclosed area is properly ventilated, heated, illuminated and have at least two exits.

(8) In an offshore installation where a choke manifold is in an enclosed area, an operator shall ensure that the area is properly ventilated, illuminated and has at least two exits.

Flare Lines and Flare Pit

72. (1) An operator shall ensure that every flare line and any other line downstream of the choke manifold referred to in subsection 71(1) has an inside diameter not less than the inside diameter of the largest line in the choke manifold.

(2) For every well that is onshore, an operator shall ensure that there is a flare tank or flare pit at the drill site that

(a) is located at least 50 m from the well-bore;

(b) in the case of a flare pit,

(i) is not less than 2 m deep, with shored sides; and

(ii) has a rear firewall of no less than 2 m to contain the flame within the pit.

moins 25 mètres de la tête de puits et que l'espace clos soit ventilé, chauffé et éclairé de façon adéquate et comporte au moins deux issues.

(8) Dans le cas d'une installation extracôtière où le manifold de duses est placé dans un espace clos, l'exploitant veille à ce que l'espace clos soit ventilé, chauffé et éclairé de façon adéquate et comporte au moins deux issues.

Conduites de torche et fosses de brûlage

72. (1) L'exploitant veille à ce que chaque conduite de torche et toute autre conduite en aval du manifold de duses visé au paragraphe 71(1) ait un diamètre intérieur au moins égal à celui de la plus grosse conduite du manifold de duses.

(2) Pour les puits terrestres, l'exploitant s'assure que l'emplacement de forage comporte un réservoir ou une fosse de brûlage

a) situé à au moins 50 mètres du trou de sonde;

b) dans le cas d'une fosse de brûlage,

(i) ayant au moins 2 mètres de profondeur et des parois étayées;

(ii) ayant une paroi arrière pare-feu d'au moins deux mètres de hauteur pour contenir les flammes à l'intérieur.

(3) An operator shall ensure that a flare line for a well that is onshore

- (a) extends from the choke manifold to the flare pit or flare tank;
- (b) is designed to prevent the accumulation of any fluid within the line;
- (c) is properly installed and anchored; and
- (d) where hydrogen sulphide gas is known or expected to be produced in excess of one per cent by volume of the gas produced, is equipped with a flare stack that is

- (i) located at least 50 m from the well-bore,
- (ii) at least 10 m in height,
- (iii) is suitably protected against freezing,
- (iv) equipped with a pilot flame or other ignition device to ensure continuous ignition of any vented gas, and
- (v) equipped with a guard to protect the flame from being extinguished by the wind.

(4) An operator shall ensure that a flare line for a well that is located on an ice platform

- (a) extends from the choke

(3) Dans le cas d'un puits terrestre, l'exploitant s'assure qu'une conduite de torche

- a) relie le manifold de duses au réservoir ou à la fosse de brûlage du puits;
- b) est conçue pour prévenir toute accumulation de fluide à l'intérieur de la conduite;
- c) est installée et ancrée de façon appropriée;
- d) comporte, lorsque la teneur en sulfure d'hydrogène du gaz produit est ou peut être supérieure à un pour cent en volume, une colonne de brûlage

- (i) située à au moins 50 mètres du trou de sonde,
- (ii) ayant au moins 10 mètres de hauteur,
- (iii) convenablement protégée contre le gel,
- (iv) munie d'une flamme pilote ou d'autre dispositif d'allumage propre à assurer le brûlage ininterrompu de tout gaz évacué, et
- (v) équipée d'un écran pare-vent empêchant l'extinction de la flamme.

(4) Dans le cas d'un puits foré sur une plate-forme de glace, l'exploitant doit s'assurer qu'une conduite de torche

- a) relie le manifold de duses à

manifold to a flare tank;

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

(c) is properly installed and anchored.

(5) For any well that is offshore, an operator shall ensure that at least two complete flare lines or other devices are installed that allow the flow of fluid from the well to be directed to two or more sides of the installation for flaring.

Onshore - Cased Hole Operations

73. (1) An operator shall ensure that the blowout preventer system for all cased well operations has a rated working pressure that is equal to or greater than the production casing flange rating, or the formation pressure, whichever is the lesser.

(2) An operator shall ensure that the minimum blowout preventer system referred to in subsection (1), for wells that are 1800 metre total depth or less, include three hydraulically operated blowout preventers comprised of

(a) one annular-type preventer, and

(b) two ram-type preventers, one of which is fitted with blind rams and one with rams that fit the tubulars in use.

un réservoir de brûlage;

b) est conçue pour prévenir toute accumulation de fluide à l'intérieur de la conduite;

c) est installée et ancrée de façon appropriée.

(5) Pour tout puits extracôtier, l'exploitant veille à ce qu'il y ait au moins deux conduites de torches complètes ou d'autres dispositifs au travers desquels tout écoulement de fluide venant du puits peut être acheminé vers deux ou plusieurs côtés de l'installation pour brûlage.

Travaux dans un puits tubé - opérations terrestres

73. (1) L'exploitant s'assure que le bloc d'obturation utilisé pour tous les travaux dans un puits tubé a une pression de service égale ou supérieure à la moindre des deux pressions suivantes : celle la bride du tubage de production ou celle de formation.

(2) L'exploitant veille à ce que le bloc d'obturation minimum visé au paragraphe (1), pour des puits d'une profondeur maximale de 1800 mètres, comprenne trois obturateurs à commande hydraulique, à savoir

a) un obturateur annulaire,

b) deux obturateurs à mâchoires dont un à mâchoires à fermeture totale et un à fermeture sur tige adapté au diamètre des tubulaires utilisés.

(3) An operator shall ensure that the minimum blowout preventer system referred to in subsection (1), for wells that are 1800 metre total depth or greater, include four hydraulically operated blowout preventers comprised of

(a) one annular-type preventer, and

(b) three ram-type preventers, one of which is fitted with shear rams, one with blind rams and one with rams that fit the tubulars in use.

(4) The Board shall grant a waiver of the requirement for the use of shear rams if the operator is able to demonstrate to the Board that the risk level and program complexity indicate that the shear rams are not necessary.

(5) The accumulator for use on wells that require four hydraulically operated blowout preventers must be capable of shearing the tubulars in the well in addition to meeting the requirements of subsection 63(6).

(6) The secondary operating power system must be capable of shearing the work string in the hole as well as meet the requirements in paragraph 63(5)(d).

(7) An operator shall ensure that the blowout preventer system referred to in subsection (1), is tested and maintained in accordance with sections 90 and 91.

(3) L'exploitant s'assure que le bloc d'obturation minimum visé au paragraphe (1), pour des puits d'une profondeur minimale de 1800 mètres, comporte quatre obturateurs à commande hydraulique, à savoir

a) un obturateur annulaire,

b) trois obturateurs à mâchoires dont un à mâchoires coupe-tige, un à mâchoires à fermeture totale et un à fermeture sur tige adapté au diamètre des tubulaires utilisés.

(4) L'Office accorde une dispense d'utiliser des mâchoires coupe-tige lorsque l'exploitant peut prouver que le niveau de risque et la complexité du programme montrent que ces mâchoires ne sont pas nécessaires.

(5) L'accumulateur utilisé sur les puits qui nécessitent quatre obturateurs à commande hydraulique doit pouvoir cisailer les tubulaires en plus de respecter les exigences visées au paragraphe 63(6).

(6) Le système secondaire de d'énergie doit pouvoir cisailer le train de tige dans le trou de sonde en plus de respecter les exigences visées à l'alinéa 63(5)d).

(7) L'exploitant s'assure que le bloc d'obturation visé au paragraphe (1) est mis à l'essai et maintenu conformément aux articles 90 et 91.

(8) An operator shall ensure that the control manifold system meets the requirements of Schedule 10, *Servicing Blowout Prevention Systems - Class III* of the *Oil and Gas Conservation Regulations of Alberta*.

(9) An operator shall ensure that the inside diameter of all lines and valves of the well control manifold and associated piping of the manifold referred to in subsection (7) are nominal 50 mm.

(10) An operator shall ensure that the choke manifold referred to in subsection (7) is

- (a) protected against freezing;
- (b) located at least 25 m from the wellhead where the manifold is in an enclosed area and the enclosed area is properly ventilated, heated, illuminated and has at least two exits;
- (c) securely staked;
- (d) flanged at connections; and
- (e) of no smaller internal diameter than related equipment.

(12) An operator shall ensure that a flare tank or flare pit at the well site meets the requirements of section 72.

Test Holes

74. (1) Subject to subsection (2), sections 63 to 69 do not apply in the case of a test hole

(8) L'exploitant s'assure que le système de contrôle du manifold est conforme aux exigences de l'annexe 10, *Servicing Blowout Prevention Systems - Class III* du *Oil and Gas Conservation Regulations of Alberta*.

(9) L'exploitant s'assure que le diamètre intérieur nominale de toutes les conduites et de toutes les vannes du système de contrôle et des conduites connexes du système visé au paragraphe (7) est de 50 mm.

(10) L'exploitant s'assure que le manifold de duses visé au paragraphe (7) est

- a) protégé contre le gel;
- b) situé à au moins 25 mètres de la tête de puits lorsque le manifold se trouve dans un espace clos et que cet espace est ventilé, chauffé et éclairé de façon adéquate et comporte au moins deux issues;
- c) sécuritairement fixé;
- d) muni de raccords à brides;
- e) d'un diamètre intérieur au moins égal au diamètre intérieur du matériel connexe.

(12) L'exploitant s'assure que le réservoir ou la fosse de brûlage est conforme aux dispositions de l'article 72.

Trous d'essai

74. (1) Sous réserve du paragraphe (2), les articles 63 à 69 ne s'appliquent pas dans le cas

or a well that is drilled for a purpose other than

- (a) exploring for oil or gas;
- (b) the production of oil or gas;
- (c) obtaining water to inject into an underground formation; or
- (d) the injecting of gas, air, water or other substance into an underground formation.

(2) Notwithstanding subsection (1), the Board may direct that a diverter or blowout preventer system be installed on any test hole or well referred to in that subsection during the drilling of the test hole or well.

Casing

75. (1) An operator shall submit to the Board for approval the casing setting depths, the casing program, design calculations and the casing cementing program for each test hole or well that the operator intends to drill.

(2) An operator shall ensure that any casing to be used in a well is new pipe.

(3) Where a floating drilling unit is used to drill a well, an operator shall ensure that the conductor casing for that well is designed to have sufficient structural strength to support the load imposed by the marine riser

d'un trou d'essai ou d'un puits foré dans un but autre que

- a) la prospection de pétrole ou de gaz naturel;
- b) la production de pétrole ou de gaz naturel;
- c) l'obtention d'eau à injecter dans une formation souterraine;
- d) l'injection de gaz, d'air, d'eau ou de toute autre substance dans une formation souterraine.

(2) Nonobstant le paragraphe (1), l'office peut ordonner qu'un déflecteur ou un système d'obturateurs anti-éruption soit installé sur un trou d'essai ou sur un puits mentionné au paragraphe (1) au cours du forage du trou d'essai ou du puits.

Tabage

75. (1) L'exploitant soumet à l'approbation de l'Office la profondeur du tubage, le programme de tubage, les calculs et le programme de cimentation du tubage touchant chacun des puits ou trous d'essai qu'il entend forer.

(2) L'exploitant s'assure que tout tubage utilisé dans un puits soit neuf.

(3) Lorsqu'une unité de forage flottante est utilisée pour forer un puits, l'exploitant s'assure que le tubage initial est calculé de façon à posséder une résistance structurale suffisante pour supporter la charge imposée par le

and by the diverter or blowout preventers.

(4) When designing the conductor casing referred to in subsection (3), an operator shall ensure that the support provided by the conductor pipe is taken into account.

76. (1) An operator shall ensure that the casing to be installed on any well is designed to withstand burst, collapse, tension, bending, buckling or other stresses that are known to exist or that may reasonably be expected to exist.

(2) An operator shall select any casing to be installed in a well on the basis of the performance properties listed in the *Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe*, API Bul 5C2, issued by the American Petroleum Institute.

(3) An operator shall ensure that the minimum design factors used in the design of well casings are

(a) 1.33 for burst, for surface casing;

(b) 1.0 for burst, for conductor casing, production casing, intermediate casing and casing liners;

(c) 1.0 for collapse; and

riser ainsi que par le déflecteur ou le bloc d'obturation.

(4) Lors du calcul du tubage initial visé au paragraphe (3), l'exploitant s'assure que le support fourni par le tube guide est pris en considération.

76. (1) L'exploitant s'assure que les tubages qui seront installés dans un puits sont calculés 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.

(2) Le choix des tubages à installer dans un puits se fait en fonction des paramètres de résistance figurant dans le bulletin *Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe*, API Bul 5C2 publié par l'American Petroleum Institute.

(3) Les coefficients de sécurité minimums à utiliser dans le calcul des tubages de puits sont de

a) 1,33 pour la pression d'éclatement du tubage de surface;

b) 1,0 pour la pression d'éclatement du tubage initial, du tubage de production, le tubage intermédiaire et les tubages partiels;

c) 1,0 pour la pression d'écrasement;

(d) 1.6 for tension.

77. (1) Subject to subsection 53(3), an operator shall ensure that the casing to be installed in any well is designed to withstand burst pressures using the following assumptions

(a) the maximum internal pressure in the conductor casing and surface casing is 22 kPa/m of depth to which it is run;

(b) the maximum internal pressure in intermediate casing is equal to the maximum anticipated formation fluid pressure at the depth to which the well is to be drilled prior to setting a further casing;

(c) the maximum internal pressure for production casing is the maximum reservoir pressure;

(d) the maximum internal pressure determined in accordance with paragraphs (b) and (c) is reduced by an internal pressure equivalent to a head of methane gas, unless the composition or specific gravity of the gas is known in which case the known properties can be utilized, that extends from the well-head to the depth to which the well is to be drilled prior to setting a further casing;

(e) for surface casing, an external pressure exists that is equivalent to a head of water from the casing shoe to the top

d) 1,6 pour la traction.

77. (1) Sous réserve du paragraphe 53(3), l'exploitant s'assure que le tubage à installer dans un puits est conçu pour résister aux pressions d'éclatement en fonction des hypothèses ci-dessous :

a) la pression interne maximale dans le tubage initial et le tubage de surface est de 22 kPa par mètre de profondeur;

b) la pression interne maximale dans le tubage intermédiaire est égale à la pression maximale prévue du fluide de formation à la profondeur atteinte avant la mise en place du tubage suivant;

c) la pression interne maximale pour le tubage de production correspond à la pression maximale du réservoir;

d) la pression interne maximale déterminée selon les alinéas b) et c) est réduite d'une pression interne équivalente à une pression d'une colonne de méthane ou, si l'on connaît la nature ou la densité, de la colonne de gaz s'étendant de la tête de puits à la profondeur atteinte avant la mise en place du tubage suivant;

e) pour le tubage de surface, il existe une pression externe équivalant à une colonne d'eau entre le sabot de tubage et la

of the highest known water table.

(2) For the purposes of paragraph (1)(b), where the formation fluid pressure is not known, the formation fluid pressure at any depth shall be assumed to be 11 kPa/m of well depth.

78. An operator shall ensure that the casing to be installed on any well is 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, surface casing and intermediate casing is 50% evacuated;

(c) the production casing is completely evacuated; and

(d) axial stresses on collapse resistance shall be taken into account.

79. An operator shall ensure that well casing is designed to withstand tensile loading based on the following assumptions

(a) the weight of 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.

nappe aquifère la plus élevée connue.

(2) Aux fins de l'alinéa (1)b), lorsque la pression du fluide de formation n'est pas connue, elle est présumée être de 11 kPa par mètre de profondeur du puits.

78. La résistance à l'écrasement du tubage à être installé dans un puits est calculée en fonction des hypothèses ci-dessous :

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 pour pergélisol, le tubage de surface et le tubage intermédiaire sont à moitié vides;

c) le tubage de production est totalement vide;

d) les efforts axiaux sur la résistance à l'écrasement sont pris en compte.

79. La résistance à la traction d'un tubage est calculée en fonction des hypothèses ci-dessous :

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 élastique de la paroi du tubage ou de son joint.

80. Where casing liners are used in lieu of full casing strings, an operator shall ensure that the casing liner and the casing to which it is attached, together meet the relevant design criteria set out in sections 76 to 79.

81. (1) Where normal pressure conditions exist and permafrost is absent or is present in consolidated formations, an operator shall ensure that the casing program, in respect of a well that is onshore, includes

(a) conductor pipe or conductor casing, or both, set to a minimum depth of 20 m to ensure the return of drilling fluids;

(b) surface casing set in a competent formation at a depth of not less than 150 m and not more than four times the depth of the previous conductor casing or 500 m, whichever is greater; and

(c) surface casing and intermediate casing set as required to protect the well against anticipated pressures or difficult hole conditions

(i) to ensure that at least 25 percent of the well-bore is cased at all times while drilling below the previously set casing, or

80. Lorsque des tubages partiels sont utilisés à la place de colonnes complètes, l'exploitant s'assure que le tubage partiel et le tubage auquel il est relié répondent tous deux aux critères de calcul applicables énoncés dans les articles 76 à 79.

81. (1) Dans des conditions normales de pression et en l'absence de pergélisol ou en présence de pergélisol dans des formations consolidées, l'exploitant s'assure que le programme de tubage prévoit, dans le cas d'un puits terrestre,

a) la mise en place d'un tube guide ou d'un tubage initial, ou les deux, à une profondeur minimum de 20 mètres pour assurer le retour des fluides de forage;

b) la mise en place d'un tubage de surface dans une formation compétente à une profondeur ni inférieure à 150 mètres ni supérieure à la plus élevée des deux valeurs suivantes : quatre fois la profondeur du tubage initial ou 500 mètres;

c) la mise en place d'un tubage de surface et de tubage intermédiaire en vue de protéger le puits contre les pressions prévues ou des conditions difficiles de forage de manière à

(i) assurer qu'au moins 25 pour cent du trou de sonde est tubé en tout temps durant les travaux de forage sous le tubage déjà en place, ou

(ii) to justify the casing set depth based on geological, engineering and pressure data which meet the relevant casing design criteria set out in sections 76 to 79.

(2) Where normal pressure conditions exist and permafrost is known or believed to exist in unconsolidated formations, an operator shall ensure that the casing program, in respect of a well that is onshore, includes

(a) conductor pipe or conductor casing set in accordance with paragraph (1)(a);

(b) permafrost casing set at a depth of 150 m below ground level where permafrost occurs to a depth greater than 150 m;

(c) surface casing that is at least 100 m but not more than 300 m below the base of the permafrost where permafrost occurs to a depth greater than 150 m or that is set in accordance with paragraph (1)(b) if permafrost occurs to a depth of less than 150 m; and

(d) intermediate casing set in accordance with paragraph (1)(c).

(3) Where normal pressure conditions exist, an operator shall ensure that the casing

(ii) justifier la profondeur de tubage fondée sur les données géologiques, techniques et de pression et répondant aux critères de calcul applicables énoncés aux articles 76 à 79.

(2) Dans des conditions normales de pression et en présence confirmée ou soupçonnée de pergélisol dans des formations non consolidées, l'exploitant s'assure que le programme de tubage comprend, dans le cas d'un puits terrestre,

a) la mise en place d'un tube guide ou d'un tubage initial conformément à l'alinéa (1)a);

b) la mise en place d'un tubage pour pergélisol à une profondeur de 150 mètres sous la surface lorsque le pergélisol se présente à une profondeur supérieure à 150 mètres;

c) la mise en place d'un tubage de surface à une profondeur comprise entre 100 mètres et 300 mètres, sous la base du pergélisol lorsque celui-ci se retrouve à une profondeur supérieure à 150 mètres ou selon les dispositions de l'alinéa (1)b) lorsque le pergélisol se retrouve à moins de 150 mètres de profondeur;

d) la mise en place d'un tubage intermédiaire conformément à l'alinéa (1)c).

(3) Dans des conditions normales de pression, l'exploitant s'assure que le programme de tubage

program, in respect of any well that is offshore, includes

(a) conductor pipe set at a minimum depth of 10 m below the seafloor;

(b) one or more conductor casings set at a depth not exceeding 250 m below the seafloor unless a diverter system is installed on a cemented conductor pipe or previous conductor casing in which case the conductor casing is set at a depth not deeper than the greater of

(i) four times the depth of the previous conductor casing or cemented conductor pipe, or

(ii) 500 m;

(c) surface casing and intermediate casing set as required to protect the well against anticipated pressures or difficult hole conditions

(i) to ensure that at least 25 percent of the well-bore is cased at all times while drilling below the previously set casing, or

(ii) to justify the casing set depth based on geological, engineering and pressure data which meet the relevant casing design criteria set out in sections

comprend, dans le cas d'un puits extracôtier,

a) la mise en place d'un tube guide à une profondeur minimum de 10 mètres sous le fond marin;

b) la mise en place d'un ou de plusieurs tubages initiaux à une profondeur inférieure à 250 mètres au-dessous du fond marin, sauf lorsqu'un déflecteur est installé sur un tube guide cimenté ou sur le tubage initial précédent, auquel cas le tubage initial est installé à une profondeur inférieure à la plus grande des deux valeurs suivantes :

(i) quatre fois la profondeur de tubage initial précédent ou du tube guide cimenté, ou

(ii) 500 mètres;

c) la mise en place d'un tubage de surface et de tubage intermédiaire adaptés pour protéger le puits contre les pressions prévues ou des conditions difficiles de forage de manière à

(i) assurer qu'au moins 25 pour cent du trou de sonde est tubé en tout temps durant les travaux de forage sous le tubage déjà en place, ou

(ii) justifier la profondeur de tubage fondée sur les données géologiques, techniques et de pression et répondant aux critères de calcul applicables énoncés

76 to 79.

dans les articles 76 à 79.

Production Tubing**Tube de production**

82. (1) An operator shall ensure that the tubing used in a well is designed

82. (1) L'exploitant veille à ce que le tube mis en place dans le puits soit conçu

(a) to permit the installation of artificial lift equipment wherever 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 or field;

a) pour permettre l'installation de matériel d'ascension artificielle où son emploi peut être nécessaire pour maintenir les débits et accroître la récupération ultime du gisement ou du champ;

(b) to withstand the conditions that might have a detrimental effect on the structural integrity of the tubing;

b) pour résister aux conditions susceptibles d'avoir un effet préjudiciable sur son intégrité structurale;

(c) with respect to sour service, to meet National Association of Corrosion Engineers, NACE Standard MR0175-92 Item No. 53024 *Standard Material Requirements, Sulfide Stress Cracking Resistant - Metallic Materials for Oilfield Equipment*; and

c) pour ce qui concerne les puits acides, pour se conformer à la norme NACE MR0175-92 - Item no 53024 de la National Association of Corrosion Engineers, intitulée *Standard Material Requirements, Sulfide Stress Cracking Resistant - Metallic Materials for Oilfield Equipment*;

(d) to ensure that any forces that could result from injection of fluids or from any other phenomena will not result in stresses that exceed the design stress limits of the tubing.

d) pour faire en sorte que toute force résultant de l'injection de fluides ou tout autre phénomène n'engendrera pas des contraintes supérieures à la résistance nominale du tube.

(2) An operator shall ensure that the tubing hanger and all tubing and downhole equipment that is an integral part of a tubing string is designed to provide for sufficient resistance to burst, tension, collapse and buckling that may result from installation

(2) L'exploitant s'assure que le collier de suspension, le tube et l'équipement de fond qui fait partie intégrante du tube de production sont calculés pour offrir une résistance appropriée aux charges d'éclatement, de traction, d'écrasement et de

and operational loads and from pressure and temperature differentials.

Protection of Permafrost

83. Where conductor pipe is installed in permafrost, an operator shall ensure that the annulus surrounding such pipe is insulated or refrigerated to minimize, to the greatest extent practicable, any deterioration of the ground surface due to thermal disturbance of the permafrost.

Cementation

84. (1) Subject to subsection (3), an operator shall ensure that

(a) the cementation of casing and casing liners is carried out in accordance with the program specified in the Well Operation Approval;

(b) where 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) An operator shall ensure, in respect of a well that is onshore, that where permafrost casing is used, the annulus of the surface casing is sealed at the surface and suitable devices are fitted to

flambage susceptibles de se produire lors de l'installation et au cours de l'exploitation ou de résulter des différences de pression et de température.

Protection du pergélisol

83. Lorsqu'un tube guide est posé dans le pergélisol, l'exploitant veille à ce que l'annulaire autour de ce tube soit isolé ou réfrigéré pour prévenir le plus possible la détérioration du sol due à une perturbation thermique du pergélisol.

Cimentation

84. (1) Sous réserve du paragraphe (3), l'exploitant veille à ce que :

a) la cimentation du tubage et de tubage partiel soit réalisée conformément au programme indiqué dans l'approbation de travaux dans un puits;

b) les retours de fluide soient dans la mesure du possible observés durant tous les travaux de cimentation;

c) la cote de remontée du ciment dans l'annulaire soit calculée et enregistrée, en se basant sur les observations effectuées aux termes de l'alinéa b) et les données de conception.

(2) Dans le cas d'un puits terrestre, l'exploitant veille à ce que, lorsqu'un tubage pour pergélisol est utilisé, l'annulaire du tubage de surface soit colmaté au niveau du sol et

monitor and relieve any pressure that may accumulate under the seal.

(3) Subsections (1) and (2) do not apply where the operator provides data to show that other measures will provide an equivalent or greater degree of well integrity.

85. (1) An operator shall ensure that the volume of cement slurry used for the cementation of any casing is at least 30 per cent greater than the estimated annular volume to be filled unless that estimate is based on a reliable caliper log in which case the volume is at least 10 per cent greater than the estimated annular volume.

(2) Where there are indications during or after the completion of cementation that the casing is not properly cemented, the operator shall determine the effectiveness of the cement in the annulus and ensure that any necessary remedial action is taken.

86. An operator shall ensure that 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 are designed to

(a) prevent the movement of formation fluids in the casing-formation annuli or casing-casing annuli;

que des dispositifs appropriés de mesure et d'évacuation de la pression pouvant s'accumuler sous le joint de scellement soient posés.

(3) Les paragraphes (1) et (2) ne s'appliquent pas lorsque l'exploitant peut démontrer que d'autres mesures permettront une intégrité du puits équivalente ou supérieure.

85. (1) L'exploitant veille à ce que le volume du mortier utilisé pour la cimentation d'un tubage soit d'au moins 30 pour cent supérieur au volume estimé de l'annulaire à remplir, à moins que ce volume n'ait été déterminé par une diagraphie de diamétrage fiable, auquel cas le volume injecté doit être d'au moins 10 pour cent supérieur à celui du volume estimé de l'annulaire.

(2) S'il constate au cours des travaux de cimentation ou à l'achèvement de ceux-ci que le tubage n'est pas cimenté adéquatement, l'exploitant en vérifie l'efficacité dans l'espace l'annulaire et prend les mesures correctives qui s'imposent.

86. L'exploitant s'assure que la composition, le volume et les additifs du mortier utilisé ainsi que la technique de cimentation adoptée des tubages d'un puits soient conçus pour

a) empêcher la remontée des fluides de formation dans l'espace annulaire entre le tubage et le trou ou l'espace

(b) provide support for the casing; and

(c) retard corrosion of the casing.

87. (1) An operator shall ensure that the conductor casing and permafrost casing is cemented, where practicable, from the shoe of the casing to the surface.

(2) An operator shall ensure that a surface casing is cemented to the surface of the well.

(3) An operator shall ensure that an intermediate casing is cemented with sufficient cement to

(a) isolate all hydrocarbon or potable water zones;

(b) isolate abnormally pressured intervals from normally pressured intervals; and

(c) rise to a minimum of 300 m above the casing shoe or 150 m above the base of the permafrost.

(4) An operator shall ensure that the production casing used in a well is equipped and cemented with sufficient cement to

(a) isolate with cement to a minimum 60 m above all oil and gas and potable water zones;

(b) isolate abnormally-pressured intervals from normally-pressured intervals; and

annulaire entre les tubes;

b) fournir un support au tubage;

c) retarder la corrosion du tubage.

87. (1) L'exploitant s'assure que le tubage initial et le tubage pour pergélisol sont cimentés, si possible, à partir du sabot de tubage jusqu'à la surface.

(2) L'exploitant s'assure que le tubage de surface est cimenté jusqu'à la surface du puits.

(3) L'exploitant s'assure que le tubage intermédiaire est cimenté avec suffisamment de ciment pour

a) isoler toutes les zones contenant des hydrocarbures ou de l'eau potable;

b) isoler les couches à pression anormale de celles à pression normale;

c) permettre une remontée à au moins 300 mètres au-dessus du sabot ou 150 mètres au-dessus de la base du pergélisol.

(4) L'exploitant s'assure que le tubage de production utilisé dans un puits est cimenté avec suffisamment de ciment pour

a) l'isoler jusqu'à un minimum de 60 mètres au-dessus de toute couche renfermant du pétrole, du gaz ou de l'eau potable;

b) isoler les couches à pression anormale de celles 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.

88. An operator shall ensure that every casing liner is cemented for its full length based on operation, safety and conservation considerations.

Waiting on Cement Time

89. (1) An operator shall ensure that the time interval while waiting for cement to attain a minimum compressive strength of 3,500 kPa before resumption of drilling after cementation of any casing is in no case less than six hours and is less than 12 hours only where the operator determines, by testing representative samples of the cement using acceptable equipment and procedures, that the cement has, in fact, a compressive strength of at least 3,500 kPa.

(2) An operator shall ensure that the time interval and the result of any test referred to in subsection (1) is recorded on the tour sheets.

Tests of Blowout Preventers

90. (1) An operator shall ensure that every blowout preventer is inspected before or immediately after installation to confirm that

(a) it is in good working order;

c) faire en sorte que toute force résultant de l'injection de fluides dans l'annulaire ou de tout autre phénomène n'engendrera pas des contraintes supérieures à la résistance nominale du tubage.

88. L'exploitant veille à ce que le tubage partiel soit cimenté sur toute sa longueur pour des considérations d'exploitation, de sécurité et de conservation.

Prise du ciment

89. (1) L'exploitant s'assure que la période d'attente pour permettre au ciment d'atteindre une résistance à la compression d'au moins 3 500 kPa avant la reprise du forage n'est en aucun cas inférieure à six heures et n'est inférieure à 12 heures que lorsque l'exploitant détermine, au moyen de vérifications d'échantillons de ciment effectuées avec un équipement et des procédés acceptables, que le ciment possède une résistance à la compression d'au moins 3 500 kPa.

(2) L'exploitant s'assure que la période d'attente et les résultats des essais prévus au paragraphe (1) sont consignés dans le rapport de forage.

Essais des obturateurs

90. (1) L'exploitant veille à ce que tous les obturateurs soient inspectés avant ou immédiatement après leur mise en place pour confirmer

a) qu'ils sont en bon état de

(b) the annular element and ram block rubbers for each preventer are in good condition; and

(c) that it is shop serviced and shop tested to the working pressure every three years in the case of an onshore operation and every five years in the case of an offshore operation.

(2) When pressure testing any blowout preventer, choke manifold, kill line, casing seal assemblies and pressure relief line as required by these Regulations, an operator shall ensure that

(a) a low viscosity fluid is used;

(b) prior to pressure tests, high pressure test warning signs are posted near the tested unit and on rig floor along with a verbal announcement of pressure test; and

(c) the following two test pressures are 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 93(2)(a) except in the case of an annular-type preventer, in which case the test pressure shall be equal to 50

fonctionnement;

b) que les garnitures élastomères annulaires et de mâchoire des obturateurs sont en bon état;

c) qu'ils ont été inspectés et testés en atelier jusqu'à la pression de service à tous les trois ans dans le cas d'opérations terrestres et à tous les cinq ans dans le cas d'opérations extracôtières.

(2) L'exploitant veille à ce que les épreuves sous pression des obturateurs, manifolds de duses, conduites d'injection, joints d'étanchéité de tubages et conduites de détente réalisées conformément au présent règlement, se font

a) avec un fluide de faible viscosité;

b) après mise en place de panneaux d'avertissement à proximité du matériel d'essai et sur le plancher de forage et après annonce verbale de la conduite imminente d'épreuve sous pression;

c) aux deux pressions d'essai suivantes :

(i) une pression de 1 500 kPa,

(ii) une pression égale à celle prescrite pour un tubage à l'alinéa 93(2)a), sauf dans le cas d'un obturateur annulaire pour lequel la pression d'essai est la moindre entre 50 pour

per cent of the rated working pressure of the preventer or the pressure prescribed under paragraph 93(2)(a), whichever is lesser, and this test is made with the preventer closed on the drill pipe being used.

(3) On an offshore installation, an operator shall ensure that a pressure integrity test, made to at least 50 percent of the rated working pressure, up to a maximum of 3400 kPa, is made on the diverter system after each installation.

91. An operator shall ensure that

(a) the equipment referred to in subsection 90(2) is pressure tested

- (i) after installation,
- (ii) before drilling out any casing string,
- (iii) before commencing a formation flow test or a series of tests,
- (iv) following repairs or alterations that require disconnecting a pressure seal in the wellhead or blowout preventer stack, and

(v) not less than once every 14 operational days;

(b) appropriate remedial measures are undertaken

cent de la pression nominale de service de l'obturateur ou la pression déterminée selon l'alinéa 93(2)a), l'essai étant effectué avec l'obturateur fermé sur la tige de forage en usage.

(3) Pour une installation extracôtière, l'exploitant s'assure qu'un essai d'intégrité sous pression, fait jusqu'à au moins 50 pour cent de la pression nominale de service ou jusqu'à un maximum de 3 400 kPa, soit exécuté sur le déflecteur après chaque installation.

91. L'exploitant veille à ce que

a) le matériel visé au paragraphe 90(2) soit éprouvé sous pression

- (i) après installation,
- (ii) avant reforage d'une colonne de tubage,
- (iii) avant le début d'un essai d'écoulement ou d'une série d'essais,
- (iv) après toute réparation ou modification ayant nécessité le démontage d'un joint d'étanchéité de la tête de puits ou du bloc d'obturation, et

(v) au moins une fois tous les quatorze jours d'opérations;

b) des mesures correctives appropriées soient prises

immediately where the blowout preventers fail to meet pressure test requirements or operate as designed; and

(c) blowout preventers are not removed from the well-head unless the well is adequately secured with an appropriate barrier.

92. (1) An operator shall ensure that

(a) blowout prevention drills are to be performed weekly by each drill crew and times recorded on tour sheets while the operator is engaged in a drilling operation;

(b) the blind rams are actuated at least once each time the drill string is out of the hole; and

(c) all major components of the blowout preventer system are function tested weekly.

(2) Notwithstanding paragraph 91(1)(a), the operator need not pressure test shear rams in a blowout preventer stack where there is a separate set of blind rams in the same stack.

Pressure Tests of Casing

93. (1) An operator shall ensure that casing is pressure tested

immédiatement à l'égard de tout obturateur qui a échoué une épreuve pression ou qui ne fonctionne pas tel que conçu;

c) les obturateurs ne soient jamais enlevés de la tête de puits sans que le puits n'ait été fermé adéquatement par une barrière appropriée.

92. (1) L'exploitant veille à ce que

a) des exercices de prévention d'éruption soient effectués toutes les semaines par chaque équipe de forage, l'heure de chaque exercice étant consignée dans le rapport de forage et ce pendant toute la durée des opérations de forage;

b) les mâchoires à fermeture totale soient actionnées, à une reprise au moins, à chaque fois que le train de tige est sorti du trou de sonde;

c) les composantes majeures du système d'obturateurs soient activées hebdomadairement.

(2) Nonobstant l'alinéa 91(1)a), l'exploitant n'a pas à soumettre à une épreuve sous pression les mâchoires cisailantes d'un bloc d'obturation s'il comprend un jeu distinct de mâchoires à fermeture totale.

Épreuve sous pression du tubage

93. (1) L'exploitant veille à ce que le tubage soit éprouvé sous

pression

- (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 1000 rotating hours or more frequently where casing wear is detected; and
- (d) immediately prior to perforating or using the casing for purposes of formation flow testing.
- (2) An operator 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 lesser of
- (i) the rated working pressure of the blowout preventers,
- (ii) where the well is onshore, 40 per cent of the maximum formation fluid pressure anticipated during the next phase of the drilling operation, or
- (iii) where the well is offshore, 60 per cent of the maximum formation fluid pressure anticipated during the next phase of the
- a) après sa pose et avant le reforage des bouchons, flotteurs à tube, matériels de cimentation multi-étagée ou sabots de tubage;
- b) immédiatement après toute cimentation de reprise;
- c) au moins une fois toutes les 1 000 heures de rotation ou à une fréquence plus élevée lorsqu'on constate une usure du tubage;
- d) immédiatement avant de perforer le tubage ou de l'utiliser pour un essai d'écoulement.
- (2) L'exploitant veille à ce que
- a) le tubage de surface, le tubage intermédiaire et les tubages partiels soient éprouvés sous pression à une pression de surface égale ou supérieures à la moindre de
- (i) la pression nominale de service des obturateurs,
- (ii) dans le cas d'un puits terrestre, 40 pour cent de la pression maximale de gisement anticipée durant la phase suivante des travaux de forage, ou
- (iii) dans le cas d'un puits foré en mer, 60 pour cent de la pression maximale de gisement anticipée durant la phase suivante des travaux de

drilling operation; and

(b) production casing and production liners are tested to a surface pressure that is equal to the maximum reservoir pressure less the gas head as calculated in paragraph 77(1)(d).

(3) For any casing pressure test to be satisfactory, an operator shall ensure that the test pressure prescribed in subsection (2) is maintained for five minutes with no pressure decline or for fifteen minutes with a pressure decline of less than five per cent of the test pressure.

(4) An operator shall advise the Board where excessive casing wear is suspected and shall conduct a pressure test.

(5) Where a casing string does not hold the required pressure throughout its length, the Board 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.

PART V — EVALUATION

94. When submitting any information for the purposes of the Act, these Regulations, or any other regulations made under the

forage;

b) le tubage de production et le tubage partiel de production soient éprouvés à une pression de surface égale à la pression maximale du réservoir, moins le gradient de pression calculé selon l'alinéa 77(1)d).

(3) Pour qu'une épreuve sous pression soit jugée satisfaisante, l'exploitant doit s'assurer que la pression d'épreuve prescrite au paragraphe (2) est maintenue intégralement pendant cinq minutes ou avec une baisse de moins de cinq pour cent pendant 15 minutes.

(4) L'exploitant informe l'Office dès qu'il soupçonne une usure excessive du tubage et le soumet à une épreuve sous pression.

(5) Lorsque la colonne de tubage ne maintient pas la pression prescrite sur toute sa longueur, l'Office peut exiger que

a) le forage ou les essais soient suspendus;

b) le forage soit arrêté à une profondeur donnée;

c) des précautions ou des mesures correctives soient prises avant la poursuite des travaux de forage ou d'essai.

PARTIE V — ÉVALUATION

94. Lors de la présentation de renseignements aux fins de la Loi, du présent règlement ou de tout autre règlement d'application de

Act, an operator shall refer to each well, field, pool and zone by the name assigned by the Board.

Well Evaluation

95. (1) An operator shall obtain sufficient well tests, formation flow tests, formation evaluation logs, cased hole log, analyses, surveys, conventional cores and drill cuttings and fluid samples during a well operation to ensure that a comprehensive geological and reservoir evaluation can be made.

(2) Where permafrost exists in a well, the operator shall, if requested by the Board, determine the approximate depth of the base of permafrost by running a temperature survey or other formation evaluation log or by such other method as may be approved by the Board.

(3) The operator shall carry out the necessary routine and special core tests that are required to ensure a proper geological and reservoir evaluation can be made.

Drill Cuttings

96. (1) An operator shall ensure that

(a) subject to paragraph (d), a portion of each sample of drill cuttings collected in accordance with section 95 is washed and dried

la Loi, l'exploitant désigne chaque puits, champs, gisement ou zone par le nom assigné par l'Office.

Évaluation du puits

95. (1) L'exploitant effectue suffisamment d'essais de puits, d'essais d'écoulement, de diagraphies d'évaluation de formation, de diagraphies en puits tubé, d'analyses, de mesures, de carottages classiques et de prélèvements d'échantillons au cours du forage d'un puits pour permettre une évaluation complète de la géologie et du réservoir.

(2) Lorsqu'un forage traverse une zone de pergélisol, l'exploitant, à la demande de l'Office, détermine de façon approximative la cote de la base du pergélisol par des mesures de température, de diagraphies d'évaluation de formation ou toute autre méthode approuvée par l'Office.

(3) L'exploitant doit exécuter des essais courants et spéciaux sur les échantillons des carottes extraites pour permettre une évaluation complète de la géologie et du réservoir

Déblais de forage

96. (1) L'exploitant veille à ce que

a) sous réserve de l'alinéa d), une part de chaque échantillon de déblais de forage prélevé conformément à l'article 95 soit lavée et séchée

- (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;
- (c) the vials referred to in paragraph (b) are of a type approved by the Board and are accurately and durably labelled with the name of the well and the depth interval from which the drill cuttings were obtained;
- (d) at least 500 g of each sample of drill cuttings referred to in paragraph (a) are left unwashed and are placed in a moisture-proof container;
- (e) the container referred to in paragraph (d) is durably labelled with the name of the well and the depth interval, which may be coded, from which the sample was taken; and
- (f) deliver the samples to the Board's core storage within two weeks of the rig release date.
- (i) afin d'éliminer toutes traces de fluide de forage ou autre agent de contamination, et
- (ii) d'une façon à 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) soient d'un type approuvé par l'Office et portent une étiquette durable sur laquelle sont indiqués précisément la désignation du puits et l'intervalle de profondeur d'où provient l'échantillon;
- d) au moins 500 g de chacun des échantillons de déblais de forage visés à l'alinéa a) soient laissés à leur état naturel et placés dans un contenant à l'épreuve de l'humidité;
- e) le contenant visé à l'alinéa d) porte une étiquette durable sur laquelle sont indiqués précisément la désignation du puits et l'intervalle de profondeur, qui peut être désigné par un code, d'où provient l'échantillon;
- f) les échantillons soient envoyés à l'entrepôt d'échantillons de carottage de l'Office dans les deux semaines

(2) Where it is not practicable to comply with subsection (1), the operator shall process the samples the operator has obtained in the manner approved by the Board.

Conventional Cores

97. (1) An operator shall core each formation or part of a formation if such a direction is given in the well operation approval.

(2) An operator shall advise the Board, as soon as possible, of any case where it is not practicable to take the cores referred to in subsection (1).

(3) An operator shall ensure that any core taken pursuant to subsection (1) is described immediately in accordance with good geological practice.

(4) An operator shall ensure that

(a) every conventional core that has been cut using a mechanical cutting device is analysed to determine the basic reservoir characteristics of all potential reservoir intervals in the core;

(b) the analysis referred to in paragraph (a) includes the measurement of at least the following characteristics,

(i) porosity,

suivant la date de libération de l'appareil.

(2) Lorsqu'il n'est pas pratique de se conformer au paragraphe (1), l'exploitant doit traiter les échantillons obtenus de la façon approuvée par l'Office.

Carottage classique

97. (1) L'exploitant prélève des carottes dans toute formation ou partie de formation si une telle directive est donnée dans l'approbation de travaux dans un puits.

(2) L'exploitant avise l'Office le plus tôt possible s'il ne peut prélever les carottes visées au paragraphe (1).

(3) L'exploitant s'assure que les carottes prélevées conformément au paragraphe (1) sont décrites immédiatement selon les règles admises en géologie.

(4) L'exploitant veille à ce que

a) chacune des carottes prélevées par carottage classique à l'aide d'un carottier mécanique soit analysée en vue de déterminer les principales caractéristiques des réservoirs potentiels traversés par le carottier;

b) l'analyse visée à l'alinéa a) porte au moins sur les caractéristiques suivantes :

(i) la porosité,

(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) where any samples necessary for the analysis referred to in paragraph (a) have been removed from the core, the remaining core or a longitudinal slab of the core that is not less than one half of the cross-sectional area of the core is submitted to the Board's core storage.

(5) An operator shall submit the analysis referred to in subsection (4) to the Board along with the well history report.

(6) An operator shall store every core or portion of a core not submitted to the Board's core storage pursuant to paragraph (4)(c), for a period of not less than two years after the date of abandonment of the well from which the core was taken.

(7) An operator shall, before disposing of a core or a portion of a core referred to in paragraph (4)(c), notify the Board in writing and give the Board an opportunity to request delivery to the Board's core storage that core or portion.

(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, le reste de la carotte ou une tranche prise dans le sens longitudinal et correspondant à au moins la moitié de la section transversale de la carotte est envoyé à l'entrepôt d'échantillons de carottage de l'Office.

(5) L'exploitant remet les résultats de l'analyse visée au paragraphe (4) à l'Office avec le rapport final de puits.

(6) L'exploitant conserve toutes les carottes ou restes de carottes qui n'ont pas été envoyés à l'entrepôt d'échantillons de carottage de l'Office conformément à l'alinéa (4)c) durant une période d'au moins deux ans à compter de la date d'abandon du puits d'où proviennent les carottes.

(7) Avant d'éliminer les carottes ou restes de carottes visés à l'alinéa (4)c), l'exploitant en avise par écrit l'Office et lui laisse la possibilité de les envoyer à l'entrepôt d'échantillons de carottage de l'Office.

97.1 Where the formations in a well are composed of salt or non-sedimentary rock, only those wireline logs that are necessary to measure the diameter of the hole, the radioactivity of the formation and sonic transit time of the formation are required.

Sidewall Cores

98. (1) No person shall extract a sidewall core from a core gun before the firing head of the core gun has been removed.

(2) An operator shall ensure that any sidewall core obtained is described 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) An operator shall store any sidewall core material remaining after petrographic, reservoir, paleontological, palynological or other analyses have been conducted in containers that are durably labelled with the name of the well and the depth from which the core was obtained.

(4) An operator shall submit every analysis referred to in subsection (2) to the Board along with the final well report.

Gas Content of Drilling Fluid

99. (1) An operator shall, where

97.1 Lorsque les formations d'un puits sont composées de sels ou de roches non sédimentaires, seules les diagraphies au câble nécessaires à la mesure du diamètre du trou, de la radioactivité de la formation et du temps de propagation du son requis.

Carottage latéral

98. (1) Il est interdit d'extraire une carotte latérale du carottier avant que le dispositif d'amorçage de la charge explosive n'ait été retiré.

(2) L'exploitant veille à ce que toute carotte latérale soit décrite immédiatement selon les règles admises en géologie puis placée dans un contenant approprié portant une étiquette durable sur laquelle sont inscrits la désignation du puits et l'intervalle de profondeur d'où provient la carotte.

(3) L'exploitant entrepose toute reste de carotte latérale après les analyses pétrographiques, paléontologiques, palynologiques, de réservoir 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.

(4) Les résultats de l'analyse visée au paragraphe (2) sont remis à l'Office avec le rapport final de puits.

Teneur en gaz du fluide de forage

99. (1) Lorsqu'un détecteur de

a gas detection device is required by paragraph 52(3)(e), sample and test all drilling fluid returning to the surface to determine the total hydrocarbon gas content and, the relative amounts of any methane, ethane, propane and butane gas.

(2) An operator shall record the results of the sampling and testing referred to in subsection (1).

Deposition of Samples from a Well

100. (1) An operator shall ensure that every sample of a drill cutting, a core or sample of well fluid that is taken from a well in compliance with these Regulations is transported and stored in a manner that prevents any loss or deterioration of the cutting, core or sample.

(2) No operator shall transport

(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.

Formation Evaluation Logging

101. (1) An operator shall

gaz est exigé en vertu de l'alinéa 52(3)e), l'exploitant prélève des échantillons de fluide de forage qui remonte à la surface et les analyse afin de déterminer leur teneur totale en hydrocarbures gazeux et les quantités relatives de méthane, d'éthane, de propane et de butane.

(2) L'exploitant consigne les résultats de l'échantillonnage et des analyses visées au paragraphe (1).

Manutention des échantillons de puits

100. (1) L'exploitant veille 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 transportés et entreposés de façon à éviter toute perte ou détérioration du déblai, de la carotte ou de l'échantillon.

(2) Il est interdit à l'exploitant de transporter

a) un échantillon de fluides prélevé dans un puits aux fins d'analyse dans un contenant en plastique ou tout autre contenant pouvant causer ou permettre une modification notable des propriétés chimiques de l'échantillon;

b) un échantillon de gaz sous une pression supérieure à la résistance nominale à la pression du contenant.

Diagraphies d'évaluation de formation

101. (1) Afin d'assurer une

ensure that formation evaluation logs that are necessary for the proper evaluation of any well are taken over all uncased intervals in the well below the surface casing.

(2) For the purposes of subsection (1), every operator shall take sufficient formation evaluation logs in any well to

- (a) permit an accurate calculation of the porosity, fluid saturation and fluid contact for all potential reservoirs;
- (b) measure the size of the hole and the spontaneous potential and natural radioactivity of any formation;
- (c) assist in determining the lithology of any formation; and
- (d) permit the calculation of accurate values of the vertical angle and direction of the hole and of the structural dips of the formations.

(3) For the purposes of subsection (1), an operator shall take a sufficient number of types of porosity-measuring formation evaluation logs in any well so that any effect of shaliness, hydrocarbons, complex lithology and the walls of the hole can be compensated for in determining the porosity of any formation.

(4) Unless otherwise permitted in the well operation approval, an

bonne évaluation d'un puits, l'exploitant prend un nombre suffisant de diagraphies d'évaluation de formation dans toutes les parties non tubées du puits sous le tubage de surface.

(2) Aux fins d'application du paragraphe (1), l'exploitant prend un nombre suffisant de diagraphies d'évaluation de formation dans un puits pour

- a) permettre un calcul précis de la porosité, de la saturation et des niveaux de contact entre fluides de tous les réservoirs potentiels;
- b) déterminer le diamètre du trou ainsi que le potentiel spontané et la radioactivité naturelle de toute formation;
- c) aider à déterminer la lithologie de toute formation;
- d) permettre de calculer avec précision l'angle vertical et la direction du trou et le pendage des formations.

(3) Aux fins d'application du paragraphe (1), l'exploitant réalise un nombre suffisant de types différents de diagraphies d'évaluation de porosité dans un puits afin que tout effet attribuable à la présence d'argile, aux hydrocarbures, à une lithologie complexe ou aux parois du trou puisse être corrigé lors du calcul de la porosité de la formation.

(4) Sauf indication contraire dans l'approbation de travaux dans

operator shall take at least two types of porosity-measuring formation evaluation logs if significant reservoir development is indicated in the portion of the hole in which the formation evaluation logs are to be taken.

(5) For the purposes of subsection (1), an operator shall take a sufficient number of types of resistivity-measuring formation evaluation logs in any well so that the distortion caused by filtrate invasion, thin beds, the drilling fluid and the walls of the hole can be compensated for in calculating the formation resistivity.

103. Where any formation evaluation log referred to in section 101 is taken, an operator shall ensure that

(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 formation evaluation log instrument left the bottom of the hole is recorded on the formation evaluation log.

104. (1) An operator shall ensure that every formation evaluation log referred to in sections 101 and 102 is taken at a rate that yields good quality data and does not cause formation fluids to be swabbed into the

un puits, l'exploitant réalise au moins deux types différents de diagraphies d'évaluation de porosité s'il y a présence d'un réservoir significatif au niveau de la partie du puits concernée.

(5) Aux fins d'application du paragraphe (1), l'exploitant réalise un nombre suffisant de types différents de diagraphies d'évaluation de résistivité dans un puits pour que tout effet attribuable à l'invasion de filtrat, à des couches minces, au fluide de forage ou aux parois du trou puisse être corrigé lors du calcul de la résistivité de la formation.

103. Lorsqu'il effectue une diagraphie conformément à l'article 101, l'exploitant veille à ce que

a) la température maximale au fond du trou est 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 a été retiré du fond du trou sont inscrites sur l'enregistrement.

104. (1) L'exploitant veille à ce que les diagraphies visées aux articles 101 et 102 soient prises à une vitesse qui permet d'obtenir des données de bonne qualité et ne provoque pas le pistonnage des fluides de formation dans le

well.

(2) Where conditions in a well are such that the taking of any formation evaluation log referred to in section 101 would endanger the safety of any person, the well or the drilling rig, the operator shall defer the taking of that formation evaluation log until the conditions are such that the taking of the formation evaluation log can be done safely.

(3) Where the taking of a formation evaluation log is deferred under subsection (2), the operator shall

(a) immediately notify a Conservation Officer of the deferment; and

(b) submit a program, for approval by the Board, detailing the procedures to be used to obtain the information that would have been obtained from the deferred formation evaluation log.

(4) Where a well is being drilled from a floating drilling unit, the operator shall use a motion-compensator device during the taking of any formation evaluation log referred to in section 101 if the vertical motion of the drilling unit is such that the quality of the data would otherwise be adversely affected.

Formation Flow and Wireline Tests

105. (1) An operator shall ensure that every formation in a well is sampled or tested to obtain fluid flow and reservoir

puits.

(2) Lorsque les conditions d'un puits sont telles que la prise d'une diagraphie visée à l'article 101 compromettrait la sécurité du personnel ou l'intégrité du puits ou de l'appareil de forage, l'exploitant reporte la diagraphie jusqu'à ce que les conditions soient telles que la prise de diagraphie puisse se faire sécuritairement.

(3) Lorsque la prise d'une diagraphie est reportée en vertu du paragraphe (2), l'exploitant

a) en avise immédiatement un agent à l'exploitation;

b) soumet à l'approbation de l'Office un programme décrivant les procédures envisagées pour obtenir les informations qu'auraient données la diagraphie.

(4) Lorsqu'un puits est foré à partir d'une unité de forage flottante, l'exploitant utilise un compensateur de mouvement au cours de la prise de toute diagraphie visée à l'article 101 si le mouvement vertical de l'unité de forage est tel qu'il pourrait compromettre la qualité des données.

Essais d'écoulement et essais au câble

105. (1) L'exploitant effectue des prélèvements d'échantillons et des essais dans chaque formation traversée au cours du forage pour

pressure data from the formation where there is an indication that the result of such a sample or test will contribute substantially to the evaluation of the formation.

(2) For the purposes of subsection (1), an operator shall ensure that

(a) a wireline test or survey 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 where fluid samples and productivity data are required where such action is warranted by the positive indication of wireline tests or other wellbore data.

Wireline Test

106. (1) An operator shall ensure that where a wireline test is employed to obtain a fluid sample, that the test is designed to obtain the maximum amount of reservoir fluid practicable and the information in respect of the test is recorded.

(2) An operator shall ensure that the container, with which the sample is taken, is

(a) constructed of a material that ensures that the sample can

déterminer le débit d'écoulement des fluides de formation et la pression de réservoir lorsqu'il y a lieu de croire que les données obtenues à partir de ces essais et analyses seraient utiles pour l'évaluation de la formation.

(2) Aux fins d'application du paragraphe (1), l'exploitant veille à ce que

a) un essai au câble ou un relevé soit effectué 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 soit effectué pour le prélèvement d'échantillons et la collecte de données de productivité lorsque les résultats d'un essai au câble ou d'autres données recueillies en indiquent l'utilité.

Essais au câble

106. (1) Lorsqu'il effectue un essai d'écoulement au câble pour obtenir un échantillon de fluides de formation, l'exploitant s'assure que l'essai est conçu pour permettre de prélever la plus grande quantité de fluides de réservoir possible et que les données de l'essai soient consignées.

(2) L'exploitant veille à ce que le contenant servant au prélèvement de l'échantillon soit

a) constitué d'un matériau permettant de transporter

be safely transported; and

(b) numbered, properly labelled and accompanied by information setting out

(i) the name and depth of the well,

(ii) the date and the means by which the sample was obtained, and

(iii) where applicable, the type and the number of the wireline flow test.

Formation Flow Testing

107. An operator shall submit to the Board for approval a detailed testing program, prior to conducting the formation flow test referred to in paragraph 105(2)(b).

108. (1) No operator shall conduct a formation flow test on either a delineation, exploratory or development well unless the Board has approved, pursuant to subsection (3), a testing program in respect of the well.

(2) An operator shall ensure that a testing program submitted for approval includes

(a) the objectives of the formation flow test;

(b) indication of the anticipated flow and buildup period(s); and

(c) documentation to support that the objectives of the test

l'échantillon sécuritairement;

b) numéroté, étiqueté et accompagné des renseignements suivants :

(i) la désignation et la profondeur du puits,

(ii) la date et le mode de prélèvement de l'échantillon;

(iii) le cas échéant, le type et le numéro de l'essai d'écoulement au câble.

Essais d'écoulement

107. L'exploitant soumet à l'approbation de l'Office un programme d'essais détaillé avant de procéder aux essais d'écoulement visés à l'alinéa 105(2)b).

108. (1) Il est interdit à l'exploitant de procéder à un essai d'écoulement dans un puits de délimitation, d'exploration ou d'exploitation avant d'avoir reçu l'approbation de l'Office pour un programme d'essai, conformément au paragraphe (3).

(2) L'exploitant veille à ce que le programme d'essais soumis à l'approbation inclue

a) les objectifs de l'essai d'écoulement;

b) l'indication de l'écoulement prévu et des périodes d'accumulation;

c) la documentation prouvant que les objectifs de l'essai peuvent

can be met with the proposed test design.

(3) The Board shall approve a formation flow testing program where the program enables the operator 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.

(4) An operator shall submit immediately to the Board the daily results of every formation flow test that the operator carries out on a delineation or exploratory well.

109. (1) An operator 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) Where a well is being drilled from a floating drilling unit, an operator shall ensure that a formation flow test in respect of that well is not conducted

- (a) with a packer set in an interval of the well that is not protected by casing; or

être atteints avec le concept proposé.

(3) L'Office approuve le programme d'essais d'écoulement s'il juge que ce programme permettrait à l'exploitant

- a) de recueillir des données sur le débit soutirable ou la productivité du puits;
- b) d'établir les caractéristiques du réservoir;
- c) d'obtenir des échantillons représentatifs des fluides de formation.

(4) L'exploitant remet sans tarder à l'Office les résultats quotidiens de chaque essai d'écoulement effectué dans un puits de délimitation ou d'exploration.

109. (1) L'exploitant veille à ce qu'aucun fluide de formation ne remonte ou ne soit circulé à la surface au cours d'un essai d'écoulement à moins que les abords de l'équipement d'essai, des conduites d'écoulement et des réservoirs ne soient convenablement éclairés.

(2) Lorsqu'un puits est foré à partir d'une unité de forage flottante, l'exploitant veille à ce qu'aucun essai d'écoulement de formation ne soit effectué

- a) avec un packer installé dans un intervalle du puits non protégé par un tubage;

(b) when the unit is heaving or likely to heave outside the safe limits of its design. in a manner that may cause pollution or endanger the safety of persons, the security of the well or the safety of the installation.

(3) An operator shall ensure that before starting any formation flow test

(a) all safety equipment and fire protection equipment is inspected and found ready for immediate use;

(b) where 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 is properly set;

(c) all sections of the flow test equipment are pressure tested to at least the maximum pressure to which that equipment may reasonably be expected to be subjected during the test; and

(d) the captain of the standby vessel is informed that the test is to be conducted.

(4) An operator shall follow section 4.1 of the *Industry Recommended Practices for Well Testing and Fluid Handling*, published by the Canadian Petroleum Safety Council for procedures and equipment specifications where they do not conflict with conditions of

b) lorsque l'unité accuse un soulèvement ou peut subir un soulèvement qui dépasse ses limites de sécurité, de manière à prévenir toute pollution ou toute menace à la sécurité du personnel, du puits ou de l'installation.

(3) Avant d'entreprendre un essai d'écoulement, l'exploitant veille à ce que :

a) tous les équipements de sécurité et de lutte contre les incendies ont été inspectés et jugés en état d'être utilisés;

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 sous pression afin de vérifier que le packer est bien installé;

c) tous les éléments de l'équipement d'essai sont éprouvés à une pression atteignant au moins la pression maximale à laquelle ils seront vraisemblablement exposés au cours de l'essai;

d) le capitaine du navire de secours est informé de la tenue de l'essai.

(4) L'exploitant respecte les exigences relatives aux équipements et aux procédures d'essai de puits définies à l'article 4.1, du document intitulé *Industry Recommended Practices for Well Testing and Fluid Handling* publié par le Canadian Petroleum Safety Council,

approval or federal standards for testing requirements.

110. An operator 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 sections 148 and 149;

(c) any formation flow test is stopped immediately

(i) where significant sand erosion is occurring, unless precautions have been taken to ensure the safety of persons and the control of the well,

(ii) in the case of an offshore installation, where hydrogen sulphide is present unless precautions have been taken to ensure the safety of persons, and

dans la mesure où ces exigences ne sont pas en contradiction avec les conditions d'approbation ou les normes fédérales en matière d'essai.

110. L'exploitant veille à ce que :

a) au cours d'un essai d'écoulement, les débits et les pressions sont mesurés et contrôlés;

b) tout fluide de formation produit est

(i) analysé afin de déterminer s'il contient du sulfure d'hydrogène,

(ii) contrôlé afin de déterminer s'il contient une quantité importante de sable,

(iii) entreposé et éliminé conformément aux dispositions des articles 148 et 149;

c) tout essai d'écoulement est suspendu dès que l'on constate

(i) la présence d'une importante érosion par le sable, sauf si des précautions ont été prises pour assurer la sécurité du personnel et le contrôle du puits,

(ii) dans le cas d'une installation extracôtière, la présence de sulfure d'hydrogène, sauf si des précautions ont été prises pour assurer la sécurité du personnel,

(iii) in the case of an onshore installation, where the well is considered a serious critical sour gas well according to the Alberta Energy and Utilities Board Interim Directive ID 97-6, *Sour Well Licensing and Drilling Requirements*; 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.

111. An operator shall ensure that

(a) all relevant information in respect of any formation flow test is properly recorded; and

(b) 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,

(iii) sufficient build-up pressure and flowing pressure data to calculate the permeability and the static reservoir pressure,

(iii) dans le cas d'une installation terrestre, lorsque le puits est considéré comme un puits de gaz acide critique conformément à la norme de l'Alberta Energy and Utilities Board Interim Directive ID 97-6, *Sour Well Licensing and Drilling Requirements*;

d) après un essai d'écoulement et avant le retrait des tiges d'essai, le fluide de formation se trouvant dans les tiges est circulé vers la surface ou récupéré d'une autre façon.

111. L'exploitant veille à ce que

a) toutes les données pertinentes concernant un essai d'écoulement soient consignées de façon appropriée;

b) les données visées à l'alinéa a) comprennent, selon le cas :

(i) la pression statique initiale,

(ii) des débits et pressions mesurés en fonction du temps,

(iii) les données de montée de pression et de pression d'écoulement nécessaires pour calculer la perméabilité et la pression statique du réservoir,

(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.

Well Testing

112. (1) No operator shall well test a development well unless the Board has approved, pursuant to subsection (3), a well test program in respect of the well.

(2) An operator shall include in a well test program submitted for approval the objectives of the well test.

(3) The Board shall approve a well test program where the program enables the operator 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.

(4) An operator shall follow section 4.2 of the *Industry Recommended Practices for Well Testing and Fluid Handling*, published by the Canadian Petroleum Safety Council for

(iv) le volume total de fluide recouvré et le volume de chaque type de fluide produit,

(v) la température et la pression du puits au moment et au point de prélèvement des échantillons de fluides.

Essais des puits

112. (1) Il est interdit à l'exploitant de procéder à un essai de puits prorata sur un puits d'exploitation avant que l'Office n'ait approuvé un programme d'essai de puits conformément au paragraphe (3).

(2) L'exploitant précise les objectifs de l'essai de puits dans tout programme d'essai soumis pour approbation.

(3) L'Office approuve le programme d'essai de puits s'il juge que ce programme permettrait à l'exploitant

a) de recueillir des données sur le débit soutirable ou la productivité du puits;

b) d'établir les caractéristiques du réservoir;

c) d'obtenir des échantillons représentatifs des fluides de formation.

(4) L'exploitant respecte les exigences relatives aux équipements et aux procédures d'essai de puits définies à l'article 4.2, du document intitulé *Industry Recommended*

procedures and equipment specifications where they do not conflict with conditions of approval or federal standards for testing requirements.

(5) An operator shall conduct every well test and evaluation of a well in accordance with the testing program approved pursuant to subsection (3).

(6) The operator shall inform the Board at least 48 hours before the operator commences the well test.

(7) Where a development well is subjected to a well operation that could change the deliverability, productivity or injectivity of the well, the operator shall, immediately after the well operation is completed, complete a well test to determine the effects of the well operation on the deliverability, productivity or injectivity of the well.

(8) An operator shall submit immediately to the Board a copy of the results of every well test that the operator carries out on a well.

Analysis of Fluid Samples

113. (1) For exploratory and delineation wells, an operator shall ensure that

(a) from every zone that is tested a sample of gas,

Practices for Well Testing and Fluid Handling, publié par le Canadian Petroleum Safety Council, dans la mesure où ces exigences ne sont pas en contradiction avec les conditions d'approbation ou les normes fédérales en matière d'essai.

(5) L'exploitant doit mettre à l'essai ou évaluer un puits conformément au programme d'essai approuvé en vertu du paragraphe (3).

(6) L'exploitant informe l'Office d'un essai de puits et ce, au moins 48 heures à l'avance.

(7) Lorsqu'un puits d'exploitation fait l'objet de travaux susceptibles d'en changer le débit soutirable, la productivité ou l'injectivité, l'exploitant, dès que ces travaux sont terminés, soumet le puits à un essai de puits approprié afin de déterminer les éventuels effets des travaux sur le débit soutirable, la productivité ou l'injectivité du puits.

(8) L'exploitant présente sans délai à l'Office une copie des résultats de chaque essai auquel il soumet un puits.

Analyse des échantillons de fluides

113. (1) Pour les puits d'exploration et les puits de délimitation, l'exploitant veille à ce que :

a) pour chaque zone mise à l'essai, un échantillon de gaz,

condensate, oil or water is obtained from the well and is analyzed to determine

- (i) its density,
- (ii) its constituent compounds and the relative proportion of each of the compounds, and
- (iii) the weight per cent of the sulphur content of the water free and sediment free oil;

(b) each sample of gas referred to in paragraph (a) is analyzed to determine

- (i) its gross heating value in the dry acid-gas free condition, and
- (ii) its pseudo-critical temperature and pressure;

(c) the viscosity of each sample of oil referred to in paragraph (a) is measured at two different temperatures with a variance of at least 20°C;

(d) the resistivity and pH of each sample of water referred to in paragraph (a) is measured; and

(e) where a well produces more than one fluid phase, a recombination sample shall be made to determine the physical and chemical factors that affect the performance of the reservoir or the well.

(2) An operator shall report the result of any analysis or

de condensat, de pétrole ou d'eau est prélevé du puits et analysé afin de déterminer

- (i) sa densité,
- (ii) ses constituants et leur proportion relative,
- (iii) la teneur en soufre du pétrole après élimination de l'eau et des sédiments, en pourcentage du poids;

b) chaque échantillon de gaz visé à l'alinéa a) est analysé afin de déterminer

- (i) son pouvoir calorifique brut, à l'état sec et exempt de gaz acide,
- (ii) sa pression et sa température pseudocritiques;

c) la viscosité de chaque échantillon de pétrole visé à l'alinéa a) est mesurée à deux températures d'au moins 20 °C de différence;

d) la résistivité et le pH de chaque échantillon d'eau visé à l'alinéa a) est mesurée;

e) 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 ou du puits.

(2) Les résultats des mesures et analyses visées au paragraphe (1)

measurement referred to in subsection (1) in units specified by the Board.

114. (1) Where an operator completes a development well in a pool, the operator shall, where it would contribute to the evaluation of the pool or field in which the pool is located,

(a) take a subsurface sample of reservoir fluids from the well; or

(b) where it is not practicable to take a subsurface 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) An operator 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) An operator shall collect the samples of oil and gas referred to in subsection (1) or (2) in accordance with API RP 44, *Recommended Practice for Sampling Petroleum Reservoir Fluids*.

sont exprimés dans les unités indiquées par l'Office.

114. (1) Lorsqu'il complète un puits de développement dans un gisement, l'exploitant, si cela est utile pour l'évaluation du gisement ou du champ :

a) prélève dans le puits un échantillon souterrain de fluides du réservoir;

b) s'il n'est pas possible de prélever dans le puits un échantillon souterrain de fluides du réservoir, il prélève un échantillon de fluides à la surface du puits et le reconstitue d'après les conditions originelles du réservoir.

(2) L'exploitant recueille et analyse les échantillons de pétrole, de gaz et d'eau prélevés à la surface d'un nombre suffisant de puits pour pouvoir déterminer la composition des fluides du gisement

a) au moins une fois tous les 12 mois;

b) chaque fois qu'il y a lieu de croire que la composition d'un fluide produit a changé.

(3) L'exploitant prélève les échantillons de pétrole et d'eau visés au paragraphe (1) ou (2) conformément à la norme API RP 44 intitulée *Recommended Practice for Sampling Petroleum Reservoir*

Fluids.

(4) Where water is produced from a well, the operator shall

(a) determine in accordance with good production practices 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) An operator shall analyze water samples collected under subsection (1), (2) or (4) in accordance with API RP 45, *Recommended Practice for Analysis of Oil-Field Waters*.

(6) An operator shall provide the Board with 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 section 11.070 of the *Oil and Gas Conservation Regulations of Alberta*.

Delivery of Samples and Other Materials to the Board

115. An operator shall deliver, in a suitable container and appropriately identified, to the addresses specified by the Board

(a) all samples and other materials that are required to be submitted under these Regulations;

(b) within 60 days after the rig

(4) Lorsque de l'eau est extraite d'un puits, l'exploitant

a) détermine selon les méthodes admises dans le domaine si l'eau provient de la formation;

b) prélève des échantillons dans le puits et les analyse afin de déterminer l'origine probable de l'eau.

(5) L'exploitant analyse les échantillons visés aux paragraphes (1), (2) ou (4) conformément à la norme API RP 45 intitulée *Recommended Practice for Analysis of Oil-Field Waters*.

(6) L'exploitant présente à l'Office 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, déterminés conformément à l'article 11.070 du règlement *Oil and Gas Conservation Regulations of Alberta*.

Expédition d'échantillons et autres matériaux à l'Office

115. L'exploitant envoie, dans un conteneur adéquat et convenablement identifié, à l'adresse indiquée par l'Office

a) tous les échantillons et autres matériaux exigés par le présent règlement;

b) dans les 60 jours qui suivent la date de libération de

release date of any well

(i) two complete sets of the washed drill cutting samples referred to in paragraph 96(a), and

(ii) a complete set of the unwashed drill cutting samples referred to in paragraph 96(d);

(c) within six months after the rig release date, any sidewall core or any remnant of a sidewall core remaining after any analyses of the core;

(d) within 60 days after the rig release date, any conventional core required to be submitted pursuant to paragraph 97(4)(c);

(e) within 60 days after the date of a wireline test, any fluid sample referred to in section 106;

(f) within 60 days after the date of a formation flow test any fluid sample referred to in section 111;

(g) within six months after the rig release date, any palynological or nano-fossil slide produced from a sidewall core that was destroyed in the production of the slide; and

(h) 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'appareil

(i) deux séries complètes d'échantillons de déblais de forage lavés visés à l'alinéa 96a),

(ii) une série complète d'échantillons de déblais de forage non lavés visés à l'alinéa 96d);

c) toute carotte ou reste de carotte prélevée par carottage latéral, dans les six mois qui suivent la date de libération de l'appareil;

d) toute carotte classique exigée à l'alinéa 97(4)c), dans les 60 jours qui suivent la date de libération de l'appareil;

e) tout échantillon de fluide visé à l'article 106, dans les 60 jours qui suivent la date de l'essai au câble;

f) tout échantillon de fluide visé à l'article 111, dans les 60 jours qui suivent la date de l'essai d'écoulement;

g) 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;

h) 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.

Pool Pressure Surveys or Measurements

116. (1) Before an operator commences production from a completion interval of a development well, the operator shall determine the static pressure of the pool at the completion interval.

(2) An operator shall conduct a pool pressure survey, in accordance with the program approved pursuant to subsection (4)

(a) 12 months after the pool is initially put into production and at least once every 12 months after that date; or

(b) at the times approved pursuant to paragraph (4)(b).

(3) At least 60 days before carrying out a pool pressure survey referred to in subsection (2), an operator shall submit to the Board a pressure survey program that indicates the method of surveying and the location of a sufficient number of wells to be shut in so as to allow for an accurate determination of the pool static pressure.

(4) The Board shall approve

(a) a pool pressure survey program submitted pursuant to subsection (3) where the implementation of the program will produce an accurate determination of the static pressure in the pool; and

Détermination de la pression dans un gisement

116. (1) Avant de mettre en production une partie complétée d'un puits de développement, l'exploitant détermine la pression statique du gisement au niveau de la partie complétée.

(2) L'exploitant mène une campagne de mesures de la pression du gisement conformément au programme visé au paragraphe (4)

a) 12 mois après la mise en production initiale du gisement et au moins une fois tous les 12 mois par après;

b) aux moments prévus à l'alinéa (4)b).

(3) Au moins 60 jours avant de lancer la campagne de mesures de pression visée au paragraphe (2), l'exploitant présente à l'Office un programme précisant la méthode envisagée et les coordonnées d'un nombre suffisant de puits à fermer pour permettre une détermination précise de la pression statique du gisement.

(4) L'Office approuve

a) le programme de mesures de pression présenté conformément au paragraphe (3) s'il juge que ce programme peut permettre de déterminer avec précision la pression statique du gisement;

(b) a schedule for conducting a pool pressure survey other than at the times described in paragraph (2)(a) where the schedule is justified by operational factors.

(5) Where an operator conducts a pool pressure survey, the operator shall do so in accordance with Alberta Energy and Utilities Board Guide 40, *Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells*, as they relate to acceptable test standards.

Cased Hole Logs

117. (1) An operator shall run a cased hole log on a well if it is technically feasible to do so and the cased hole log would significantly contribute to the evaluation of the pool in which the well is located.

(2) Where, pursuant to subsection (1), an operator runs a cased hole log, the operator shall, immediately, submit a copy of the cased hole log to the Board.

PART VI — PRODUCTION EQUIPMENT AND OPERATIONS

Well Completion

118. (1) An operator shall include in an application for well operation approval under paragraph 13 (b) , the information detailed in section 21 that provides for:

(a) the isolation of each completed reservoir interval from any other porous or

b) le programme de mesures de pression différent de celui prescrit à l'alinéa (2)a) s'il juge que les besoins opérationnels le justifient.

(5) Les mesures de pression d'un gisement sont faites conformément aux méthodes énoncées dans l'Alberta Energy and Utilities Board Guide 40, *Pressure and Deliverability Testing Oil and Gas Wells*, qui s'appliquent aux normes d'essai acceptables.

Diagraphies en trous tubés

117. (1) L'exploitant effectue une diagraphie en trou tubé si la diagraphie est techniquement réalisable et s'il juge qu'elle fournirait des informations utiles pour l'évaluation du gisement.

(2) L'exploitant qui effectue une diagraphie en trou tubé conformément au paragraphe (1) présente sans délai une copie de la diagraphie à l'Office.

PARTIE VI — ÉQUIPEMENT ET TRAVAUX DE PRODUCTION

Complétion de puits

118. (1) Dans sa demande d'approbation de travaux dans un puits visée à l'alinéa 13b) et contenant l'information détaillée requise en vertu de l'article 21, l'exploitant veille à ce que

a) chaque couche productive visée par les travaux de complétion soit isolée de toute

permeable interval penetrated by the well;

(b) the safe and efficient testing and production of any completed reservoir interval;

(c) where open-hole completion techniques are used, the installation of production casing at a depth that is not more than 60 m above the top of the productive interval;

(d) where cased-hole completion techniques are used, the setting of production casing at a depth which provides a sump of at least 15 m below the base of the productive interval;

(e) the setting of a packer as close as practicable to the top of the interval to be completed and the pressure testing of that packer to a differential pressure that is at least 4,000 kPa greater than the maximum differential pressure anticipated under production conditions;

(f) the stimulation of productive formations in a manner that is safe and that permits evaluation of production characteristics; and

(g) where applicable, the measurement and control of the amount of sand flowing into the well.

(2) An operator shall, where

autre couche poreuse ou perméable traversée;

b) toute couche productive visée soit mise à l'essai et mise en production de façon efficace et sûre;

c) dans le cas d'une complétion non tubée, le tubage de production soit installé à une profondeur ne dépassant pas 60 mètres au-dessus du niveau supérieur de la couche productive;

d) dans le cas d'une complétion tubée, le tubage de production soit installé à une profondeur calculée pour laisser un puisard d'au moins 15 mètres sous le niveau inférieur de la couche productive;

e) un packer soit mis en place le plus près possible du niveau supérieur de la couche productive visée par les travaux de complétion et mis à l'essai sous une pression différentielle dépassant d'au moins 4 000 kPa la pression différentielle maximale attendue dans les conditions de production;

f) la stimulation des couches productives se fasse par un procédé sécuritaire et permettent d'évaluer les caractéristiques de production de la couche;

g) la mesure et le contrôle des entrées de sable soient faits, lorsque nécessaire.

(2) Dans la mesure du possible,

practicable, correct any mechanical well condition that may have an adverse effect on production of oil and gas from or injection of fluids into the development well.

(3) An operator shall improve the injection or production profile of a development well or alter the completion interval of a development well where it is necessary to do so to avoid significant loss in ultimate recovery of oil and gas.

(4) Where different pressure and inflow characteristics of two or more pools could adversely affect recovery of oil and gas from any of those pools, an operator of a development well that enters 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.

(5) An operator of a segregated multi-well pool shall

(a) after the well is completed, conduct a segregation test to confirm that segregation has been established within and outside the well casing; and

(b) conduct a segregation test

l'exploitant corrige toute défectuosité mécanique qui pourrait nuire à la production de pétrole et de gaz attribuable à l'injection de fluides dans le puits de développement.

(3) L'exploitant améliore le profil d'injection ou de production d'un puits de développement ou en modifie la partie complétée au besoin afin d'éviter une perte importante de la récupération totale du pétrole et du gaz.

(4) Lorsque les caractéristiques de pression et d'écoulement différentes de plusieurs gisements pourraient nuire à la récupération totale du pétrole et du gaz à partir d'un de ces gisements, l'exploitant d'un puits de développement qui traverse un de ces gisements exploite le puits

a) comme un puits à gisement simple;

b) comme un puits à gisements multiples;

c) de toute autre façon permettant de réduire au minimum la circulation de fluide entre les gisements.

(5) Dans le cas d'un puits à gisements multiples, l'exploitant

a) effectuée, à la fin des travaux d'achèvement, un essai d'isolement pour vérifier que l'étanchéité a été établie à l'intérieur comme à l'extérieur du tubage;

b) effectuée un essai d'isolement

immediately where the operator has reason to doubt that segregation is not being maintained.

(6) An operator shall ensure that the maximum injection pressure used during any well stimulation operation does not exceed the burst pressure resistance of the weakest joint in the casing or tubing used for the injection or the rated working pressure of the well-head, or tree-saver, whichever is the lesser.

(7) An operator shall ensure that, during any well operation, two pressure-containing barriers are in place.

(8) An operator shall test the christmas tree, production casing and tubing string to the maximum pressure to which it is likely to be subjected after initial installation and after every workover.

Annulus Between Well Tubulars

119. An operator shall ensure

(a) that an onshore sour well, producing with a hydrogen sulphide concentration greater than 50 moles per kilomole, a disposal well, or an injection well is not placed on production or injection unless the annulus between the production casing and tubing is effectively isolated from the completion

dès qu'il soupçonne une communication entre les gisements.

(6) L'exploitant veille à ce que la pression d'injection maximale utilisée durant des travaux de stimulation de puits ne dépasse pas la résistance à la pression d'éclatement du joint le plus faible du tubage ou du tube utilisés pour l'injection ou la pression nominale de service de la tête de puits ou de l'économiseur d'arbre, à la moindre de ces éventualités.

(7) L'exploitant veille à ce que, pour toute opération dans un puits, deux barrières de maintien de pression soient mis en place.

(8) Après l'installation initiale et à la suite d'un reconditionnement, l'exploitant soumet l'arbre de Noël, le tubage de production et le tube de production à la pression maximale à laquelle ils sont susceptibles d'être exposés en cours de production.

Annulaires

119. L'exploitant veille à ce que

a) aucun puits sur terre produisant un effluent acide dont la concentration en gaz est supérieure à 50 moles par kilomole, aucun puits de refoulement ni aucun puits d'injection n'est mis en exploitation si l'espace annulaire entre le tubage de production et le tube de

interval;

(a.1) that an offshore well is not placed in production unless the annulus between the production casing and tubing is effectively isolated from the completion interval;

(b) that all wells directed to have packers for annular isolation are to be tested annually for hydraulic isolation between the casing and tubing and the test data be obtained by an approved testing procedure, if continuous monitoring of the pressure in the annular space above the packer is not available; and

(c) that annual segregation pressure test data are kept on file for a period of five years for audit purposes.

production n'est pas isolé de la zone complétée;

a.1) aucun puits large des côtes n'est mis en exploitation sans que l'espace annulaire entre la colonne de production et le tube ne soit efficacement isolé de l'intervalle d'achèvement;

b) si l'on ne peut surveillé continuellement la pression dans l'espace annulaire au dessus du packer, tous les puits dont l'espace annulaire entre le tubage de production et le tube de production est sensé être isolé au moyen de packers sont soumis à des épreuves annuelles d'étanchéité par une méthode approuvée;

c) les résultats des épreuves annuelles d'étanchéité sous pression sont conservés durant cinq ans pour fins de vérification.

Subsurface Safety Valve

120. (1) Subject to subsection (2), an operator shall ensure that a development well is equipped with a SCSSV

(a) in the case of a well at an offshore production site capable of flowing without artificial lift equipment

(i) which is installed in the tubing at least 30 m below the sea floor,

(ii) which is installed in the annulus of the well at least 30 m below the sea

Vannes de sécurité de subsurface

120. (1) Sous réserve du paragraphe (2), l'exploitant veille à ce que les puits de développement soient équipés d'une VSSCS

a) dans le cas d'un puits de production extracôtier éruptif sans équipement artificiel

(i) qui est installée dans le tube au moins 30 mètres sous le fond marin,

(ii) qui est installée dans un espace annulaire du puits à une profondeur d'au moins

floor where gas lift is used and where the wellhead is located above sea level, and

(iii) where the well is capable of producing gas that has a hydrogen sulphide content that exceeds 50 moles per kilomole by volume; or

(b) in the case of a well at an onshore production site capable of flowing without artificial lift equipment, where the well is

(i) located within such a distance of an occupied dwelling that the dwelling or its occupants could reasonably be endangered by a blowout, having regard to the flow rate and shut-in pressure of the well,

(ii) producing gas that has a hydrogen sulphide content that exceeds 50 moles per kilomole by volume, or

(iii) 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.

(2) Where a development well is located in a zone where permafrost is present in unconsolidated sediments, the operator shall install a SCSSV in the tubing at least 30 m below the base of the permafrost.

30 mètres sous le fond marin lorsqu'une poussée du gaz est utilisée et que la tête de puits est située au-dessus du niveau de la mer,

(iii) lorsque le puits produit du gaz dont la teneur en sulfure d'hydrogène dépasse 50 moles par kilomole, en volume

b) dans le cas où un puits de production terrestre éruptif

(i) se trouve à une distance telle d'un bâtiment habité que, compte tenu du débit et de la pression statique du puits, une éruption pourrait vraisemblablement mettre en danger ce bâtiment et ses occupants,

(ii) produit du gaz dont la teneur en sulfure d'hydrogène est supérieure à 50 moles par kilomole, en volume, ou

(iii) est situé dans une zone où le risque qu'il soit endommagé est anormalement élevé, ou dans une zone où un déversement serait préjudiciable à l'environnement.

(2) Dans le cas où un puits de développement est situé dans une zone de pergélisol formé de sédiments non consolidés, l'exploitant installe dans le tube de production une VSSCS, à une profondeur d'au moins 30 mètres

(3) An operator shall not operate a development well unless the specifications, design, installation, operation and testing of each SCSSV installed on the well are in accordance with API Specification 14A *Specification for Subsurface Safety Valve Equipment* and the API RP 14B *Recommended Practice for Design, Installation, Repair and Operation of Subsurface Safety Valve Systems*.

(4) An operator shall ensure that every SCSSV installed in a development well is

- (a) pressure tested immediately after installation; and
- (b) function and leak tested at least once every six months after the test referred to in paragraph (a).

Wellhead and Christmas Tree Equipment

121. (1) An operator shall ensure that the wellhead and related equipment on a completed well has 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.

(2) An operator of a development well exposed to a sour environment shall ensure that the wellhead and christmas tree equipment are designed and constructed in

sous la base du pergélisol.

(3) L'exploitant ne peut exploiter un puits de développement que si les spécifications, la conception, l'installation, la mise en service et la mise à l'épreuve de chaque VSSCS installée sur le puits sont conformes à la norme API Spec 14A intitulée *Specification for Subsurface Safety Valve Equipment* et à la norme API RP 14B intitulée *Recommended Practice for Design, Installation, Repair and Operation of Subsurface Safety Valve Systems*.

(4) L'exploitant veille à ce que toute VSSCS installée dans un puits

- a) soit éprouvée sous pression dès son installation;
- b) soit soumise à un essai de fonctionnement et de fuite au moins tous les six mois après la tenue de l'essai visé à l'alinéa a).

Têtes de puits et arbres de Noël

121. (1) L'exploitant s'assurer que la tête de puits et l'équipement connexe installés sur un puits complété sont conçus pour fonctionner à une pression supérieure à la pression maximale attendue durant la vie du puits, et en aucun cas inférieure à 21,0 MPa.

(2) L'exploitant d'un puits de développement exposé à un environnement acide doit s'assurer que la tête de puits et l'arbre de Noël sont conçus et construits

accordance with, National Association of Corrosion Engineers, NACE Standard MR0175-92 Item No. 53024 *Standard Material Requirements, Sulfide Stress Cracking Resistant - Metallic Materials for Oilfield Equipment*.

(3) A well that has or is expected to produce with a hydrogen sulphide concentration of 50 moles per kilomole or greater and or has a shut-in pressure greater than 21.0 MPa, is to be equipped with two master valves.

(4) An operator shall ensure that all production equipment that is onshore or offshore but above the water level complies with

(a) Part II of API Spec 6FB *Specification for Fire Test for End Connections*; and

(b) API Spec 6FA *Specification for Fire Test For Valves*.

(5) An operator shall ensure that the wellhead and christmas tree equipment including surface and underwater safety valves conforms

(a) when the wellhead is offshore and above water level, with API Spec 6A *Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment*;

(b) when the wellhead is below water level, with

conformément à la norme NACE MR0175-92 - Item No. 53024 de la National Association of Corrosion Engineers, intitulée *Sulfide Stress Cracking Resistant - Metallic Materials for Oilfield Equipment*.

(3) Un puits qui a produit ou qui est susceptible de produire un effluent dont la teneur en sulfure d'hydrogène atteint 50 moles par kilomole ou plus, ou dont la pression statique est supérieure à 21,0 MPa, doit être équipé de deux vannes maîtresses.

(4) L'exploitant s'assurer que tout l'équipement de production qui se trouve sur terre ou en mer, mais au-dessus du niveau de l'eau, est conforme à

a) la partie II de la norme API Spec F, intitulée *Specification for Fire Test for End Connections*;

b) la norme API Spec 6FA, intitulée *Specification for Fire Test For Valves*.

(5) L'exploitant s'assure que la tête de puits et l'arbre de Noël incluant les vannes de sécurité de surface et sous marines sont conformes,

a) lorsque la tête de puits extracôtière est au-dessus du niveau de l'eau, à la norme API Spec 6A, intitulée *Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment*;

b) lorsque la tête de puits est sous le niveau de l'eau, à

(i) API RP 17A Recommended Practice for Design and Operation of Subsea Production Systems, and

(ii) API Spec 17D Specification for Subsea Wellhead and Christmas Tree Equipment; and

(c) in the case of a well at an onshore production site, to the *API Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment*, API Spec 6A.

(6) An operator shall configure the annulus access on an onshore production well to allow monitoring and venting of pressure in the annulus between the production casing and tubing.

(7) An operator shall ensure that the wellhead and christmas tree for a completed onshore well are designed to have a means of determining

(a) the pressure and temperature at the tubing-head and all annuli; and

(b) the pressure at the casing-head.

(8) An operator shall ensure that all wellhead and christmas trees for an onshore well are equipped with flanged connections.

(9) An operator shall ensure that the wellhead and christmas

(i) la norme API RP 17A, intitulée Recommended Practice for Design and Operation of Subsea Production Systems, et

(ii) la norme API Spec 17D, intitulée Specification for Subsea Wellhead and Christmas Tree Equipment;

c) dans le cas d'un puits à un emplacement de production sur terre, à la norme API Spec 6A, intitulée *Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment*.

(6) L'exploitant aménage l'accès à l'espace annulaire entre le tubage de production et le tube de production terrestre de manière à permettre le contrôle et la détente de la pression dans l'annulaire.

(7) L'exploitant s'assure que la tête de puits et l'arbre de Noël d'un puits complété sur terre sont conçus de façon à permettre de mesurer

a) la pression et la température en tête du tube de production et dans tous les annulaires;

b) la pression en tête de tubage.

(8) L'exploitant s'assure que toutes les têtes de puits et tous les arbres de Noël d'un puits terrestre sont équipés de raccords à bride.

(9) L'exploitant s'assure que la tête de puits et l'arbre de Noël

tree for a completed offshore well are designed to have a means of determining

(a) the pressure at the tubing head; and

(b) the pressure at the casing head and, where the wellhead is located above sea level, in each casing annulus.

Casing Vents

122. (1) An operator shall ensure that surface casing vents for all onshore wells conform to the requirements of the Alberta Energy and Utilities Board Interim Directive 95-01.

(2) An operator shall ensure that every onshore well other than a test well has the annulus between the second casing string and the surface casing open to the atmosphere and vented by a line 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 in a downward direction or parallel to the ground;

(d) is equipped with a valve where the hydrogen sulphide concentration in a representative sample of gas from the well is found to exceed 50 moles per kilomole; and

d'un puits extracôtier complété sont conçus de façon à permettre de mesurer

a) la pression en tête du tube de production;

b) la pression en tête de tubage et, lorsque la tête de puits se trouve au-dessus du niveau de la mer, dans chaque annulaire.

Mise à l'atmosphère des annulaires

122. (1) L'exploitant veille à ce que les événements de la colonne de surface de tous les puits forés sur terre respectent les exigences de la directive provisoire 95-01 de l'Alberta Energy and Utilities Board.

(2) L'exploitant veille à ce que tout puits foré sur terre, autre qu'un puits d'essai, ait un espace annulaire entre la deuxième colonne et la colonne de surface du tubage relié à l'atmosphère par une canalisation

a) d'au moins 50 mm de diamètre;

b) débouchant à 60 cm au-dessus de la surface du sol;

c) configurée de manière à diriger l'effluent soit vers le bas, soit parallèlement au sol;

d) équipée d'une vanne dans le cas où la concentration de sulfure d'hydrogène du gaz produit, mesurée dans un échantillon représentatif, est supérieure à 50 moles par kilomole;

(e) has a working pressure rating in kilopascals of all parts of the surface casing vent of at least 25 times the numerical equivalent of the surface casing depth in metres.

(3) An operator shall submit a remedial program for approval to the Board where the surface casing vent described in (1) is categorized as a serious vent flow.

(4) The Board shall approve a remedial program for a surface casing vent flow pursuant to subsection (2) where the Board is satisfied that the program will provide adequately for public safety and the protection of the environment.

Testing and Reporting Requirements for Safety System

123. An operator shall submit to the Board a maintenance and testing program for the safety system at an installation which

(a) is developed using risk-based methodology for the analysis of the safety system as a whole and considers

(i) the safety equipment design and specification,

(ii) operating conditions,

(iii) the maintenance

e) d'une pression nominale de service, exprimée en kilopascals, pour toutes les parties constitutives de la mise à l'air de la colonne de surface au moins 25 fois la valeur numérique de la profondeur de la colonne de surface, en mètres.

(3) L'exploitant soumet à l'approbation de l'Office un programme d'intervention lorsque la mise à l'air libre de la colonne de surface visée au paragraphe (1) est désignée comme étant sérieuse.

(4) L'Office approuve le programme d'intervention pour une mise à l'air libre de la colonne de surface visée au paragraphe (2) s'il juge que ce programme assure la sécurité du public et une protection adéquate de l'environnement.

Essai des vannes et des capteurs

123. L'exploitant soumet à l'Office un programme d'entretien et de mise à l'essai du système de sécurité

a) élaboré à l'aide d'une méthode fondée sur le risque pour l'analyse de l'ensemble du système de sécurité et qui tient compte

(i) de la conception et des spécifications des dispositifs de sécurité,

(ii) des conditions de fonctionnement,

(iii) du programme

program,

(iv) operating procedures,
and

(v) other safety equipment
associated with the safety
system; and

(b) is equivalent to the level
of safety provided by section
124 should the operator not
implement a risk based
maintenance and testing program
for the safety system at an
installation.

124. (1) An operator of an
onshore production installation
shall

(a) subject every wellhead fail-
close emergency shutdown valve
of the installation to an
operating and pressure-holding
test at least once every six
months and shall immediately
repair or replace defective
valves;

(b) test every relief valve on a
pressure vessel that is located
at a well or battery site of the
installation at least once every
12 months;

(c) test every pressure sensor
of the installation at least
once every three months;

(d) test every liquid level
control device of the
installation at least once every
month by activating the sensor
for the device; and

d'entretien,

(iv) des méthodes de
fonctionnement,

(v) des dispositifs connexes;

b) qui offre un degré de
sécurité équivalent à celui
prévu à l'article 124, si
l'exploitant ne met pas en
oeuvre un programme d'entretien
et de mise à l'essai fondé sur
le risque pour le système de
sécurité de l'installation.

124. (1) L'exploitant d'une
installation de production
terrestre

a) essaie au moins une fois tous
les six mois les vannes d'arrêt
d'urgence dont sont munies les
têtes de puits d'une
installations afin d'en vérifier
le fonctionnement et la
résistance à la pression, et
remplace sans délai les vannes
défectueuses;

b) essaie au moins une fois tous
les douze mois les soupapes de
détente des réservoirs sous
pression se trouvant à un puits
ou à une batterie d'une
installation;

c) essaie au moins une fois tous
les trois mois les capteurs de
pression de l'installation;

d) essaie au moins une par mois
les dispositifs de réglage de
niveau de fluide de
l'installation en actionnant le
capteur du dispositif;

(e) test every automatic shut-off valve associated with a compressor or vessel inlet of the installation and every automatic low-level-activated shut-off valve on a flowline of the installation at least once every month.

(2) Where an onshore production installation contains a gas plant or refinery, the operator of the installation shall test every relief valve of the plant or refinery at least once every 12 months or, with the approval of the Board, during maintenance shutdowns of the installation.

(3) Subject to subsection (5), an operator of an offshore installation, shall ensure that

(a) the components of the safety system

(i) are designed and installed to permit regular function testing and calibration without significant interruption to production, and

(ii) are maintained in a properly calibrated condition, able to carry out their intended function at all times, and

(iii) are tested, and malfunctions of the system are recorded in accordance with the safety plan approval pursuant to subsection 29(5)

e) essaie au mois une fois par mois les robinets de fermeture automatique des compresseurs ou réservoirs de l'installation ainsi que les robinets de fermeture automatique commandés par capteur de niveau bas des conduites d'écoulement de l'installation.

(2) Lorsqu'une installation de production terrestre contient une usine à gaz ou une raffinerie, l'exploitant essaie chaque soupape de détente de l'usine ou de la raffinerie au moins une fois tous les 12 mois ou, avec l'approbation de l'Office, durant les arrêts de l'installation pour entretien.

(3) Sous réserve du paragraphe (5), l'exploitant d'une installation extracôtière s'assure que

a) les composantes du dispositif de sécurité

(i) sont conçues et installées de manière à permettre une vérification et un étalonnage réguliers des fonctions sans interruption majeure de la production,

(ii) sont maintenues dans une condition d'étalonnage approprié, capables en tout temps d'exécuter les fonctions pour lesquelles elles ont été conçues, et

(iii) sont mises à l'épreuve, et toute défaillance du dispositif est consignée conformément au plan de sécurité approuvé en vertu du

and in accordance with API RP 14C *Recommended Practice for Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms*, and

(iv) are tested on the frequency prescribed in paragraphs (b) to (k);

(b) every emergency shutdown station that forms part of the safety system is

(i) tested on an alternating testing frequency once every 30 days,

(ii) tested at least once every two years, and

(iii) the test shall include the closure of at least one wellhead surface safety valve with verification of the closure to be indirect by circuit circuitry;

(c) every surface safety valve installed on a christmas tree is function and leak tested quarterly or pressure tested quarterly;

(d) every pressure sensor forming part of the safety system is calibrated every four months, and every pressure switch forming part of the safety system is function tested every six months;

paragraphe 29(5) et conformément à la norme API RP 14C, intitulée *Recommended Practice for Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms*,

(iv) sont mises à l'épreuve selon la fréquence prescrite aux alinéas b) à k);

b) chaque station de fermeture d'urgence faisant partie du dispositif de sécurité est

(i) mise à l'épreuve à des fréquences d'essai alternatives une fois tous les 30 jours,

(ii) mise à l'épreuve au moins tous les deux ans,

(iii) et l'épreuve inclut la fermeture d'au moins une vanne de sécurité de surface de la tête de puits, la vérification de la fermeture devant se faire indirectement du circuit;

c) chaque vanne de sécurité de surface installée sur un arbre de Noël est soumise à une épreuve de fonctionnement et d'étanchéité ou sous pression tous les trois mois;

d) chaque manomètre faisant partie du dispositif de sécurité est étalonné tous les quatre mois, et chaque manostat faisant partie du dispositif de sécurité est soumis à une épreuve de fonctionnement tous les six

- mois;
- (e)** every liquid level control device forming part of the safety system is function tested monthly;
- (f)** every flowline check valve forming part of the safety system and integral to the protection philosophy for the wells and production manifold is tested for leakage once every three months;
- (g)** every automatic shutdown valve forming part of the safety system and located on the inlet or discharge of any production equipment or vessel is function tested monthly;
- (h)** every shutdown valve installed on a production riser or associated manifold is function tested monthly and leak tested annually;
- (i)** every temperature sensor forming part of the safety system is calibrated and every temperature switch forming part of the safety system is function tested, at least once every six months;
- (j)** every pressure-relief valve is tested at least once every 12 months, either through bench-testing or, where possible, in-situ testing using an external
- e)** chaque dispositif de contrôle du niveau des fluides faisant partie du dispositif de sécurité est mis à l'épreuve tous les mois;
- f)** chaque soupape de retenue de la conduite d'écoulement faisant partie du dispositif de sécurité et faisant partie intégrante du principe de protection des puits et du manifold de production est soumise à une épreuve d'étanchéité tous les trois mois;
- g)** chaque robinet de fermeture d'urgence automatique faisant partie du dispositif de sécurité et situé à l'entrée ou à la sortie de tout équipement ou récipient de production est mis à l'épreuve tous les mois;
- h)** chaque robinet de fermeture installé sur un riser de production ou tout manifold connexe est mis à l'épreuve chaque mois et soumis à un essai d'étanchéité une fois par année;
- i)** chaque capteur de température faisant partie du dispositif de sécurité est étalonné et chaque thermocontact faisant partie du dispositif de sécurité est soumis à une épreuve de fonctionnement au moins tous les six mois;
- j)** chaque soupape de décharge est mise à l'épreuve au moins tous les 12 mois, soit en atelier, soit, si possible, sur place à l'aide d'une source de

pressure source; and

(k) all fire, hydrogen sulfide and gas detection systems are tested for operation every three months and recalibrated if necessary.

(4) Paragraphs (3)(b) to (3)(k) do not apply to valves or sensors that are located below sea level.

(5) Upon application by the operator, the Board may approve an alternate testing frequency if the Board is satisfied that such frequency is

(a) consistent with the design and operating philosophy of the safety system, and

(b) is justified by the maintenance record and experience with a particular component.

(6) An operator may use computerized operational logs 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.

(7) An operator shall report to the Board immediately every failure or unsuccessful test of the safety system of a production installation or of any component of the safety system.

(8) An operator shall ensure that the wellhead and christmas tree equipment, including any

pression externe;

k) tous les systèmes de détection d'incendie, de sulfure d'hydrogène et de gaz sont mis à l'épreuve tous les trois mois et réétalonnés au besoin.

(4) Les alinéas (3)b) à (3)k) ne s'appliquent pas aux vannes ou capteurs qui se trouvent sous le niveau de la mer.

(5) À la demande de l'exploitant, l'Office peut approuver une fréquence d'essai différente s'il juge que la fréquence proposée

a) est appropriée, compte tenu de la conception et du principe de fonctionnement du dispositif de sécurité, et

b) est raisonnable, compte tenu du dossier de service et d'entretien de l'élément considéré.

(6) L'exploitant peut contrôler le fonctionnement des dispositifs de sécurité au moyen d'un enregistrement informatisé, mais tout enregistrement doit être contre-vérifié régulièrement par une observation directe.

(7) L'exploitant signale à l'Office toute défaillance ou tout échec aux essais ou contrôles de fonctionnement d'un dispositif de sécurité ou élément du dispositif de sécurité d'une installation de production.

(8) L'exploitant doit s'assurer que l'équipement de la tête de puits et de la tête d'éruption, y

casing and tubing hangers and sealing devices, are designed, constructed, installed and maintained to withstand loads imposed in the well including those resulting from pressure and temperature differentials, corrosion, erosion and wear.

PART VII — SUPPORT OPERATIONS

Support Craft

125. (1) An operator shall ensure that a support craft required to support an installation be designed, constructed and maintained to operate safely in the foreseeable conditions of the physical environment prevailing in the vicinity of the installation.

(2) An operator using a support craft shall be prepared to demonstrate to the Board that the support craft meets the requirements of subsection (1).

(3) A ship used as a marine support craft shall carry

(a) the navigational, safety and marine aids required under the *Canada Shipping Act*; and

(b) emergency equipment and life-saving devices of a type and in sufficient number to permit the escape and survival of the persons on board the ship under any conditions that could reasonably be anticipated.

compris tous les dispositifs de suspension de tubage et de tube et les dispositifs d'échantéité, est conçu, construit et entretenu de manière à supporter les charges imposées dans le puits, notamment celles attribuables aux différences de températures et de pression, à la corrosion, à l'érosion et à l'usure.

PARTIE VII — OPÉRATIONS DE SOUTIEN

Véhicule de service

125. (1) L'exploitant veille à ce qu'un véhicule de service nécessaire pour desservir une installation est conçu, construit et entretenu de façon à fonctionner en toute sécurité dans les conditions susceptibles de se produire dans le milieu où se trouve l'installation.

(2) L'exploitant qui utilise un véhicule de service doit pouvoir démontrer à l'Office que le véhicule satisfait aux exigences du paragraphe (1).

(3) Un navire utilisé comme véhicule de service doit transporter

a) les aides à la navigation et de sécurité requis par la *Loi sur la marine marchande du Canada*;

b) le type et la quantité suffisante d'équipement d'urgence et de sauvetage pour permettre l'évacuation et la survie des personnes qui se trouvent à bord du navire, dans toutes les conditions raisonnablement prévisibles.

(4) Where a passenger boards a support craft, the person in charge of the marine support craft shall ensure that the passenger is informed, at the time of boarding, of the safety rules and procedures applicable to the craft.

(5) A support craft shall not enter the safety zone around a installation without the consent of the installation manager or a person delegated by the installation manager.

Standby Vessel

126. (1) The operator of a manned installation shall ensure that a standby vessel is available, at a distance, that is not greater than that required for 20 minutes return time unless a longer period is approved by the installation manager.

(2) If the standby vessel exceeds the distance or time set out in subsection (1) without the consent of the installation manager, both the installation manager and the master of the standby vessel shall log the incident and submit a written report to the within 48 hours stating the reason why the distance or time was exceeded.

(3) A standby vessel shall not enter the safety zone around a installation without the consent of the installation manager or a person delegated by the installation manager.

(4) Lorsqu'un passager monte à bord d'un véhicule de service, le responsable du véhicule doit s'assurer que le passager est informé, au moment de l'embarquement, des règles et des procédures de sécurité qui s'appliquent au véhicule.

(5) Un véhicule de service ne doit pas entrer dans la zone de sécurité d'une installation sans le consentement du gestionnaire de l'installation ou de son mandataire.

Navire de secours

126. (1) L'exploitant d'une installation habitée veille à ce qu'un navire de secours soit disponible, à une distance permettant une intervention en moins de 20 minutes, à moins qu'une période plus longue soit approuvée par le gestionnaire de l'installation.

(2) Si le navire de secours se trouve à une plus grande distance que celle fixée au paragraphe (1) sans le consentement du gestionnaire de l'installation, ce dernier et le capitaine du navire de secours doivent consigner l'incident et présenter un rapport écrit à l'Office dans les 48 heures, donnant la raison pour laquelle la distance requise n'a pas été respectée.

(3) Un navire de secours ne doit pas entrer dans la zone de sécurité d'une installation sans le consentement du gestionnaire de l'installation ou de son mandataire.

(4) Under the direction of the installation manager, the standby vessel is to attend close to the installation and to stand ready with the vessel to conduct rescue operations at any time when any of the following situations occurs

(a) weather, sea or ice conditions limit the safe deployment of a powered rescue boat from the installation;

(b) a helicopter is landing or taking off from the installation;

(c) diving operations are in progress;

(d) formation flow or well tests are being conducted;

(e) well-control operations in effect;

(f) abnormal pressure zones are being penetrated;

(g) abandon ship or person overboard drills are being conducted; or

(h) persons are working overside.

(5) A master of a standby vessel shall stand ready with the vessel to conduct rescue operations at any time

(a) that the safety of persons, the safety of the installation or the safety of the operation

(4) Sous la direction du gestionnaire de l'installation, le navire de secours doit se tenir à proximité de l'installation et être prêt à mener des opérations de sauvetage à tout moment, lorsque

a) les conditions météorologiques, l'état de la mer ou l'état des glaces limitent le déploiement sécuritaire d'un bateau de secours motorisé à partir de l'installation;

b) un hélicoptère apponte sur l'installation ou en décolle;

c) des opérations de plongée sont en cours;

d) des essais d'écoulement de formation ou de puits sont menés;

e) des opérations de contrôle du puits sont en cours;

f) des zones de pression anormale sont pénétrées;

g) des exercices d'abandon du navire ou de sauvetage de personne à la mer sont menés;

h) des personnes travaillent par-dessus bord.

(5) Le capitaine d'un navire de secours doit se tenir prêt à effectuer des opérations de sauvetage à tout moment

a) lorsque la sécurité du personnel, de l'installation ou des opérations est menacée ou

- is endangered or is likely to be endangered;
- (b)** when there is danger of a person falling overboard;
- (c)** when a helicopter is landing on or taking off from the installation;
- (d)** when diving operations from the drilling unit are in progress;
- (e)** when the installation is threatened by ice; and
- (f)** maintain open communication channels with the installation.
- (6)** The installation manager and the master of the standby vessel shall enter a notation in the appropriate logbook when the standby vessel assumes or leaves standby duty and close standby.
- (7)** An operator shall ensure that a standby vessel
- (a)** maintains a clear deck at all times; or
- (b)** meets the requirements of the Canadian Coast Guard TP 7920E, *Standards Respecting Standby Vessels*.
- (8)** An operator shall ensure that a standby vessel has the capacity to accommodate the total number of persons on board the installation.
- risque de l'être;
- b)** lorsqu'il y a danger qu'une personne fasse une chute par-dessus bord;
- c)** lorsqu'un hélicoptère apponte sur l'installation ou en décolle;
- d)** lorsque des opérations de plongée sont effectuées à partir de l'unité de forage;
- e)** lorsque l'installation est menacée par les glaces;
- f)** et il doit maintenir ouvertes les voies de communication avec l'installation.
- (6)** Le gestionnaire de l'installation et le capitaine du navire de secours indiquent dans le livre de bord à quel moment le navire de secours prend ou quitte sa position.
- (7)** L'exploitant s'assure qu'un navire de secours
- a)** maintient libre le pont en tout temps;
- b)** répond aux exigences de la norme TP 7920F de la Garde côtière canadienne intitulée *Normes relatives aux navires de secours*.
- (8)** L'exploitant s'assure que le navire de secours peut accueillir toutes les personnes qui se trouvent à bord de l'installation.

Radio and Support Craft Procedures

127. A person in charge of a support craft employed in the carrying out of drilling, well or production operations shall inform all passengers of such craft, at the time of boarding, of the safety rules and procedures applicable to that craft.

128. An operator shall ensure that the radio station on an installation used by that operator in drilling, well or production operations is manned 24 hours per day with persons capable of operating the radio station and such persons shall, as a part of their regular duties,

(a) maintain a listening watch on the 156.8 MHz frequency; and

(b) monitor all movements of any support craft operating between the installation and the shore unless the position and status of all support craft are monitored by a central vessel monitoring service and helicopter flight following service.

PART VIII — WELL TERMINATION

128.1 No operator shall terminate a well or test hole without an Approval to Terminate that well or test hole granted by the Board under this Part.

129. Where an operator proposes to suspend or abandon a producing interval in a well, the operator shall submit, where applicable,

Modes opératoires des radios et des véhicules de service

127. Au moment de l'embarquement, le responsable d'un véhicule de service utilisé au cours des opérations de forage, de production ou de travaux dans un puits informe tous les passagers des règles et mesures de sécurité applicables audit véhicule.

128. L'exploitant s'assure que la station de radio de l'installation utilisée au cours des opérations de forage, de production ou de travaux dans un puits est confiée 24 heures par jour à un personnel capable d'en assurer le fonctionnement; ce personnel doit, dans le cadre de ses fonctions régulières,

a) assurer un écoute radio sur la fréquence de 156,8 MHz;

b) contrôler tous les déplacements des véhicules de service entre l'installation et la côte sauf lorsque la position et l'état des véhicules de services est assuré par une agence centrale de surveillance des vols et des déplacements.

PARTIE VIII — CESSATION DE Puits

128.1 L'exploitant doit terminer un puits ou un trou d'essai selon les disposition de l'approbation de terminer approuvé par l'Office en vertu de cette partie.

129. L'exploitant qui désire suspendre ou abandonner les travaux dans une intervalle d'exploitation transmet les

the following information with an application for a well operation approval

- (a) the production rates and the corresponding fluid ratios or injection rates;
- (b) the bottomhole pressure and production characteristics of adjacent wells; and
- (c) an assessment of the effect of the proposed well operation on ultimate recovery.

130. In addition to the requirements of section 129, where an operator requests the approval of the Board to abandon a zone of well, the operator shall submit to the Board

- (a) a report setting out
 - (i) the amount of oil and gas recovered from the well located in the pool, and
 - (ii) an estimate of the amount of gas-in-place and oil-in-place remaining in the pool in which the well is located; and
- (b) documentation that demonstrates that
 - (i) production from the well can no longer be economically maintained,
 - (ii) alternative recovery methods have been thoroughly evaluated, and

renseignements pertinents qui suivent avec une demande d'approbation de travaux dans un puits :

- a) les taux de production et la composition des fluides de récupération ou les débits d'injection correspondants;
- b) la pression de fond de trou et les paramètres de production des puits adjacents;
- c) une évaluation de l'effet des opérations de forage proposées sur la récupération totale.

130. En plus de satisfaire aux exigences énoncées à l'article 129, l'exploitant qui demande à l'Office l'approbation d'abandonner une zone ou un puits transmet à ce dernier

- a) un compte rendu précisant
 - (i) les quantités de pétrole et de gaz récupérées du puits foré dans le gisement,
 - (ii) une estimation des quantités de gaz et de pétrole n'ayant pas été extraites du gisement dans lequel le puits a été foré;
- b) les documents permettant d'établir que
 - (i) le maintien du puits en production ne peut plus être assuré de façon rentable,
 - (ii) les autres méthodes de récupération possibles ont été soigneusement examinées,

(iii) alternative uses for the well have been evaluated.

131. (1) An operator shall ensure that every well drilled by the operator that is suspended is left in such a condition that

(a) any formation fluid is prevented from flowing through or escaping from the well-bore;

(b) no pressure is detected at surface on any casing string or annuli; and

(c) any seafloor obstruction is minimized.

(2) An operator shall ensure that every onshore well that is not abandoned is equipped with a christmas tree.

(3) An operator shall ensure that every completed well referred to in subsection (1) that is suspended has tubing landed in the hole, is equipped with a down-hole mechanical plug and a tubing plug at surface, and that both plugs are pressure tested to ensure that they are properly installed.

(4) Unless otherwise approved by the Board, an operator shall conduct an inflow test.

(5) Where an offshore well is shut in for a period greater than 3 months, an operator shall ensure that

(a) the SCSSV is closed;

(iii) les autres façons d'utiliser ce puits ont été examinées.

131. (1) Lorsqu'il suspend les travaux dans un puits, l'exploitant laisse le puits dans un état garantissant

a) qu'aucun fluide de formation ne peut s'écouler ou s'échapper du trou;

b) que les capteurs de surface n'indiquent aucune pression dans les colonnes de tubage et les annulaires;

c) que toute obstruction du fond marin est réduite au minimum.

(2) L'exploitant s'assure que tout puits terrestre qui n'est pas abandonné est équipé d'un arbre de Noël.

(3) L'exploitant s'assurer que tout puits achevé visé au paragraphe (1) pour lequel les travaux ont été suspendus est tubé, équipé d'un bouchon de fond mécanique et d'un bouchon de tube en surface, et que ces bouchons sont soumis à une épreuve sous pression pour vérifier qu'ils sont mis en place correctement.

(4) Sauf approbation contraire de l'Office, l'exploitant effectue un essai de venues.

(5) Lorsqu'un puits extracôtier est fermé durant plus de trois mois, l'exploitant veille à ce que

a) la VSSCS soit fermée;

(b) a plug is placed in the tubing below the mud line; and

(c) the plug is pressure tested to a pressure of not less than 7,000 kPa above the shut-in wellhead pressure.

(5.1) Every operator of a well that is suspended and that has not been completed shall complete or abandon that well within six years after the date of suspension.

(6) Every operator of a well that is completed and suspended shall

(a) inspect the well each year and report on the condition of the well to the Board; and

(b) place the well on production or abandon the well within a period of six years from the date of suspension, unless the Board has granted an extension of the period.

Removal of Casing

132. (1) An operator shall not remove any casing or tubing while abandoning a well, unless the removal is permitted by the well operation approval and is carried out in accordance with subsection (2).

(2) Where the casing referred to in subsection (1) is removed, an operator shall ensure that

(a) a bridge plug is set in the casing not more than 15 m below

b) un bouchon soit placé dans le tube au-dessous de la ligne de boue;

c) le bouchon soit soumis à une épreuve sous pression, la pression étant au moins 7 000 kPa supérieure à la pression statique de la tête de puits.

(5.1) L'exploitant d'un puits dont les travaux ont été suspendus et qui n'a pas été achevé doit abandonner ou compléter le puits dans les six ans qui suivent la date de suspension.

(6) L'exploitant s'assure que tout puits achevé dont les travaux sont suspendus est

a) inspecté annuellement et qu'un rapport sur l'état du puits est transmis à l'Office;

b) mis en production ou abandonné dans les six ans qui suivent la date de suspension des travaux, à moins que l'Office ait accordé une prolongation.

Retrait du tubage

132. (1) L'exploitant n'enlève aucun tubage ni aucun tube lorsqu'il abandonne un puits, sauf si le retrait est permis en vertu d'une approbation de travaux dans un puits et fait conformément aux exigences du paragraphe (2).

(2) Au moment du retrait du tubage visé au paragraphe (1), l'exploitant s'assure

a) qu'un bouchon mécanique est installé dans le tubage avant

the cut-off point prior to cutting the casing and the plug shall be pressure tested to 7,000 kPa;

(b) subject to paragraph (d), a 30 m cement plug is placed across the casing stub and the plug is felt by either the drill pipe or a densimeter wireline tool where cement is not supported by a bridge plug;

(c) that portion of the well above the cut-off point is abandoned in accordance with this Part; and

(d) where casing is cut for the purpose of recovering a wellhead, a cement plug that is as long as practicable is placed across the casing stub.

Fluid in Abandoned or Suspended Wells

133. An operator shall ensure that any fluid to be placed in a well that is to be abandoned or suspended is a fluid that

(a) will not freeze under the conditions to which it will be subjected,

(b) is treated to minimize corrosion of the casing and tubing, and

(c) is of sufficient density to over-balance the formation pressures found in the well.

que celui-ci ne soit sectionné, à au plus 15 mètres sous le point de sectionnement, puis éprouvé à une pression de 7 000 kPa;

b) sous réserve de l'alinéa d), qu'un bouchon de ciment de 30 mètres est mis en place sur le tubage sectionné et, s'il ne repose pas sur un bouchon mécanique, il doit être vérifié au moyen du train de forage ou d'un densimètre descendu par câble;

c) la partie du puits située au-dessus du point de sectionnement du tubage doit être abandonnée conformément à la présente partie;

d) lorsque le tubage est sectionné afin de récupérer la tête de puits, il doit être obturé avec un bouchon de ciment aussi long que possible.

Fluide dans des puits abandonnés ou suspendus

133. L'exploitant veille à ce que tout fluide placé dans un puits abandonné ou suspendu

a) résiste au gel dans les conditions auxquelles il sera soumis,

b) soit traité de manière à limiter le plus possible la corrosion du tubage et du tube,

c) soit d'une densité suffisante pour sur-équilibrer les pressions de formation exercées dans le puits.

Location of Abandonment Plugs

134. (1) Subject to subsection (d), where a well or a portion of a well is abandoned, the operator shall ensure that

(a) where practicable, a cement plug is set at the bottom of the well except where

(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 borehole 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 is set as deep in the well as is practicable;

(b) cement plugs and bridge plugs are set and are designed to

(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

Emplacement des bouchons

134. (1) Sous réserve de l'alinéa d), lorsqu'il abandonne un puits ou une partie d'un puits, l'exploitant s'assure que :

a) un bouchon de ciment est, 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) les bouchons de ciment et les bouchons mécaniques sont placés et conçus pour

(i) isoler les formations ou 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;

age,

(iv) separate lost circulation intervals in the well from other porous permeable formations; and

(c) in the case of a well equipped with a liner, the liner shall be isolated upon abandonment by

(i) placing a 30 m cement plug across the liner hanger, or

(ii) placing a bridge plug not more than 8 m above the liner hanger, by pressure testing the bridge plug to 7,000 kPa, and by placing a minimum of 5 m cement on the bridge plug.

(d) notwithstanding paragraph (a), unless at least 10 m of cement is left in the bottom of the deepest casing string during cementation and the cement is not drilled out

(i) the well is plugged with

(A) a cement plug that is at least 30 m in length and extends at least 15 m below and 15 m above the shoe of the deepest casing string, or

(B) a bridge plug that is set in the casing within 100 m of the bottom of the

(iv) séparer les parties du puits où il se produit une perte de circulation des autres formations perméables et poreuses;

c) dans le cas d'un puits équipé d'un tubage partiel, que celui-ci est isolé au moyen

(i) d'un bouchon de ciment de 30 mètres placé sur la suspension du tubage,

(ii) d'un bouchon mécanique placé dans le tubage à une profondeur d'au plus 8 mètres au-dessus de la suspension du tubage partiel, éprouvé à une pression de 7 000 kPa puis recouvert d'au moins 5 mètres de ciment;

d) nonobstant l'alinéa a), sauf si on laisse en permanence au moins 10 mètres de ciment dans le fond de la dernière colonne de tubage au cours de la cimentation et que ce ciment n'est pas foré,

(i) le puits est bouché au moyen

(A) d'un bouchon de ciment d'au moins 30 mètres de longueur s'étendant à un moins 15 mètres au-dessous et au 15 mètres au-dessus du sabot de la dernière colonne de tubage, ou

(B) d'un bouchon mécanique placé dans le tubage à moins de 100 mètres de

deepest casing string, and

l'extrémité inférieure de la dernière colonne de tubage;

(ii) the plug is tested to a pressure equal to the formation leak-off test pressure described in subsection 59(2) plus 3,500 kPa;

(ii) ce bouchon est essayé à une pression égale à la pression de fuite de la formation déterminée selon l'essai visé au paragraphe 59(2), majorée de 3 500 kPa;

(e) where a leak exists or is suspected in the innermost casing string, a cement plug is set at the time of abandonment to seal the leak;

e) lorsqu'une fuite est constatée ou suspectée dans la colonne de tubage la plus interne, un bouchon de ciment est mis en place pour la colmater;

(f) where any annulus is open to a formation, a cement plug is set to seal that annulus;

f) lorsqu'un annulaire est ouvert à une formation, un bouchon de ciment est mis en place pour le fermer;

(g) in the case of a well that is offshore

g) dans le cas d'un puits extracôtier,

(i) a cement plug is placed on a bridge plug set at a depth of not more than 150 m below the seafloor or squeezed through a retainer placed at a depth of not more than 150 m below the seafloor, and

(i) un bouchon de ciment est mis en place sur un bouchon mécanique à une profondeur maximale de 150 mètres sous le fond marin ou injecté par un obturateur placé à une profondeur maximale de 150 mètres sous le fond marin, et

(ii) all casing is cut off below the seafloor at a depth below which damage by ice scour cannot reasonably be expected or one metre, whichever is the greater;

(ii) tous les tubages sont sectionnés sous le fond marin, à une profondeur égale à la plus grande des éventualités suivantes : celle à laquelle on peut éviter les dommages causés par les icebergs ou un mètre;

(h) in the case of a well that is onshore,

h) dans le cas d'un puits terrestre,

(i) all casing is cut at a

(i) tous les tubages sont

point 1 m below ground level and a 10 m plug is placed in the innermost casing, and

(ii) a steel plate is welded over the top of the casing in a manner that completely closes off the well-bore and the annuli between all strings of casing.

(2) An operator shall perforate any casing installed in a well in order to place cement between porous permeable zones if the zone would not otherwise be isolated.

135. (1) An operator shall ensure that every interval in a casing string that has been perforated for formation flow testing or any other purpose is plugged prior to perforating any other interval in the casing string, unless otherwise approved by the Board.

(2) Where the perforated intervals referred to in subsection (1) are in formations that contain oil or gas or abnormal fluid pressures, an operator shall ensure that they are plugged

(a) by setting a bridge plug not more than 8 m above the top perforation and by placing not less than 5 m 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

sectionnés à 1 mètre sous le niveau du sol et un bouchon de 10 mètres est placé dans le tubage le plus interne, et

(ii) une plaque d'acier est soudée sur le haut du tubage de façon à obturer complètement le trou et tous les espaces annulaires entre les colonnes de tubage.

(2) L'exploitant perce tout tubage installé dans un puits pour mettre en place du ciment entre les zones perméables poreuses qui ont besoin d'être isolées.

135. (1) Sauf autorisation contraire de l'Office, l'exploitant veille à obturer toute partie du tubage perforée avant de procéder à la perforation d'une autre partie du tubage.

(2) Lorsqu'un tubage est perforé dans une formation qui contient du pétrole ou du gaz ou renferme un fluide sous une pression anormale, l'exploitant s'assure qu'il est obturé

a) en plaçant un bouchon mécanique à au plus 8 mètres au-dessus des perforations supérieures et en recouvrant le bouchon mécanique d'au moins 5 mètres de ciment;

b) en injectant du ciment dans les perforations puis en éprouvant le bouchon à une pression d'au moins 7 000 kPa de plus que la pression du fluide

interval; or

(c) by setting a cement plug not more than 30 m above the top perforation and not less than 30 m in length.

(3) Notwithstanding subsection (2), where the interval that is perforated is the uppermost perforated interval in a well, an operator shall ensure that a cement plug not be less than 30 m in length, the base of which is not more than 30 m above the top perforation, is placed in the casing.

Length and Quality of Cement Plugs

136. (1) An operator shall ensure that the cement plugs referred to in paragraph 134(1)(b), unless otherwise permitted in the Well Operation Approval, are not less than

(a) 100 m in length, where they are set in a portion of the well that is not protected by casing; and

(b) 30 m in length, where they are set in a portion of the well that is protected by casing.

(2) An operator 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 set for eight hours.

Feeling for Plugs

137. (1) An operator shall

de formation au niveau de cette partie du tubage;

c) en plaçant un bouchon de ciment d'au moins 30 mètres de longueur à au plus 30 mètres au-dessus des perforations supérieures.

(3) Nonobstant le paragraphe (2), s'il s'agit de la plus élevée des parties perforées d'un puits, l'exploitant s'assure qu'un bouchon de ciment d'au moins 30 mètres de longueur est placé dans le tubage, de sorte que la base du bouchon ne soit pas à plus de 30 mètres au-dessus des perforations supérieures.

Longueur et qualité des bouchons de ciment

136. (1) L'exploitant veille à ce que, sauf indication contraire de l'approbation de travaux dans un puits, les bouchons de ciment visés à l'alinéa 134(1)b) ne soient pas inférieurs à

a) 100 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) L'exploitant veille à ce que le ciment utilisé pour les bouchons de puits soit prévu pour une résistance minimale à la compression de 3 500 kPa après huit heures de durcissement.

Vérification des bouchons

137. (1) L'exploitant

(a) log the cement top using direct density plug logging which must be able to determine the difference between the cement density and the density of the drilling fluid by 300 kg per cubic metre and where the tool must be calibrated at least once per job; or

(b) wait for at least six hours for the cement used for plugs to set and shall 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 a plug or by the bottom of the well.

(2) Where a plug referred to in subsection (1) is so displaced from its intended position as to render it inadequate for the purpose for which it was intended, the operator shall set a supplementary plug to replace it and shall confirm the position of the supplementary plug in accordance with subsection (1).

Surface Marking of Well-heads, Equipment and Restoration

138. (1) An operator shall ensure that the wellhead of any suspended or completed well is protected against any foreseeable damage.

(2) An operator of an offshore production installation shall be readily able to locate any subsea production system.

a) mesure la masse volumique du ciment à la partie supérieure du bouchon par une méthode de mesure directe capable de faire la discrimination entre la masse volumique du ciment et celle des boues de forage à une précision de 300 kg par mètre cube près, au moyen d'un instrument étalonné à chaque opération;

b) attend que le ciment des bouchons ait durci pendant au moins six heures puis vérifie, 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 pas sur un autre bouchon, ni au fond du puits.

(2) Lorsqu'il constate qu'un bouchon visé au paragraphe (1) est si dévié de la position prévue qu'il ne remplit pas la fonction à laquelle il est destiné, l'exploitant met un autre bouchon en place et en vérifie la position conformément au paragraphe (1).

Repères en surface des têtes de puits, équipement et travaux de restauration

138. (1) L'exploitant veille à ce que la tête de puits de tout puits suspendu ou complété soit protégée contre tout dommage prévisible.

(2) L'exploitant d'une installation de production extracôtière doit pouvoir facilement localiser tout système

(3) An operator shall ensure that the surface location of any abandoned onshore well is marked by a steel marker painted iridescent orange that extends 1.5 m above ground level and is comprised of

(a) a length of pipe that is either welded to the cap or is set in cement; and

(b) a steel plate that is at least 5 mm thick and measures 500 mm by 300 mm on which the well name and well location coordinates are bead-welded.

139. An operator shall ensure that on the termination of any onshore well

(a) all refuse is cleared from the drill site and the surface of the drill site is restored to the satisfaction of a conservation officer; and

(b) the rat and mouse hole are plugged in such a manner which does not create a safety hazard.

140. An operator shall ensure that, on the termination of any offshore well, the seafloor is cleared of any material or equipment that could interfere with other commercial uses of the sea, unless the Board, having been satisfied that no interference with the commercial use of the sea is reasonably likely to result,

de production sous-marin.

(3) L'exploitant s'assure que l'emplacement en surface de tout puits terrestre abandonné est marqué par un repère en acier de couleur orange iridescent s'élevant à 1,5 mètre au-dessus de la surface du sol et constitué par

a) un bout de tube qui est soit soudé à la plaque d'obturation du tubage sectionné, soit ancré dans le ciment;

b) une plaque en acier d'au moins 5 mm d'épaisseur et mesurant 500 mm sur 300 mm, portant la désignation du puits et ses coordonnées de surface inscrites au cordon de soudure.

139. Lorsque les travaux cessent sur un puits, l'exploitant s'assure que

a) tous les déchets sont enlevés de l'emplacement de forage et la surface de l'emplacement est remise en état, à la satisfaction de l'agent de conservation;

b) le trou de rat et le trou de souris sont bouchés de façon à éliminer tout danger.

140. Lorsque les travaux cessent sur un puits foré en mer, l'exploitant s'assure que le fond marin est débarrassé de tout matériel ou équipement qui pourrait nuire aux autres utilisations commerciales de la mer, à moins que l'Office n'autorise l'exploitant à laisser les lieux tels quels s'il juge qu'ils ne nuiront

otherwise approves.

Installation Removal Prohibited

141. No operator shall remove an installation from a well drilled under these Regulations, unless the well has been terminated in accordance with these Regulations.

Operator Responsible for Abandoned Wells

142. An operator shall ensure that

(a) a well or a portion of a well that is not suspended or completed, is abandoned; and

(b) where a well is abandoned, the well is abandoned in such a manner that any formation fluid is prevented from flowing through or escaping from the well-bore.

143. An acknowledgement by the Board of a well termination record submitted in accordance with subsection 194(1) shall in no way relieve an operator of the responsibility for a proper termination of the well if, at a later date, the termination of the well is found not to be in accordance with these Regulations.

Termination of Test Holes

144. (1) Where an operator intends to terminate a test hole, the operator shall submit the details of the proposed program for the termination to the Board for approval.

vraisemblablement pas à l'utilisation commerciale de la mer.

Interdiction de déplacer un appareil de forage

141. Il est interdit à l'exploitant de retirer une installation d'un puits à moins que les travaux dans le puits aient cessé conformément au présent règlement.

Responsabilité de l'exploitant quant aux puits abandonnés

142. L'exploitant veille à ce que

a) un puits ou une partie de puits qui n'est pas suspendu ni achevé soit abandonné;

b) lorsqu'un puits est abandonné, qu'il le soit de manière à empêcher tout écoulement ou déversement de fluides de formation du trou de sonde.

143. La confirmation de l'Office de la réception du rapport de cessation de puits qui lui a été envoyé conformément au paragraphe 194(1) ne relève pas l'exploitant de sa responsabilité de cesser tous les travaux convenablement dans le puits si l'on constate à une date ultérieure une infraction au présent règlement.

Cessation des travaux dans des trous d'essai

144. (1) Lorsque l'exploitant entend cesser les travaux relatifs à un trou d'essai, il soumet à l'approbation de l'Office des détails du programme de cessation.

(2) Where the program referred to in subsection (1) has been approved, the operator shall ensure that the test hole is terminated in accordance with that program.

PART IX — PRODUCTION CONSERVATION

Reservoir Management

145. (1) An operator shall provide for maximum recovery of oil and gas from a pool or field.

(2) An operator shall locate wells so as to provide, for maximum recovery of oil and gas from a pool or field.

(3) An operator shall carry out and submit to the Board infill drilling studies and enhanced recovery studies where there is reason to believe that infill drilling or implementation of an enhanced recovery scheme could result in increased recovery of oil and gas from a pool or field.

Voidage Replacement

146. (1) Where an operator of an oil or gas pool carries out a recovery scheme that involves pressure maintenance, the operator shall not inject fluid into the pool on a basis other than a well-pattern basis or pool basis and shall not, unless an approval is granted pursuant to subsection (2)

(2) Lorsque le programme visé au paragraphe (1) a été approuvé, l'exploitant s'assure que les travaux relatifs au trou d'essai ont cessé conformément au programme.

PARTIE IX — RATIONALISATION DE LA PRODUCTION

Gestion du réservoir

145. (1) L'exploitant assure la récupération maximale du pétrole et du gaz d'un gisement ou d'un champ.

(2) L'exploitant dispose les puits de façon à permettre la récupération maximale du pétrole et du gaz d'un gisement ou d'un champ.

(3) L'exploitant étudie l'intérêt du forage intercalaire et de la récupération assistée et présente les résultats à l'Office lorsqu'il y 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 ou d'un champ.

Équilibre des volumes d'extraction et d'injection

146. (1) L'exploitant d'un gisement de pétrole ou de gaz qui met en oeuvre un programme de récupération nécessitant le maintien de la pression du gisement, programme justifié par des études techniques, tient compte pour l'injection de fluide dans le gisement de l'ensemble des puits exploitant ce gisement et ne doit pas, sauf autorisation en vertu du paragraphe (2),

(a) inject fluid into the pool at a volume greater or less than that being withdrawn; or

(b) permit a rate of production from the pool that results in a lower pool pressure than the pool pressure set out in the approved development plan.

(2) The Board shall approve an imbalance of volumes, imbalance of area allocation or a different rate of production where the ultimate recovery from the pool will not be reduced.

(3) An operator shall maintain the volumes or rate approved by the Board pursuant to subsection (2).

Commingled Production

147. (1) No operator shall engage in commingled production except in accordance with an approval granted pursuant to subsection (2).

(2) The Board may approve commingled production where commingled production is required to maximize recovery from the pool.

(3) An operator engaging in commingled production shall estimate the total volume and the rate of production of each fluid produced from each pool in accordance with the requirements of Part XI.

a) injecter dans le gisement un volume de fluide inférieur ou supérieur à celui qui est extrait du gisement; ni

b) autoriser un taux de production qui engendrerait dans le gisement une pression moindre que celle qui est indiquée dans le plan de mise en valeur approuvé.

(2) L'Office approuve un déséquilibre des volumes ou de l'espace alloué ou un taux de production différent lorsqu'il juge que la récupération totale ne s'en trouvera pas réduite.

(3) L'exploitant s'en tient aux volumes ou taux approuvés par l'Office en vertu du paragraphe (2).

Production mélangée

147. (1) Il est interdit à l'exploitant d'exploiter des gisements en production mélangée sauf aux termes d'une autorisation accordée en vertu du paragraphe (2).

(2) L'Office peut approuver la production mélangée lorsque cette dernière est nécessaire pour maximiser la récupération de pétrole ou de gaz du gisement.

(3) L'exploitant qui exploite des gisements en production mélangée doit estimer le volume total et le taux de production de chaque fluide extrait de chaque gisement, conformément aux exigences de la partie XI.

Flaring and Venting of Gas

148. (1) No operator shall flare or vent gas, without prior approval of the Board, except in accordance with subsections (2) to (4).

(2) Subject to any requirements determined by the Board pursuant to subsection 5 (4) of the Act, an operator may flare or vent gas

(a) for a development well over a period not exceeding 36 hours at rates and volumes not greater than those necessary to unload and clean up a well; or

(b) for a well test or an extended clean-up operation, for a period, and at rates and volumes, approved pursuant to subsection (4).

(3) An operator may flare or vent gas during a production operation to relieve abnormal pressure or if necessary because of an emergency situation.

(4) The Board may approve the flaring or venting of gas during a production operation at a rate and volume and for the period set out in the approval where the flaring or venting does not constitute waste or an undue safety hazard.

Brûlage à la torche et mise à l'atmosphère du gaz

148. (1) Il est interdit à l'exploitant de brûler du gaz à la torche ou de le libérer dans l'atmosphère sans l'autorisation préalable de l'Office, sauf en conformité avec les paragraphes (2) à (4).

(2) Sous réserve des restrictions imposées par l'Office, en vertu du paragraphe 5 (4) de la Loi, l'exploitant peut brûler du gaz à la torche ou le libérer dans l'atmosphère

a) durant une période maximale de 36 heures, à des débits et volumes ne dépassant pas ceux nécessaires pour décharger et nettoyer le puits d'exploitation;

b) durant une période et aux débits et volumes approuvés conformément au paragraphe (4), au cours d'essais de puits ou d'opérations prolongées de nettoyage du puits.

(3) L'exploitant peut brûler à la torche ou libérer dans l'atmosphère durant une opération de production dans le but de réduire une pression excessive ou de remédier à une situation d'urgence.

(4) L'Office peut approuver le brûlage à la torche ou la mise à l'atmosphère de gaz durant une opération de production selon un débit, un volume et une durée déterminés dans l'autorisation s'il juge que cela ne constitue pas un gaspillage et ne crée pas

un danger indu pour la sécurité.

Disposal of Oil

149. (1) No operator shall burn or otherwise dispose of oil, except in accordance with subsections (2) to (4).

(2) The operator of a well may burn or otherwise dispose of oil in a manner approved pursuant to subsection (3)

(a) during a formation flow test, over a period not exceeding 36 hours at rates and volumes not greater than those necessary to unload and clean up a well;

(b) during a well test or well clean-up operation, for a period, and at rates and volumes, set out in the approval; or

(c) where the produced oil is waste oil or contaminated oil that cannot be economically recovered.

(3) The Board shall approve burning or other disposal of oil where the burning or disposal does not constitute waste or an undue safety hazard or damage to the natural environment.

(4) An operator of a well may burn or otherwise dispose of oil where the disposal is necessary because of an emergency situation if the operator

(a) undertakes such measures as

Élimination de pétrole

149. (1) L'élimination de pétrole par brûlage ou par tout autre moyen est interdite sauf elle faite conformément aux paragraphes (2) à (4).

(2) L'exploitant d'un puits peut éliminer du pétrole par brûlage ou par tout autre moyen approuvé conformément au paragraphe (3)

a) durant une période maximale de 36 heures, au cours d'essais d'écoulement de formation, à des taux et volumes ne dépassant pas ceux nécessaires pour décharger et nettoyer le puits;

b) durant une période et aux taux et volumes approuvés, au cours d'essais de puits ou d'opérations de nettoyage du puits;

c) si le pétrole extrait est du pétrole usé ou contaminé et ne peut être récupéré de façon rentable.

(3) L'Office approuve l'élimination de pétrole par brûlage ou par un autre moyen s'il juge que l'opération ne constitue pas un gaspillage et n'a pas d'incidences sur la sécurité ou l'environnement.

(4) L'exploitant d'un puits peut éliminer du pétrole par brûlage ou par un autre moyen pour remédier à une situation d'urgence à condition

a) de prendre les mesures qui

may be necessary to ensure the safety of persons;

(b) undertakes such measures as may be necessary to limit the damage to the natural environment;

(c) cleans up, to the extent practicable, any significant pollution caused by the disposal; and

(d) notifies the Board of the disposal.

(5) An operator of a well shall not produce from a well, during a well test or a formation flow test, an amount of oil that exceeds a quantity that can be safely stored, burned or otherwise disposed of in a manner approved by this section.

s'imposent pour assurer la sécurité publique;

b) de prendre les mesures qui s'imposent pour limiter les incidences environnementales;

c) d'éliminer, dans la mesure du possible, toute pollution importante causée par l'opération;

d) d'en aviser l'Office.

(5) Il est interdit à l'exploitant d'extraire d'un puits à l'essai une quantité de pétrole supérieure à celle qui peut en toute sécurité être stockée ou éliminée par brûlage ou par un autre moyen approuvé conformément au présent article.

PART NEW - SPACING UNIT AREA

Interpretations

X1. In this Part

"central part" means

(a) for a gas spacing unit, the central area within the spacing unit having sides one grid unit dimension from the sides of the section and parallel to them;

(b) for an oil spacing unit, the central area within the drilling spacing unit centered on the four grid units located in either the northwest, northeast, southwest and southeast

PARTIE NOUVELLE — SUPERFICIE DES UNITÉS D'ESPACEMENT

Définitions

X1. Les définitions suivantes s'appliquent à la présente partie

« accord d'exploitation unitaire pour la production » a la même signification que « accord d'exploitation unitaire » de l'article 29 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*; (*production unit agreement*)

quarter of the section and comprising an area equivalent to the area of one grid unit having sides one half grid unit dimension from the sides of the quarter section and parallel to them; (*partie centrale*)

"commercial discovery area" has the same meaning as in section 2 of the *Canada Petroleum Resources Act*; (*périmètre de découverte exploitable*)

« accord d'union de production » a la même signification que « accord d'union » de l'article 29 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*; (*production unit operating agreement*)

"common ownership", when that term is used in connection with a spacing unit, means that:

« accord de mise en commun » a la même signification qu'à l'article 29 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*; (*pooling agreement*)

(a) the interest owners throughout the commercial discovery area are the same, or

(b) the interest owners throughout the commercial discovery area have entered into a pooling agreement, production unit agreement or production unit operating agreement; (*propriété*)

"first productive well" means the well in a new pool with the earliest spud date that is capable of production; (*premier puits producteur*)

« partie centrale » signifie

a) pour une unité d'espacement gazière, la zone centrale à l'intérieur de l'unité d'espacement dont les côtés ont les dimensions d'une unité de quadrillage d'un côté à l'autre de la section et parallèles à eux;

b) pour une unité d'espacement pétrolière, la zone centrale à l'intérieur de l'unité d'espacement de forage

centrée sur les quatre unités de quadrillage situées dans le quart nord-ouest, nord-est, sud-ouest et sud-est de la section et formant une superficie équivalente à celle d'une unité de quadrillage dont les côtés ont les dimensions de la moitié d'une unité de quadrillage d'un côté à l'autre du quart de la section et parallèles à eux; (*central part*)

"grid unit" means an area described as a "unit" in section 8 of the *Canada Oil and Gas Land Regulations*; (*unité de quadrillage*)

« périmètre de découverte exploitable » a la même signification qu'à l'article 2 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*; (*commercial discovery area*)

"pooling agreement" has the same meaning as in section 29 of the *Canada Oil and Gas Operations Act*; (*accord de mise en commun*)

« premier puits producteur » désigne un puits d'un nouveau gisement qui a été le premier à faire l'objet de forage et qui est exploitable; (*first productive well*)

"production unit agreement" has the same meaning as "unit agreement" in section 29 of the *Canada Oil and Gas Operations Act*; (*accord d'exploitation unitaire pour la production*)

« propriété commune », lorsque ce terme est utilisé en rapport avec le terme unité d'espacement, il signifie que:

- a) les titulaires de l'ensemble du périmètre de découverte exploitable sont les mêmes, ou
- b) les titulaires de l'ensemble du périmètre de découverte exploitable ont conclu un accord de mise en commun, un accord d'exploitation unitaire ou un accord d'exploitation unitaire pour la production; (*common*

"production unit operating

« puits » tel qu'utilisé dans le

<p>agreement" has the same meaning as "unit operating agreement" in section 29 of the <i>Canada Oil and Gas Operations Act</i>; (<i>accord d'union de production</i>)</p>	<p>présent règlement désigne plus particulièrement la partie a) de la définition de « puits » à l'article 2 de la <i>Loi sur les opérations pétrolières au Canada</i>; (<i>well</i>)</p>
<p>"section" has the same meaning as in section 7 of the <i>Canada Oil and Gas Land Regulations</i>; (<i>section</i>)</p>	<p>« section » a la même signification qu'à l'article 7 du <i>Règlement sur les terres pétrolifères et gazières du Canada</i>; (<i>section</i>)</p>
<p>"spacing unit" has the same meaning as in section 29 of the <i>Canada Oil and Gas Operations Act</i>; (<i>unité d'espacement</i>)</p>	<p>« unité d'espacement » a la même signification qu'à l'article 29 de la <i>Loi sur les opérations pétrolières au Canada</i>; (<i>spacing unit</i>)</p>
<p>"target area" means the central part of the spacing unit within which a well may be completed for the purpose of producing oil or gas; (<i>zone cible</i>)</p>	<p>« unité de quadrillage » signifie une superficie décrite comme une « unité » à l'article 8 du <i>Règlement sur les terres pétrolifères et gazières du Canada</i>; (<i>grid unit</i>)</p>
<p>"well" as used in these regulations refers specifically to part (a) of the definition of "well" in section 2 of the <i>Canada Oil and Gas Operations Act</i>. (<i>wells</i>)</p>	<p>« zone cible » signifie la partie centrale de l'unité d'espacement à l'intérieur de laquelle un puits producteur de pétrole ou de gaz peut être complété. (<i>target area</i>)</p>

Application

X2. Any significant or commercial discovery for which the National Energy Board has made a written declaration of significant or commercial discovery pursuant to sections 28 or 35, respectively of the *Canada Petroleum Resources Act* shall be subject to spacing units.

X3. Any lands to which the *Canada Oil and Gas Operations Act* applies, which are not "frontier lands" as defined in the *Canada Petroleum Resources Act* and for

Application

X2. Toute découverte importante ou exploitable pour laquelle l'Office national de l'énergie a rédigé une déclaration écrite de découverte importante ou exploitable en vertu des articles 28 ou 35, respectivement, de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, doit être soumise

X3. Toute terre pour laquelle la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* s'applique, qui n'est pas une « terre domaniale » telle que définie dans la *Loi fédérale*

which there are reasonable grounds to believe that a significant or commercial discovery extends.

Prohibition

X4. No well shall be drilled to a target subject to a spacing unit unless there is common ownership throughout the spacing unit.

Spacing Unit Area

X5. The spacing unit area for a well is the surface area of the spacing unit and

- (a) the subsurface vertically beneath that area, or
- (b) where the spacing unit is defined with respect to a specific pool, geological formation, member or zone, the pool, geological formation, member or zone vertically beneath that area.

X6. The normal spacing unit area shall be:

- (a) one section for a gas well;
- (b) one quarter section for an oil well.

Special Spacing Unit Area

X7. An operator may apply to the Board for a variation to the normal spacing unit area and target area requirements.

X8. The Board may vary the size

sur les hydrocarbures et pour laquelle il y a des motifs valables de croire qu'il s'agit d'un prolongement d'une découverte importante ou exploitable.

Interdiction

X4. Aucun puits ne doit être foré pour une cible assujettie à une unité d'espacement à moins que l'unité se soit assortie d'une propriété commune s'appliquant à l'ensemble de l'unité

Superficie de l'unité d'espacement

X5. Pour un puits, la superficie de l'unité d'espacement est l'aire de la surface de l'unité d'espacement et

- a) la sous surface verticale sous cette superficie, ou
- b) l'endroit où l'unité d'espacement est définie relativement à un gisement, une formation géologique, une zone ou un membre précis, le gisement, la formation géologique, la zone ou le membre vertical sous cette superficie

X6. La superficie normale de l'unité d'espacement doit être:

- a) une section pour un puits de gaz;
- b) un quart de section pour un puits de pétrole.

Superficie d'une unité d'espacement spéciale

X7. Un exploitant peut faire une demande à l'Office pour qu'un changement soit apporté aux exigences de la superficie normale de l'unité d'espacement et de la zone cible.

X8. L'Office peut modifier les

of the spacing unit area or change the target area provided the operator has provided convincing evidence that:

- (a) improved recovery will be obtained,
- (b) additional wells are necessary to provide capacity to drain the pool at a rate that will not adversely affect the recovery from the pool, or
- (c) in a gas field, where increased deliverability is desirable.

X9. An application requesting a variation to a spacing unit area shall include:

- (a) maps showing:
 - (i) the interest holders in and adjoining the area of application,
 - (ii) wells in the area and the status of each,
 - (iii) field boundaries and existing and proposed spacing unit boundaries, and
 - (iv) where the application is filed relating to an experimental scheme, the proposed well pattern including inter-well distances, buffer zone distances from the boundaries of the area of application and the proposed use of each well in the project,

(b) statements of

dimensions de la superficie de l'unité d'espacement ou changer la zone cible si l'exploitant peut fournir des preuves convaincantes que

- a) une récupération accrue sera obtenue,
- b) des puits additionnels sont nécessaires pour l'exploitation du gisement à un taux qui n'entraînera pas d'effets néfastes pour la récupération au niveau du gisement, ou
- c) dans un champ de gaz, lorsqu'on souhaite accroître la productivité.

X9. Une demande de modification de la superficie d'une unité d'espacement doit inclure

- a) des cartes montrant
 - (i) les titulaires de la superficie visée et ceux des superficies adjacentes,
 - (ii) les puits se trouvant à l'intérieur de la superficie et l'état de chacun des
 - (iii) les limites du champ et les limites existantes et proposées de l'unité d'espacement, et
 - (iv) lorsque la demande a trait à un projet expérimental, la répartition géométrique des puits proposée doit inclure les distances entre les puits, les distances de la zone tampon depuis les limites de la superficie visée par la demande et l'utilisation

b) des énoncés de:

(i) the legal description of the area of application,

(ii) the size, target area and orientation of the spacing unit, and

(iii) the economics of development on the existing and proposed spacing unit,

(c) a discussion of the geological nature of the formation, and

(d) a discussion of the effect of the proposed spacing and target area change on hydrocarbon recovery.

(e) the names and mailing addresses of the surface owners and occupants in the area of application,

(f) a general statement outlining the land uses of the area,

(g) a discussion of the impact of the proposed spacing and target area change on the land uses, and

(h) a statement outlining discussion of the proposed spacing and target area change by the applicant with affected persons and indicating the position of those persons regarding the proposal

X10. In addition to the information required by subsection 5. (3), the application shall include a discussion outlining

(a) the proposed well density and inter-well distance within

(i) la description légale de la superficie visée par la demande,

(ii) les dimensions, la zone cible et l'orientation de l'unité d'espacement, et

(iii) les facteurs économiques de mise en valeur de l'unité d'espacement existante et proposée,

c) une discussion sur la nature géologique de la formation, et

d) une discussion sur l'effet du changement proposé à l'espacement et à la zone cible sur la récupération des

e) les noms et adresses postales des propriétaires et occupants de la superficie visée par la demande,

f) une déclaration générale présentant l'utilisation des terres de la superficie,

g) une discussion des répercussions du changement proposé à l'espacement et à la zone cible sur l'utilisation des terres, et

h) une déclaration présentant les discussions du changement proposé à l'espacement et à la zone cible, tenues entre le demandeur et les personnes concernées ainsi que la position de ces derniers concernant la

X10. En plus de l'information requise au paragraphe 5(3), la demande doit inclure une discussion présentant

a) la densité des puits proposés et la distance entre les puits à

the proposed spacing unit, and

(b) the proposed minimum distance from a producing well to the boundary of the proposed spacing unit.

Central Target Areas - Off-Target Penalty

X11. The first productive well drilled in a pool is not subject to an off-target penalty.

X12. If a well is completed outside of its target area its permitted production rate shall be reduced by a penalty factor.

(a) The off-target penalty factor is determined by the minimum horizontal distance, measured in metres, from the nearest target area boundary to the nearest spacing unit boundary.

(b) The penalty factor is calculated on the following formula:

$$\text{penalty factor} = 0.9*(d/d_0) - 1.8*(d/d_0)+1$$

where,

d is the distance from the well to the nearest target area boundary, and,

d₀ is the distance from the nearest target area boundary to the nearest spacing unit boundary.

(c) The maximum permitted

l'intérieur de l'unité d'espacement proposée, et

b) la distance minimale proposée entre un puits de production et la limite de l'unité d'espacement proposée.

Zones cibles centrales - pénalités « hors cible »

X11. Le premier puits producteur foré d'un gisement n'est pas assujéti à une pénalité « hors cible ».

X12. Si un puits est complété en-dehors de sa zone cible, il faut appliquer un facteur de pénalisation à son taux de production permis.

a) Le facteur de pénalisation « hors cible » est déterminé par la distance horizontale minimale, mesurée en mètres, depuis la limite de la zone cible la plus proche jusqu'à la limite de l'unité d'espacement la plus proche.

b) Le facteur de pénalisation est calculé à l'aide de la formule suivante

$$\text{facteur de pénalisation} = 0.9*(d/d_0) - 1.8*(d/d_0)+1$$

où,

D = est la distance entre le puits et la limite de la zone cible la plus proche, et

d₀ = est la distance entre la limite de la zone cible la plus proche et la limite de l'unité d'espacement la plus proche.

c) Le taux d'extraction de gaz

sustained peak oil or gas withdrawal rate shall be calculated on the following formula:

$$q_{(well)} = q_{(pool)} * \text{penalty factor}$$

where,

$q_{(pool)}$ is the sustained peak oil or gas withdrawal rate from the entire pool averaged to the number of producing wells over a period of three months, and,

$q_{(well)}$ is the maximum permitted sustained peak oil or gas withdrawal.

X13. The Board may waive the off-target penalty for a well drilled off-target in a pool where,

(a) there is common ownership throughout the pool, and

(b) the Board is convinced that the off-target well will not adversely affect the recovery from the pool.

X14. Wells that were drilled on-target shall not be deemed to be off target solely by reason of a change of regulation that re-defines a target area.

X15. Any well that commenced drilling prior to the date these regulations are finalized shall not be penalized under this

ou de pétrole normal maximal permis doit être calculé à l'aide de la formule suivante

$$q_{(puits)} = q_{(gisement)} * \text{facteur de pénalisation}$$

où,

$q_{(gisement)}$ = est le taux d'extraction de gaz ou de pétrole normal maximal de l'ensemble du gisement d'après la moyenne du nombre de puits de production au cours d'une période de

$q_{(puits)}$ = est l'extraction de gaz ou de pétrole normale maximale

X13. L'Office peut ne pas appliquer la peine pécuniaire pour un puits foré en dehors de la zone cible, dans un gisement,

a) lorsqu'il y a une propriété commune pour l'ensemble du gisement, et

b) lorsque l'Office est convaincu que le puits foré en dehors de la zone cible n'aura pas d'effet néfaste sur l'extraction de pétrole ou de

X14. Les puits qui ont été forés dans leur zone cible ne doivent pas être jugés hors cible uniquement parce qu'il y a eu un changement du règlement qui redéfinit une zone cible.

X15. Tout puits dont le forage a débuté avant la date à laquelle le présent règlement ne soit finalisé, n'entraînera pas de

section even if it is not drilled on target under these regulations.

pénalisation en vertu du présent article même s'il n'est pas foré dans la zone cible en vertu du présent règlement.

Wells Per Spacing Unit

X16. Only one well shall be produced from each spacing unit in a pool unless otherwise authorized by the Board.

X17. An application for the drilling of a well to a target area subject to a spacing unit shall include supporting documentation and a diagram showing the proposed downhole location of the well bore relative to the spacing unit.

Recovery Rate

X18. Unless there is common ownership throughout a pool, a well that extends a pool subject to spacing units shall be subject to a maximum recovery rate restriction based on the following formula:

$$q_{(well)} = q_{(pool)} * (R_e/R_p)$$

where,

$q_{(well)}$ is the maximum permitted sustained peak oil or gas withdrawal, and,

$q_{(pool)}$ is the sustained peak oil or gas withdrawal rate from the entire pool averaged to the number of producing wells over a period of three months, and,

Puits par unité d'espacement

X16. Un seul puits doit être foré par unité d'espacement à l'intérieur d'un gisement, à moins d'autorisation contraire de l'Office.

X17. Une demande de forage d'un puits situé dans une zone cible assujettie à une unité d'espacement doit inclure des documents à l'appui et un diagramme montrant l'emplacement du fond du puits proposé par rapport à l'unité d'espacement.

Taux de récupération

X18. A moins qu'il n'y ait propriété commune pour l'ensemble d'un gisement, un puits qui prolonge un gisement assujetti à des unités d'espacement doit être soumis à une restriction du taux de récupération maximum, calculé à partir de la formule suivante:

$$q_{(puits)} = q_{(gisement)} * (R_e/R_p)$$

où

$q_{(puits)}$ = est l'extraction de pétrole ou de gaz normale maximale permise, et,

$q_{(gisement)}$ = est le taux d'extraction de pétrole ou de gaz normal maximal pour l'ensemble du gisement d'après la moyenne du nombre de puits de production au cours d'une

R_e is the reserve extension, and

R_p is the reserve of the pool,
including the extension.

X19. Any additional wells drilled into the pool extension are subject to the same maximum recovery rate restriction as the extension well.

X20. In the event of disagreement among the affected parties as to the reserve extension and the total reserve of the pool, the reserves shall be as determined by the Board.

Survey Requirements

X21. For any well to be drilled to a target area subject to a spacing unit and that is located within a distance equal to two (2) per cent of its proposed total depth from the boundary of the target area to which it is to be drilled:

(a) a directional survey must be run to determine the true downhole location of the well bore in relation to the target area; and

(b) the directional survey must include both azimuthal and deviation components.

PART X — PRODUCTION RATES

General

150. An operator shall produce oil and gas from a pool or field in accordance with good production practices to achieve maximum recovery of oil and gas from the pool or field and at the

R_e = est le prolongement de la réserve, et

R_p = est la réserve du gisement, incluant le prolongement.

X19. Tout puits additionnel foré dans le prolongement du gisement est assujéti à la même restriction du taux d'extraction maximal que le puits de

X20. En cas de désaccord entre les parties concernées relativement au prolongement de la réserve et à la réserve totale du gisement, les réserves seront telles qu'établies par l'Office.

Exigences en matière de relevés

X21. Pour tout puits qui doit être foré dans une zone cible assujétié à une unité d'espacement et qui est situé à une distance égale ou inférieure à deux (2) pour cent de la profondeur totale proposée de la limite de la zone cible à laquelle

a) un relevé de déviation directionnelle doit être effectué pour déterminer l'emplacement réel du fond par rapport à la zone cible; et

b) le relevé de déviation directionnelle doit inclure les composantes azimutale et de déviation.

PARTIE X — TAUX DE PRODUCTION

Dispositions générales

150. L'exploitant d'un gisement ou d'un champ pétrolifère ne peut y produire du pétrole et du gaz qu'en se conformant à de saines pratiques de production qui permettront de réaliser une

applicable rate specified in the approved development plan for that pool or field.

récupération maximale de fluide selon le taux applicable précisé dans le plan de mise en valeur approuvé pour le gisement ou le champ.

PART XI — MEASUREMENTS AND TESTING

PARTIE XI — MESURAGE ET ESSAI

Onshore Flow Systems

Systèmes d'écoulement terrestres

151. (1) An operator shall allocate group production of oil and gas from wells in a pool on a pro rata basis to the wells in accordance with a flow system and flow calculation procedure and an allocation procedure, approved pursuant to subsection (2).

151. (1) L'exploitant répartit au prorata la production regroupée de pétrole et de gaz des puits du gisement conformément au système d'écoulement, à la méthode de calcul du débit et à la méthode de répartition approuvés en application du paragraphe (2).

(2) An operator shall apply to the Board for approval of

(2) L'exploitant soumet à l'approbation de l'Office

(a) a flow system and flow calculation procedure to measure quantities of oil, gas and water produced from each well in a pool;

a) un système d'écoulement et une méthode de calcul du débit destinés à mesurer les quantités de pétrole, de gaz et d'eau extraites à partir de chaque puits d'un gisement;

(b) a flow system and flow calculation procedure to measure quantities of oil, gas and water injected into each well in a pool;

b) un système d'écoulement et une méthode de calcul du débit destinés à mesurer les quantités de pétrole, de gaz et d'eau injectées dans chaque puits d'un gisement;

(c) an allocation procedure to allocate total measured quantities of oil, gas, and water produced from a pool during a reporting period back to individual wells in a pool where individual well production is not measured separately;

c) 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 extraites du gisement au cours d'une période de référence, lorsque ces quantités ne sont pas mesurées individuellement;

(d) an allocation procedure to allocate total measured

d) une méthode de répartition destinée à répartir entre les

quantities of oil, gas, and water injected into a pool during a reporting period back to individual wells in a pool where individual well injection is not measured separately; and

(e) a flow system and flow calculation procedure and an allocation procedure if the system and procedures will permit reasonably accurate determination of the production from individual wells and the transfer of fluids from the production installation.

(3) An application for approval of the flow system submitted pursuant to subsection (2) shall include

(a) metering schematics showing the location of all meters used in the measurement and allocation procedure 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 petroleum for temperature and pressure effects and devices for measuring temperature or pressure to be used in the flow calculation procedure;

e) un système d'écoulement, une méthode de calcul du débit et une méthode de répartition, si ce système et ces méthodes permettent de déterminer assez précisément la production de chaque puits ainsi que les quantités de fluides transférées à partir de l'installation de production.

(3) La demande d'approbation d'un système d'écoulement soumise conformément au paragraphe (2) comprend :

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, des 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, les dispositifs de compensation de la température et de la pression, ainsi que les dispositifs de mesure de la température ou de la pression qui seront utilisés pour

(c) a description of each type of meter including

(i) flow rate range, operating temperature and pressure,

(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 test facilities and the basis for selecting the number of test separators.

(4) An application for the approval of the flow calculation procedure submitted pursuant to subsection (2) shall 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

calculer le débit;

c) une description de chaque type de compteur, comprenant les renseignements suivants :

(i) la plage de débits ainsi que la température et la pression de service,

(ii) une description de tout dispositif de mesure, d'échantillonnage, de contrôle ou de compensation associé au compteur,

(iii) les conditions de service auxquelles sera assujéti chacun des compteurs, y compris la plage de débits, les caractéristiques du débit (intermittent ou continu), la température et la perte de pression maximale à la traversée du compteur,

(iv) le degré de précision du compteur, les détails du matériel et des méthodes d'étalonnage;

d) une description des installations servant aux essais et les critères de détermination du nombre de séparateurs d'essai.

(4) La demande d'approbation de la méthode de calcul du débit soumise conformément au paragraphe (2) comprend :

a) une description du matériel, du logiciel informatique et des formules mathématiques utilisés pour traduire les données brutes enregistrées par le compteur en

water;

(b) a description of the equipment, computer software and mathematical formulae and correlations of pressure, volume and temperature to be used to convert quantity of oil, gas or water at measured conditions to an equivalent volume at standard conditions 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 location.

(5) An application for approval of the allocation procedure submitted pursuant to subsection (2) shall include

(a) proposed 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 established in the *API Manual of Petroleum Measurement Standards*;

(d) a description of the pools

une quantité mesurée de pétrole, de gaz et 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 traduire les quantités mesurées de pétrole, de gaz et d'eau en volumes équivalents standard 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 de la méthode de répartition soumise conformément au paragraphe (2) comprend :

a) les détails des méthodes d'essai proposées, y compris la durée et la fréquence;

b) une description du matériel, du logiciel informatique et des formules mathématiques utilisés;

c) le degré de précision de la méthode, y compris une analyse de la précision de mesure du système, effectuée conformément aux indications du *Manual of Petroleum Measurement Standards* de l'API;

d) une description des gisements

to which production will be allocated; and

(e) details of the procedure for allocating production to a typical well including a sample calculation with an explanation of each used and a schematic flow diagram showing the points at which the measurements were made.

(6) The operator shall measure and allocate oil, gas and water in accordance with the approved flow system, flow calculation procedure and flow allocation procedure and shall not make any changes to the equipment and procedures approved pursuant to subsection (2), without the approval of the Board.

(7) The flow system and flow calculation procedure shall meet all applicable requirements of the *API Manual of Petroleum Measurement Standards*.

152. (1) Subject to subsection 151(1), an operator shall measure and record the rate of flow and the total volume of

(a) each fluid that is

(i) produced from or injected into each well, and

(ii) transferred from the production installation, sold, flared or disposed of;

(b) gas used

(i) as fuel for production

auxquels la production sera répartie;

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) L'exploitant mesure et répartit la production de pétrole, de gaz et d'eau en fonction du système d'écoulement et des méthodes de calcul et de répartition approuvés, et n'apporte aucune modification au matériel et aux méthodes approuvés conformément au paragraphe (2) sans l'approbation de l'Office.

(7) Le système d'écoulement et la méthode de calcul du débit sont conformes aux exigences pertinentes du *Manual of Petroleum Measurement Standards* de l'API.

152. (1) Sous réserve du paragraphe 151(1), l'exploitant mesure et enregistre le débit et le volume total

a) de chaque fluide

(i) produit par un puits ou injecté dans un puits;

(ii) transféré de l'installation de production, vendu, brûlé à la torche ou éliminé;

b) du gaz utilisé

(i) comme combustible pour

operations, or

(ii) to assist gas-lift operations;

(c) oil that is used as a hydraulic power fluid for artificial lift; and

(d) each fluid that enters or leaves a processing plant.

(2) Where an operator uses a meter to measure a fluid in accordance with subsection (1), the meter shall

(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, where the meter is a custody transfer meter and temperature fluctuations could affect the accuracy of its measurement.

(3) An operator 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).

les travaux de production,

(ii) pour les travaux de récupération assistée;

c) du pétrole utilisé comme fluide hydraulique lors d'ascension artificielle;

d) de chaque fluide qui entre dans une usine de traitement ou qui en sort.

(2) Lorsque l'exploitant utilise un compteur pour mesurer le débit et le volume d'un fluide conformément au paragraphe (1), ce compteur

a) est installé et utilisé conformément aux instructions du fabricant;

b) a une plage de fonctionnement qui convient à l'utilisation projetée;

c) est utilisé dans les limites de sa plage de fonctionnement;

d) est muni d'un dispositif d'enregistrement ou de compensation en continu de la température s'il s'agit d'un compteur de transfert et que les variations de la température peuvent influencer sur la précision de mesure.

(3) L'exploitant veille à ce que les vannes, les compteurs et les robinets de vérification soient installés de façon qu'ils puissent maintenir un débit raisonnablement uniforme dans le compteur visé au paragraphe (2).

Onshore Transfer Meters

153. (1) An operator shall, in respect of any transfer meter used in any production operation, submit to the Board such details of the meter's specifications and operating procedures as are specified by the Board.

(2) The Board shall approve a transfer meter referred to in subsection (1) as part of the flow system, if the meter and operating procedures will permit the determination of volumes to an accuracy required for transfer purposes.

(3) An operator shall retain a copy of any meter calibration report for a period of three years for the purpose of verifying the accuracy of the meter.

(4) An operator shall ensure that the oil transfer meter prover is calibrated

(a) before it leaves the manufacturer;

(b) immediately prior to start up of production from a field; and

(c) when in service

(i) within one year after calibration, and

(ii) following any maintenance work on the prover that could affect the swept volume or where it is evident that a change in

Compteurs de transfert terrestre

153. (1) L'exploitant soumet à l'Office, lorsque ce dernier en fait la demande, les spécifications et les méthodes de fonctionnement de chaque compteur de transfert utilisé lors de travaux de production.

(2) L'Office approuve un compteur de transfert visé au paragraphe (1) comme élément du système d'écoulement s'il juge que l'appareil et la méthode de fonctionnement permettront de déterminer les volumes avec suffisamment de précision aux fins du transfert.

(3) L'exploitant conserve un exemplaire des rapports d'étalonnage pendant une période de trois ans aux fins de vérification de la précision du compteur.

(4) L'exploitant s'assurer que le compteur de pétrole de transfert étalon est étalonné

a) avant de sortir des installations du fabricant;

b) immédiatement avant la mise en production du champ pétrolifère;

c) une fois en service

(i) dans l'année suivant son étalonnage,

(ii) après avoir été soumis à des travaux d'entretien susceptibles d'avoir modifié son volume engendré ou lorsqu'il est évident que son

prover volume has taken place.

(5) An operator shall ensure that the oil transfer meter prover is calibrated using 5 consecutive trials and the difference between the highest and lowest volume should not be greater than .02 per cent to demonstrate acceptable repeatability of the prover.

(6) Where the oil transfer meter prover fails to meet the requirements of subsection (2) and fails to meet these requirements after three additional trials, an operator shall ensure that the prover system is reviewed to determine the potential source of error before the calibration sequence is reinitiated.

(7) Where the meter prover has been calibrated and the new prover volume deviates more than 0.04 per cent from the previous calibration, an operator shall ensure that the prover system is reviewed to determine the potential source of error.

(8) An operator shall ensure that equipment used to calibrate the prover is certified annually and the calibration is traceable to a national standard.

(9) An operator shall notify a conservation officer at least 14 days prior to calibration of the oil transfer meter prover.

volume étalon a été modifié.

(5) L'exploitant s'assure que le compteur de pétrole de transfert étalon est étalonné à 5 reprises consécutives et que la différence entre le volume le plus élevé et le plus bas n'est pas supérieure à 0,02 pour cent afin de démontrer la répétabilité acceptable du compteur.

(6) Si le compteur de transfert de pétrole étalon ne répond pas aux exigences du paragraphe (2) ni à ces exigences après trois essais supplémentaires, l'exploitant doit 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 plus de 0,04 pour cent par rapport au volume mesuré au moment de l'étalonnage précédent, l'exploitant doit vérifier le système d'étalonnage du compteur afin de déterminer la source potentielle d'erreur.

(8) L'exploitant s'assure que le matériel utilisé pour étalonner un compteur étalon fait l'objet d'une certification annuelle et que l'on peut relier les valeurs mesurées à une norme nationale.

(9) L'exploitant avise un agent à l'exploitation au moins 14 jours avant de procéder à l'étalonnage du compteur étalon de transfert de pétrole.

(10) An operator shall retain a copy of any meter calibration certificate for a period of three years.

Onshore Group Production Meter and Test Production Meter Calibration

154. (1) Where an operator uses a group production meter or test production meter to measure fluids produced from a pool, the operator shall calibrate the meter and maintain the calibration in accordance with Part 14 of the *Oil and Gas Conservation Regulations of Alberta*.

(2) An operator shall replace any group production meter that cannot meet the mean meter factor tolerance prescribed by section 14.120 of the *Oil and Gas Conservation Regulations of Alberta*.

Onshore Water Meter Calibration

155. An operator shall calibrate every water meter that the operator uses and maintain the calibration in accordance with Part 14 of the *Oil and Gas Conservation Regulations of Alberta*.

Onshore Gas Meter Calibration

156. An operator shall calibrate every gas meter that the operator uses and maintain the calibration in accordance with Part 14 of the *Oil and Gas Conservation Regulations of Alberta*.

(10) L'exploitant conserve un exemplaire du certificat d'étalonnage du compteur pendant trois ans.

Compteurs de production regroupée et des compteurs de production d'essai terrestres

154. (1) L'exploitant qui utilise un compteur de production regroupée ou un compteur de production d'essai pour mesurer les fluides produits à partir d'un gisement étalonne le compteur et le garde étalonné conformément à la partie 14 du *Oil and Gas Conservation Regulations of Alberta*.

(2) L'exploitant remplace tout compteur de production regroupée dont l'indice n'est pas conforme à l'indice moyen prescrit à l'article 14.120 du *Oil and Gas Conservation Regulations of Alberta*.

Étalonnage des compteurs d'eau terrestres

155. L'exploitant étalonne les compteurs d'eau qu'il utilise et les garde étalonnés conformément à la partie 14 du *Oil and Gas Conservation Regulations of Alberta*.

Étalonnage des compteurs de gaz terrestres

156. L'exploitant étalonne les compteurs de gaz qu'il utilise et les garde étalonnés conformément à la partie 14 du *Oil and Gas Conservation Regulations of Alberta*.

Onshore Condensate Measurement

157. (1) Where an operator uses a displacement or turbine meter to measure condensate, the operator shall calibrate the meter and maintain the calibration in accordance with Part 14 of the *Oil and Gas Conservation Regulations of Alberta*.

(2) Where an operator uses an orifice flow meter to measure condensate, the operator shall equip the meter with a recorder.

Onshore Metering Records

158. An operator shall keep a record of the flow through each group production meter or test production meter used by the operator and retain the record for one year and, at the request of the Board during that year, shall submit that record to the Board.

Onshore Testing Frequency

159. An operator of a development well that is producing oil or gas from a pool or field shall test the well at least twice per month or as often as required by the Board.

Onshore Accuracy of Measurement

160. An operator shall test the accuracy of a meter used by the operator to measure the production of oil and gas, and submit the results to the Board.

161. An operator shall test the

Mesure du condensat terrestre

157. (1) L'exploitant qui utilise un compteur volumétrique ou un compteur à turbine pour mesurer le condensat étalonne le compteur et le garde étalonné conformément à la partie 14 du *Oil and Gas Conservation Regulations of Alberta*.

(2) L'exploitant qui utilise un débitmètre à diaphragme pour mesurer le condensat munit ce débitmètre d'un dispositif enregistreur.

Registre de comptage terrestre

158. L'exploitant tient un registre du comptage de chacun des compteurs de production regroupée et des compteurs de production d'essai et le conserve durant un an et le présente à l'Office lorsque ce dernier en fait la demande au cours de l'année.

Fréquence des essais terrestres

159. L'exploitant d'un puits de développement produisant du pétrole ou du gaz à partir d'un gisement ou d'un champ soumet le puits à un essai au moins deux fois par mois ou aussi souvent que l'exige l'Office.

Précision des mesures terrestres

160. L'exploitant vérifie par un essai la précision des compteurs qu'il utilise pour mesurer la production de pétrole et de gaz, et en présente les résultats à l'Office.

161. L'exploitant vérifie la

accuracy of a meter used for oil, gas and water production as stipulated in sections 14.040, 14.090, 14.110, 14.120 and 14.140 of the *Oil and Gas Conservation Regulations of Alberta* and shall determine the quantity of oil, gas and water production in accordance with the accuracy standards determined in the flow system, flow calculation procedure and flow allocation procedure approved pursuant to subsection 158(2).

Offshore Flow Systems

162. An operator shall conduct any measurements required pursuant to section 163 by any methods customarily used in good oilfield practice and approved by the Board.

163. (1) Subject to subsection 164(1), an operator shall measure and record the rate of flow and the total volume of

- (a)** each fluid that is
 - (i)** produced from each well,
 - (ii)** injected into each well, and
 - (iii)** transferred from the production installation, sold, flared or disposed of;
- (b)** gas used
 - (i)** as fuel for production operations, or

précision des compteurs utilisés pour mesurer la production de pétrole, de gaz et d'eau conformément aux articles 14.040, 14.090, 14.110, 14.120 et 14.140 du *Oil and Gas Conservation Regulations of Alberta* et il détermine les quantités de pétrole, de gaz et d'eau produites conformément aux normes de précision établies pour le système d'écoulement, la méthode de calcul du débit et la méthode de répartition approuvés conformément au paragraphe 158(2).

Systèmes d'écoulement extracôtier

162. L'exploitant effectue toutes les mesures exigées conformément à l'article 163 à l'aide des méthodes habituellement utilisées dans les champs pétrolifères et approuvées par l'Office.

163. (1) Sous réserve du paragraphe 164(1), l'exploitant mesure et enregistre le débit et le volume total

- a)** de chaque fluide
 - (i)** extrait de chaque puits,
 - (ii)** injecté dans chaque puits, et
 - (iii)** transféré d'une installation de production, vendu, brûlé à la torche ou éliminé;
- b)** de gaz utilisé
 - (i)** comme combustible pour les travaux de production, ou

(ii) to assist gas-lift operations;

(c) oil that is used as a hydraulic power fluid for artificial lift; and

(d) each fluid that enters or leaves a processing plant.

164. (1) An operator shall allocate group production of oil and gas from wells and injection of a fluid into wells in a pool or zone on a pro rata basis to the wells in accordance with a flow system and flow calculation procedure and an allocation procedure, approved pursuant to subsection (6).

(2) An operator shall apply to the Board for approval of

(a) a flow system and flow calculation procedure to measure quantities of oil, gas and water produced from each well in a pool or zone;

(b) a flow system and flow calculation procedure to measure quantities of oil, gas and water injected into each well in a pool or zone;

(c) an allocation procedure to allocate total measured quantities of oil, gas, and water produced from a pool or zone or during a reporting period back to individual wells in a pool or zone where individual well production is

(ii) pour les travaux de récupération assistée;

c) du pétrole utilisé comme fluide hydraulique lors d'ascension artificielle;

d) de chaque fluide qui entre dans une usine de traitement ou qui en sort.

164. (1) L'exploitant répartit au prorata pour chaque puits la production regroupée de pétrole et de gaz des puits du gisement ou d'une zone et de l'injection regroupée de fluides dans les puits du gisement ou d'une zone conformément au système d'écoulement et à la méthode de calcul et de répartition approuvée en application du paragraphe (6).

(2) L'exploitant soumet à l'Office pour approbation, l'information concernant

a) le système d'écoulement et la méthode de calcul pour mesurer les quantités de pétrole, de gaz et d'eau produites pour chaque puits du gisement ou de la zone;

b) le système d'écoulement et la méthode de calcul pour mesurer les quantités de pétrole, de gaz et d'eau injectées dans chaque puits du gisement ou de la zone;

c) la méthode de répartition des quantités totales de pétrole, de gaz et d'eau produites dans un gisement ou une zone ou pour chaque puits d'un gisement ou d'une zone lors d'une période de rapport de production si le volume de production de chaque

not measured separately;

(d) an allocation procedure to allocate total measured quantities of oil, gas, water and other fluids injected into a pool or zone during a reporting period back to individual wells in a pool or zone where individual well injection is not measured separately; and

(3) An application for approval of the flow system submitted pursuant to subsection (2) shall include

(a) metering schematics showing the location of all meters used in the measurement and allocation procedure 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 petroleum 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

puits n'est pas mesurée séparément;

d) la méthode de répartition des quantités totales de pétrole, de gaz, d'eau et d'autres fluides injectées dans un gisement ou une zone ou pour chaque puits d'un gisement ou d'une zone lors d'une période de rapport de production si le volume d'injection de chaque puits n'est pas mesurée séparément;

(3) Une demande d'approbation d'un système d'écoulement soumise en vertu du paragraphe (2) doit inclure

a) un schéma indiquant l'emplacement de tous les compteurs et les méthodes de répartition en y indiquant tous les flots qui seront estimés plutôt que mesurés directement;

b) le type, la configuration et les dimensions de tous les compteurs et séries de compteurs, les équipements et les méthodes de calibration des compteurs et les équipements d'échantillonnage qui seront utilisées pour obtenir des échantillons des fluides pour en déterminer les teneurs en eau et en sédiment, les méthodes de corrections des volumes d'hydrocarbures pour les variations de température et de pression et les méthodes pour mesurer la température et la pression qui seront employées dans les méthodes de calcul d'écoulement;

c) une description de chaque

of meter including

- (i) flow rate range, operating temperature and pressure,
- (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;

(d) a description of the test facilities and the basis for selecting the number of test separators;

(e) a description of the management structure for the flow system, flow calculation and allocation procedures, the maintenance program and alternate measurements that will be employed when meters are temporarily out of service; and

(f) List of spare parts and meters that will be retained for

type de compteurs incluant

- (i) la plage de débit, la température et la pression d'opération,
- (ii) tout équipement de compensation utilisé avec un compteur pour le mesurage, l'échantillonnage ou le suivi des écoulements,
- (iii) le détail des conditions d'opérations auxquelles chaque compteur sera soumis incluant les intervalles de débit, débit continu ou intermittent, la température et la chute de pression au travers du compteur, et
- (iv) le détail de la précision des compteurs, les équipements de calibration requis et les procédures de calibration;

d) une description du matériel d'essais et la raison du nombre retenu de séparateurs d'essai;

e) une description de la structure du système de gestion concernant le système d'écoulement, du calcul et procédures d'écoulement et de répartition, du programme d'entretien et des mesures alternatives qui seront utilisées si les compteurs deviennent temporairement inopérant;

f) une liste des pièces de rechange du système

the flow system.

(4) An application for the approval of the flow calculation procedure submitted pursuant to subsection (2) shall 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 quantity of oil, gas or water at measured conditions to an equivalent volume at standard conditions 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 location.

(5) An application for approval of the allocation procedure submitted pursuant to subsection (2) shall include

(a) proposed testing procedures, duration and frequencies;

d'écoulement.

(4) Une demande pour approbation des procédures de calcul d'écoulement soumise en application du paragraphe (2) doit inclure

a) une description des équipements, logiciels et les formules mathématiques qui seront utilisés pour convertir les données brutes provenant des compteurs en quantité mesurable de pétrole, de gaz, et d'eau;

b) une description des équipements, des logiciels, des formules mathématiques et des valeurs de corrélation entre la pression, le volume et la température qui seront employés pour convertir les volumes de pétrole, de gaz et d'eau aux conditions de mesures en valeur aux conditions normalisées pour les rapports ou pour l'estimation des quantités de pétrole, de gaz et d'eau des flots qui ne sont pas mesurés directement;

c) la fréquence à laquelle les calculs seront effectués et une estimation de l'efficacité des algorithmes incluant les effets des arrondissements non intentionnels pour chaque emplacement de mesurage.

(5) Une demande pour approbation des procédures de répartition soumise en application du paragraphe (2) doit inclure

a) les procédures, la durée et la fréquence des essais

- (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 established in the *API Manual of Petroleum Measurement Standards*;
- (d) a description of the pools to which production will be allocated; and
- (e) details of the procedure for allocating production to a typical well including a sample calculation with an explanation of each used and a schematic flow diagram showing the points at which the measurements were made.
- (6) The Board shall approve a flow system and flow calculation procedure and an allocation procedure if the system and procedures will permit reasonably accurate determination of the measurements prescribed pursuant to subsection (1) and, on a pool or zone basis, the production from and injection into individual wells.
- (7) The operator shall measure and allocate oil, gas and water in accordance with the approved flow system, flow calculation procedure and flow allocation procedure and shall not make any changes to the
- proposés;
- b) une description de l'équipement, des logiciels et des formules mathématiques qui seront employés dans les procédures de répartition;
- c) la précision des procédures de répartition incluant une analyse de la précision du système de mesure effectuée selon les critères établies dans le document de l'API intitulée *API Manual of Petroleum Measurement Standards*;
- d) une description du gisement faisant l'objet de répartition;
- e) le détail des procédures de répartition de la production pour un puits typique incluant des exemples de calcul avec explication et un schéma du digramme d'écoulement qui indique les points où les mesures seront réalisées.
- (6) L'Office approuve le système d'écoulement et les procédures de calcul et de répartition lorsque le système et les procédures permettront de déterminer avec raisonnablement de précision les requises en vertu du paragraphe (1) et, sur une base de gisement ou de zone, la production et l'injection effectuées pour chaque puits.
- (7) L'exploitant doit mesurer et répartir le pétrole, le gaz et l'eau conformément aux système d'écoulement, aux procédures de calcul et de répartitions approuvés et ne doit pas modifier

equipment and procedures approved pursuant to subsection (6), without the approval of the Board.

(8) The flow system and flow calculation procedure shall meet all applicable requirements of the *API Manual of Petroleum Measurement Standards* or as per Part 14, of the *AEUB Oil and Gas Conservation Regulations*.

(9) An operator shall ensure that personnel responsible for the maintenance and operation of the flow system and the flow calculation and allocation procedures are qualified and are provided appropriate training for the system and procedures used by the operator.

Offshore Transfer Meters

165. (1) An operator shall, in respect of any transfer meter used in any production operation, submit to the Board such details of the meter's specifications and operating procedures as are specified by the Board.

(2) The Board shall approve a transfer meter referred to in subsection (1) as part of the flow system, if the meter and operating procedures will permit the determination of volumes to an accuracy required for transfer purposes.

(3) An operator shall ensure that an oil transfer meter and a transfer meter prover are

l'équipement ou les procédures approuvés en vertu du paragraphe (6) sans le consentement de l'Office.

(8) Le système d'écoulement et les procédures de calcul doivent satisfaire aux exigences du manuel de l'API intitulé *API Manual of Petroleum Measurement Standards* ou celles de la Partie 14 du *AEUB Oil and Gas Conservation Regulations*.

(9) L'exploitant doit s'assurer que le personnel responsable de l'entretien ou de l'opération du système d'écoulement, des procédures de calcul et de répartitions est qualifié et qu'il a reçu la formation pertinente en ce qui a trait au système d'écoulement et aux procédures utilisés par l'exploitant.

Compteurs de transfert extracôtiers

165. (1) L'exploitant soumet à l'Office, lorsque ce dernier en fait la demande, les spécifications et les méthodes de fonctionnement de chaque compteur de transfert utilisé lors de travaux de production.

(2) L'Office approuve un compteur de transfert visé au paragraphe (1) comme élément du système d'écoulement s'il est jugé que le compteur et la méthode de fonctionnement permettront de déterminer les volumes avec suffisamment de précision aux fins du transfert.

(3) L'exploitant s'assure que le compteur de transfert de pétrole et le compteur étalon sont

calibrated

- (a) before it leaves the manufacturer; and
- (b) immediately prior to start up of production from a field.

(4) An operator shall ensure that the transfer meter when in service, is calibrated in accordance with the requirements of the flow system approval.

(5) An operator shall ensure that the transfer meter prover when in service is calibrated

- (a) within one year of its previous calibration; and
- (b) following any maintenance work on the prover that could affect the swept volume or where it is evident that a change in prover volume has taken place.

(6) An operator shall notify a conservation officer at least 14 days prior to calibration of the oil transfer meter prover.

(7) An operator shall submit a copy of the transfer meter prover calibration certificate to the Board.

Offshore Meter Installation, Operation and Calibration

166. (1) Where an operator uses a meter to measure a fluid in accordance with subsection 163(1), the operator shall

étalonnés

- a) avant de sortir des installations du fabricant;
- b) immédiatement avant la mise en production du champ pétrolifère.

(4) L'exploitant s'assure que lorsqu'il est en service, le compteur de transfert est étalonné conformément aux exigences du système d'écoulement approuvé.

(5) L'exploitant s'assure que lorsqu'il est en service, le compteur de transfert étalon est étalonné

- a) dans l'année suivant l'étalonnage précédent;
- b) après avoir été soumis à des travaux d'entretien susceptibles d'avoir modifié son volume engendré ou lorsqu'il est évident que son volume a été modifié.

(6) L'exploitant avise un agent à l'exploitation au moins 14 jours avant de procéder à l'étalonnage du compteur étalon de transfert de pétrole.

(7) L'exploitant présente une copie du certificat d'étalonnage du compteur étalon à l'Office.

Installation, fonctionnement et étalonnage des compteurs extracôtiers

166. (1) L'exploitant s'assure que les compteurs utilisés pour mesurer un fluide conformément au paragraphe 163(1),

(a) ensure that the meter is installed and used in accordance with the instructions provided by the manufacturer;

(b) ensure that the meter has a flow range appropriate for its intended use;

(c) operate the meter within its operating range; and

(d) fit the meter with continuous pressure and temperature recording or pressure and temperature compensating devices, where pressure and temperature fluctuations could affect the accuracy of its measurement.

(2) An operator shall ensure that every valve, meter and prover tap is installed in such a manner that a reasonably uniform rate can be maintained through any meter referred to in subsection (1).

167. (1) An operator shall calibrate and maintain meters and associated equipment to ensure reasonable measurement accuracy is maintained.

(2) An operator shall ensure that equipment used to calibrate the transfer meter, transfer meter prover and meters approved as part of the flow system are certified annually and the calibration is traceable to a standard approved by the Board.

a) sont installés et utilisés conformément aux instructions du fabricant;

b) ont une plage de fonctionnement qui convient à l'utilisation projetée;

c) sont utilisés dans les limites de leur plage de fonctionnement;

d) sont munis d'un dispositif d'enregistrement ou de compensation en continu de la pression et de la température lorsque les variations de la pression et de la température peuvent influencer sur la précision de mesure.

(2) L'exploitant s'assure que les vannes, les compteurs et les robinets de vérification sont installés de façon qu'ils puissent maintenir un débit raisonnablement uniforme dans le compteur visé au paragraphe (1).

167. (1) L'exploitant étalonne et garde étalonnés les compteurs et le matériel connexe afin d'assurer une précision raisonnable des mesures.

(2) L'exploitant s'assure que le matériel utilisé pour étalonner les compteurs de transfert, les compteurs de transfert étalons et les compteurs approuvés comme éléments du système d'écoulement est certifié annuellement et que l'étalonnage répond à une norme approuvée par l'Office.

Offshore Metering Records

168. An operator shall keep a record of the flow through each group production meter or test production meter used by the operator and retain the record until production from the pool or field is abandoned and, at the request of the Board, shall submit any record to the Board.

Offshore Testing Frequency

169. An operator of a development well that is producing oil or gas from a pool or field shall conduct a proration test on the well at least twice per month or as often as required by the Board.

Offshore Accuracy of Measurement

170. (1) An operator shall test the accuracy of a meter used by the operator to measure the production of oil, gas and water or the injection of fluids, and submit the results to the Board.

(2) The may from time to time direct that any measuring appliance shall be tested or examined in a manner, upon such occasions or at such intervals and by any person, as may be specified by the Board in a direction, and the operator shall pay, to any such person or to the Board, any fees and expenses, for the test or examination, as the Board may specify.

(3) If any measuring appliance, upon any test or examination mentioned in subsection (2), is

Registre de comptage extracôtier

168. L'exploitant tient un registre du comptage de chacun des compteurs de production regroupée et des compteurs de production d'essai, conserve ce dernier jusqu'à ce la production du gisement ou du champs soit abandonné et le présente à l'Office sur demande.

Fréquence des essais extracôtiers

169. L'exploitant d'un puits de développement produisant du pétrole ou du gaz à partir d'un gisement ou d'un champ soumet le puits à un essai prorata au moins deux fois par mois ou aussi souvent que l'exige l'Office.

Précision des mesures extracôtieres

170. (1) L'exploitant vérifie par un essai la précision des compteurs qu'il utilise pour mesurer la production de pétrole, de gaz et d'eau ou l'injection de fluides, et présente les résultats à l'Office.

(2) L'Office peut à tout moment demander qu'un appareil de mesure soit mis à l'essai ou examiné d'une façon donnée, à telles occasions ou à telle fréquence, et par une personne donnée, précisés dans une directive de l'Office, et l'exploitant doit acquitter à cette personne ou à l'Office les frais et dépenses exigés par l'Office pour l'essai ou l'examen.

(3) Lorsqu'un appareil de mesure s'avère défectueux lors d'un essai ou un examen mentionné au

found to be false or unjust and if the Board so determines after considering any representation in writing made by the operator, the measuring appliance shall be deemed to have existed in that condition during the period since the last occasion upon which the measuring appliance was tested or examined pursuant to subsection (2).

170.1 Every operator shall submit to the Board any report regarding applied research work or studies obtained or compiled by the operator that contains information relevant to the safety of operations in the area set out in the application for an Authorization as soon as the report is available.

PART XII — QUALIFICATIONS AND TRAINING

General Safety

171. An operator shall ensure that

- (a) any operation necessary for the safety of persons employed at an installation or on a support craft has priority, at all times, over any other operation at that installation or support craft;
- (b) trained persons are ready and able to operate any item of equipment; and
- (c) safe working methods are followed in all operations during any drilling, well or

paragraphe (2), et si l'Office confirme qu'il est défectueux après avoir examiné la déclaration écrite de l'exploitant, l'appareil est donc réputé avoir donné de fausses lectures durant la période qui s'est écoulée depuis la dernière fois qu'il a été testé ou examiné conformément au paragraphe (2).

170.1 L'exploitant doit présenter à l'Office, à l'égard de toute étude ou de tous travaux de recherche appliquée, tout rapport qu'il obtient ou établit et qui renferme des renseignements sur la sécurité des opérations effectuées dans la région mentionnée dans la demande d'autorisation, dès que ce rapport est disponible.

PARTIE XII — QUALIFICATIONS ET FORMATION

Sécurité générale

171. L'exploitant veille à ce que

- a) toute opération nécessaire pour assurer la sécurité des personnes travaillant sur une installation ou un véhicule de service ait en tout temps priorité sur toute autre opération effectuée à l'installation ou à bord du véhicule de service;
- b) un personnel formé soit disponible et en mesure d'assurer le fonctionnement de tout l'équipement;
- c) des méthodes de travail sûres soient employées pour l'exécution de tous les travaux

production operations.

172. A passenger on a helicopter, supply vessel or any other support craft engaged in either a drilling or production operation shall comply with all safety instructions received from the person in charge of the craft.

Qualifications

173. (1) An operator of a drilling or a production site shall ensure that the supervisors employed at the drilling or the production site have, before assuming their duties, a reasonable amount of experience and any training necessary to conduct their duties in a safe manner.

(2) An operator of a drilling or a production site shall keep on site, a summary of the qualifications of any person employed at the drilling or the production site.

Training

174. (1) No operator shall conduct a drilling or a production operation requiring special skills, not held by the persons to be employed, for that operation until

(a) the operator submits to the Board a description of the training the operator proposes to give such persons;

de forage, sur un puits ou de production.

172. Tout passager à bord d'un hélicoptère, d'un navire de ravitaillement ou de tout autre véhicule de service engagé dans des opérations de forage ou de production doit respecter les consignes de sécurité émises par le responsable du véhicule.

Qualifications

173. (1) L'exploitant d'un emplacement de forage ou de production veille à ce que les superviseurs qui y sont employés aient acquis, avant d'entrer en fonction, une expérience suffisante et la formation nécessaire pour remplir leurs fonctions de façon sécuritaire.

(2) L'exploitant d'un emplacement de forage ou de production conserve sur place un sommaire des qualifications de toute personne employée à l'emplacement de forage ou de production.

Formation

174. (1) Il est interdit à l'exploitant d'effectuer des travaux de forage ou de mise en production exigeant des compétences que ne possède pas le personnel qu'il compte employer pour les exécuter, avant

a) d'avoir soumis à l'Office une description de la formation qu'il propose de donner à ce personnel;

(b) the Board approves the training proposal referred to in paragraph (a); and

(c) the operator ensures that the persons successfully complete the approved training.

(2) In the case of an offshore installation, no operator shall employ, on a drilling program, a drilling unit's rig manager, rig superintendent, tool-pusher, driller, or operator's drilling supervisor, drilling foreman or drilling representative unless that person is the holder of a valid advanced or second line certificate from a well control school whose standards are acceptable to the Board.

(3) In the case of an onshore installation, no operator shall employ on a drilling program

(a) a rig manager, rig superintendent, tool-pusher, or operator's drilling supervisor, drilling foreman or drilling representative unless that person is the holder of a valid second line certificate from a well control school whose standards are acceptable to the Board; and

(b) a driller, assistant driller, derrick man or motorman unless that person is the holder of a valid first line certificate from a well control school whose standards are acceptable to the Board.

b) que l'Office n'ait approuvé le programme de formation proposé conformément à l'alinéa a);

c) que le personnel n'ait suivie avec succès le programme de formation approuvé.

(2) Dans le cas d'une installation extracôtière, nul ne peut être employé, au cours d'un programme de forage à titre de chef de chantier, de chef d'exploitation, de maître sondeur, de chef foreur, de foreur ou de représentant au forage de l'exploitant, à moins de détenir un certificat valide avancé ou de deuxième niveau en contrôle de puits, d'une école dont l'Office juge les normes satisfaisantes.

(3) Dans le cas d'une installation terrestre, nul ne peut être employé pour un programme de forage à titre

a) de chef de chantier, de chef d'exploitation, de maître sondeur, ou de représentant au forage de l'exploitant à moins de détenir un certificat valide de deuxième niveau en contrôle de puits, d'une école dont l'Office juge les normes satisfaisantes;

b) de foreur, d'assistant foreur, d'accrocheur ou de motoriste à moins de détenir un certificat valide de premier niveau en contrôle de puits, d'une école dont l'Office juge les normes satisfaisantes.

(4) The Board shall approve a training proposal submitted pursuant to paragraph (1)(a) where the Board is satisfied that the proposed training is sufficient to enable the operation to be conducted in a safe manner.

175. An operator shall ensure that all persons employed at a drilling or production site

(a) receives instruction and training in respect of all operational and safety procedures that may be required to carry out during the course of their duties during such employment;

(b) is capable of doing the duties assigned to them; and

(c) is 16 years of age or more and is 18 years of age or more if their duties require them to work on the drill floor.

Rest Period

176. An operator shall ensure that no person is required to work as a member of a drill or production crew

(a) shift in excess of 12 continuous hours; or

(b) two successive shifts of any duration unless that person has had at least six hours rest between such shifts except

(i) when such duration of work is necessary to ensure

(4) l'Office approuve un programme de formation proposé conformément à l'alinéa (1)a) s'il juge que ce programme est adéquat pour préparer le personnel à exécuter les opérations de façon sécuritaire.

175. L'exploitant veille à ce que toute personne travaillant sur un emplacement de forage ou de production

a) reçoive la formation et les directives requises concernant toutes les méthodes de travail et les mesures de sécurité qu'elle 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 16 ans, et d'au moins 18 ans s'elle doit travailler sur le plancher de forage.

Période de repos

176. L'exploitant veille à ce qu'aucun membre d'une équipe de forage ou de production n'effectue

a) un poste de plus de 12 heures consécutives;

b) deux postes successifs d'une durée quelconque à moins qu'il ne profite d'une période de repos d'au moins six heures entre chaque poste, sauf

(i) s'il faut assurer la sécurité du personnel, de

the safety of persons, the installation or the security of the well; and

(ii) when non-routine activities are required, the operator is to include a description of such activity and the names of the persons performing the non-routine activity and record such information on the tour sheets.

PART XIII — REPORTING

Notification

177. (1) An operator shall notify the Board in writing at least 45 days prior to commencement of the construction of any artificial island, subsea berm or ice platform.

(2) An operator shall, within 24 hours, notify the Board, by the most rapid and practical means, of the

(a) date that a drilling installation arrives at any drill site;

(b) hour and date of a spud-in or of re-entry of any well for the purpose of drilling or well operations; and

(c) hour and date that any drilling rig is released from a well.

178. Where a well operation cannot be carried out in accordance with an approved well

l'installation ou du puits;

(ii) lorsque des activités inhabituelles sont nécessaires, l'exploitant doit inclure une description de ces activités et le nom des personnes qui les exécutent et consigner ces renseignements sur les rapports de sondage.

PARTIE XIII — RAPPORTS

Avis

177. (1) L'exploitant avise l'Office par écrit, au moins 45 jours avant le début de la construction d'une île artificielle, d'un talus sous-marin ou d'une plate-forme de glace.

(2) L'exploitant transmet à l'Office, dans les 24 heures qui suivent, par le moyen le plus commode et le plus rapide :

a) la date d'arrivée d'une installation de forage à un emplacement de forage;

b) l'heure et la date du démarrage du forage ou de la rentrée d'un puits pour des opérations de forage ou de travaux dans un puits;

c) l'heure et la date auxquelles l'appareil de forage est libéré d'un puits.

178. Si, en raison de conditions n'ayant pas été prévues par l'exploitant au moment où il a

operation approval owing to the existence of conditions not anticipated by the operator at the time the application was submitted for approval, the operator shall

(a) inform Board as soon as possible that the well operation has not been carried out in accordance with the approval;

(b) leave the well in as secure a condition as is practicable; and

(c) complete operations on the well in accordance with the well operation approval within a period of time specified by the Board.

179. Where well operations are conducted pursuant to section 18, the operator shall inform the Board immediately and shall submit information describing the well operation as soon as possible in accordance with section 178.

180. When a conservation officer requests to be informed by the operator of the time the operator intends to conduct the well operation for which approval for a well operation has been granted, the operator shall inform the conservation officer of that time at least 48 hours before that time.

Press Releases

181. (1) An operator shall notify the Board of their intention to issue a press release or to hold a press conference

demandé l'approbation de travaux de travaux dans un puits, les travaux ne peuvent être exécutés en conformité avec l'approbation accordée, l'exploitant

a) informe l'Office, dans les plus brefs délais, que les travaux dans le puits n'ont pas été exécutés en conformité avec l'autorisation accordée;

b) laisse le puits dans l'état le plus sécuritaire possible;

c) termine les travaux selon les conditions énoncées dans l'approbation de travaux dans un puits dans les délais spécifiés par l'Office.

179. Lorsque des travaux sont exécutés conformément à l'article 18, l'exploitant en avise immédiatement l'Office et lui transmet l'information décrivant les travaux relatifs au puits le plus tôt possible, conformément à l'article 178.

180. Si un agent à l'exploitation demande d'être informé par l'exploitant de la date à laquelle il prévoit procéder aux travaux visés par l'approbation de travaux dans un puits accordée, l'exploitant transmet cette information à l'agent au moins 48 heures avant la date prévue.

Communiqués de presse

181. (1) L'exploitant avise l'Office lorsqu'il entend transmettre un communiqué à la presse ou convoquer une conférence

concerning any discovery, blowout or other significant event that occurs at a well.

(2) An operator shall give the notification referred to in subsection (1) at least 24 hours in advance of the press release or the holding of the press conference, except where an emergency is involved in which case the notification is given as long as possible in advance of the issuance of the press release or holding of the press conference.

Reference for Well Depths

182. An operator shall measure any depth in a well during the drilling or on the termination of the well from a single reference point which shall either be the kelly bushing or the rotary table of the drilling rig.

Meteorological Observations

183. (1) The operator of an installation shall equip the installation with facilities and equipment for observing, measuring and recording the physical environmental conditions as set out in section 190.

(2) On request of the Board, an operator shall provide facilities and equipment capable of observing, measuring and recording the environmental conditions and the effect that those conditions have on drilling operations at an onshore drill site.

de presse au sujet d'une découverte, d'une éruption de puits ou de toute situation importante concernant un puits.

(2) L'exploitant émet l'avis visé au paragraphe (1) au moins 24 heures avant la diffusion du communiqué de presse ou la tenue de la conférence de presse, sauf en cas d'urgence, auquel cas l'avis est émis le plus longtemps d'avance possible.

Référence pour la profondeur du puits

182. Au cours du forage ou à la fin des travaux dans un puits, l'exploitant prend toute mesure de profondeur à partir d'un point de référence unique, qui est soit la table de rotation, soit le carré d'entraînement de l'appareil de forage.

Observations météorologiques

183. (1) L'exploitant équipe l'installation des appareils et dispositifs nécessaires pour observer, mesurer et enregistrer les conditions environnementales définies à l'article 190.

(2) À la demande de l'Office, l'exploitant fournit les appareils et dispositifs capables d'observer, de mesurer et d'enregistrer les conditions environnementales et les effets de ces conditions sur les travaux de forage sur un chantier de forage terrestre.

Notification of Significant Event

184. (1) An operator shall notify the Board immediately, by the most rapid and practical means, of any significant situation or significant event, including the loss of life, a missing person, serious injury to a person, fire, loss of well control, an imminent threat to persons or to the safety of an installation, an oil or toxic chemical spill or the discovery of oil and gas.

(2) An operator shall submit a full written report of a situation or event referred to in subsection (1) to the Board as soon as practicable.

Summary Reports

185. An operator shall submit daily to the Board, by the most rapid and practical means, a copy of

- (a)** the daily drilling report;
- (b)** the daily geological report; and
- (c)** in the case of an offshore production site, a daily production report.

Tour Sheets and Barge Reports

186. (1) An operator shall ensure that a comprehensive record of the drilling operation and of observations of the natural environment is maintained during a drilling program in the form of tour sheets and, where applicable,

Avis d'événement important

184. (1) L'exploitant avise immédiatement l'Office, par les moyens les plus rapides et les plus pratiques, de toute situation ou événement important, notamment un décès, la disparition d'une personne, une blessure grave, un incendie, la perte de contrôle d'un puits, un danger imminent menaçant la sécurité du personnel ou du chantier, un déversement de pétrole ou de produit chimique toxique ou la découverte de pétrole ou de gaz.

(2) L'exploitant présente, dès que possible, par écrit à l'Office un rapport complet sur la situation ou l'événement visé au paragraphe (1).

Rapports sommaires

185. L'exploitant remet quotidiennement à l'Office, par les moyens les plus rapides et les plus pratiques, une copie

- a)** du rapport de forage du jour;
- b)** du rapport géologique du jour;
- c)** un rapport de production quotidien dans le cas d'un site d'exploitation extracôtier.

Rapports de sondage et rapports de barges

186. (1) L'exploitant veille à ce qu'un registre complet des opérations de forage et des observations du milieu naturel soit tenu durant un programme de forage sous forme de rapports de sondage et, le cas échéant, sous

daily ship or barge reports.

(2) A conservation officer shall approve the tour sheets or other forms referred to in subsection (1) where the conservation officer is satisfied that the tour sheets or other forms contain the information required by these Regulations.

187. (1) An operator shall ensure that the tour sheets referred to in subsection 186(1) are kept at the drill site during the period any drilling rig is engaged in any drilling program or well completion.

(2) An operator shall submit a legible copy of the tour sheets referred to in subsection 186(1) signed by the driller, rig manager and the operator's representative to the Board at least once each week.

(3) An operator shall ensure that the following information is recorded on the tour sheets referred to in subsection 187(1)

(a) the distance from the kelly bushing or rotary table to the seafloor at the mean lower low water level;

(b) the time spent by the drill crew at each separate operation carried out during the drilling program;

forme de rapports quotidiens des barges ou des navires.

(2) L'agent à l'exploitation approuve les rapports de sondage ou autres rapports visés au paragraphe (1) s'il juge qu'ils renferment les informations exigées par le présent règlement.

187. (1) L'exploitant veille à ce que les rapports de sondage visés au paragraphe 186(1) soient tenus à l'emplacement de forage au cours de la période pendant laquelle un appareil de forage est engagé dans un programme de forage ou des travaux de complétion d'un puits.

(2) L'exploitant remet à l'Office une copie lisible des rapports de sondage visés au paragraphe 186(1) signés par le foreur, le gestionnaire de l'appareil et le représentant de l'exploitant au moins une fois par semaine.

(3) L'exploitant veille à ce que les informations ci-dessous soient consignées dans les rapports de sondage visés au paragraphe 187(1) :

a) la distance du carré d'entraînement ou de la table de rotation par rapport au fond marin à la laisse moyenne de basses eaux;

b) le temps que l'équipe de forage consacre à l'exécution des différentes opérations;

(c) the volume of the drilling fluid in surface tanks that is available for use and the properties of and the materials added to the drilling fluid;

(d) the pumping pressure, the circulating rate of the drilling fluid, and any loss or gain of the drilling fluid in the well;

(e) the make-up of all drilling assemblies including the size and type of bit, and the size, number and length of all tubulars;

(f) the increase in the depth of the well made by drilling or coring in each shift of a drill crew;

(g) the weight on the bit and rotary table speed or top drive revolutions per minute;

(h) particulars of the taking of any deviation surveys or directional surveys and the results of the surveys;

(i) particulars of the running and cementing of any casing, including the grade, size, weight, length, accessories, the cement blend density, volumes, class, additives, displacement volumes, returns, calculated cement top and a statement if plugs held and bump pressure;

(j) the results of any pressure

c) le volume de fluide de forage disponible dans les réservoirs de surface, les propriétés du fluide et les additifs qui y ont été ajoutés;

d) la pression de pompage, le débit de circulation du fluide de forage et les pertes ou les gains de fluide dans le puits;

e) la description du train de forage, y compris le type et la dimension du trépan et la dimension, le nombre et la longueur des tiges;

f) l'accroissement de profondeur du puits obtenu par forage ou carottage au cours de chaque poste de forage;

g) le poids sur le trépan et la vitesse de la table de rotation ou le nombre maximum de tours à la minute;

h) le détail de la prise de mesures de déviation et de direction et les résultats obtenus;

i) le détail de la pose et de la cimentation du tubage, notamment la nuance, la dimension, la masse volumique, la longueur, les accessoires, la densité du mélange de cimentation, le volume, la classe, les additifs, la chasse, les retours, la cote calculée de remontée du ciment et une déclaration indiquant la tenue ou non des bouchons de cimentation et leur résistance ou non à la pression;

j) les résultats des épreuves

test or function test of the blowout preventer system;

(k) the results of any pressure test on casing, open formations or packers;

(l) particulars of any formation evaluation logging operations, including the type of formation evaluation log run;

(m) details of any safety meeting held;

(n) details of any blowout prevention or abandon-ship practice drill held;

(o) reduced speed pump pressure and the maximum allowable casing pressure adjusted for the mud density in use;

(p) particulars of the failure of or significant damage to any equipment that affects the drilling operations;

(q) details in respect of the accidental spillage of any fuel, drilling fluid or other material;

(r) details of any apparent gain in volume of the drilling fluid at the surface and the steps taken to control any kick that may have been encountered;

(s) particulars of the perforating of any casing including the number of

sous pression et essais de fonctionnement du bloc d'obturation;

k) les résultats des épreuves sous pression du tubage, des formations exposées ou des packers;

l) le détail des diagraphies d'évaluation de formation, notamment le type de diagraphies prises;

m) les détails de toute réunion tenue sur la sécurité;

n) les détails de tout exercice de prévention d'éruption ou d'abandon de navire que l'on a tenu;

o) la pression de pompage à vitesse réduite et la limite de pression de tubage admissible en fonction de la densité de la boue de forage utilisée;

p) le détail de toute défaillance ou dommage important d'un équipement affectant les opérations de forage;

q) le détail des déversements accidentels de combustible, de fluide de forage ou d'autres matières;

r) le détail de tout gain apparent de volume du fluide de forage remontant à la surface et les mesures prises pour contrôler les venues qui ont pu être rencontrées;

s) le détail de la perforation du tubage, notamment le nombre de perforations, la densité de

perforations, shot density, phasing, type of perforating method and the intervals of the perforations;

(t) particulars of the stimulating of any formation including the type and quantity of the fluid used and the pressure and rate at which the fluid was injected into the formation;

(u) the running of any formation flow test or well test;

(v) details of the recovery of any wireline test of any formation sample or formation fluid sample;

(w) particulars in respect of the loss of any tubulars or other material in the well and a description of any operations undertaken for their recovery;

(x) particulars of the suspension of operations for any cause;

(y) details in respect of the termination of the well; and

(z) details of any function test.

(4) Where any drilling rig is being used for a well completion, re-completion or a remedial operation, the operator shall ensure that the information recorded on the tour sheets includes, in addition to the information required by subsection (3)

(a) a summary of the operations

tir, la séquence de tir, la technique employée et l'intervalle perforée;

t) le détail de toute opérations de stimulation de formation, notamment le type et la quantité de fluide utilisé et la pression et le débit d'injection du fluide dans la formation;

u) le détail des essais d'écoulement et essais de puits;

v) le détail du prélèvement au câble d'échantillons de formation ou d'échantillons de fluides de formation;

w) le détail de toute perte de tubulaires ou autres matériels dans le puits et des opérations de repêchage;

x) le détail de la suspension de travaux pour quelque cause que ce soit;

y) le détail de la cessation de travaux dans un puits;

z) le détail de tout essai de fonction.

(4) Lorsqu'un appareil de forage est utilisé pour des travaux de complétion, de reconditionnement ou de restauration, l'exploitant s'assure que les rapports de forage comprennent les informations ci-dessous, en plus de celles exigées au paragraphe (3) :

a) une description sommaire des

undertaken;

(b) the amounts of workover fluids used, injected, lost or recovered from the well;

(c) details of any casing or tubing used in the completion;

(d) results of any tubing and packer pressure tests;

(e) the landing depths for any tubing or casing packers and the depths of any tool seats; and

(f) details of any recovered fluid and of any fluid levels observed during swabbing operations.

Daily Operating Log

188. In the case of a floating installation, the operator shall

(a) observe and record at least once every six hours, where the wind speed does not exceed 35 km/h, and at least once every three hours, where the wind speed exceeds 35 km/h

(i) the pitch, roll and heave of the installation, and

(ii) the tension on every anchor line, if any;

(b) observe and record during the program the fluid level of every ballast, fuel and drill water tank at least once

travaux;

b) la quantité de fluide de reconditionnement utilisée, injectée, perdue ou récupérée;

c) la description détaillée du tubage ou du tube employé lors des travaux de complétion;

d) les résultats des épreuves sous pression du tube et des packers;

e) la profondeur de pose des packers de tubage ou de tube et la profondeur des sièges;

f) la description détaillée des fluides récupérés et les niveaux des fluides observés lors des opérations de pistonage.

Registre d'exploitation quotidien

188. L'exploitant d'une installation flottante

a) observe et consigne, au moins une fois toutes les six heures lorsque la vitesse du vent est inférieure à 35 km/h, et au moins une fois toutes les trois heures lorsque la vitesse du vent est supérieure à 35 km/h,

(i) le tangage, le roulis et la levée de l'installation,

(ii) la tension de chaque ligne d'ancrage, s'il y a lieu;

b) observe et consigne durant le programme le niveau de fluide de chaque réservoir de ballast, de combustible et d'eau de forage au moins

(i) every four hours, where the installation is of the semi-submersible type,

(ii) every 24 hours, for every other type of floating installation; and

(c) calculate and record the vertical centre of gravity of the drilling unit at least once

(i) every 24 hours, where the installation is of the semi-submersible type, and

(ii) every seven days and re-assess that calculation every 24 hours, for every other type of floating installation.

189. An operator of an offshore installation shall ensure that

(a) a daily record is kept of all persons employed at or visiting a drill site; and

(b) a barge log or ship's log is maintained, in respect of a drilling or production installation, that records

(i) the arrival and departure of any support craft,

(ii) the location and deployment of any standby vessel,

(iii) the dispatch and receipt of any radio message,

(i) une fois toutes les quatre heures lorsque l'installation est de type semi-submersible;

(ii) une fois toutes les 24 heures lorsque l'unité dans les autres cas;

c) calcule et consigne le centre vertical de gravité de l'unité de forage au moins une fois

(i) toutes les 24 heures lorsque l'installation est de type semi-submersible;

(ii) tous les sept jours et réévalue les calculs toutes les 24 heures dans les autres cas.

189. L'exploitant d'une installation extracôtière s'assure

a) que l'on tient un registre quotidien de tous les employés et visiteurs d'un emplacement de forage;

b) dans le cas d'une installation de forage ou de production, que l'on tient un journal de bord dans lequel sont consignés

(i) l'heure d'arrivée et de départ de tout véhicule de service,

(ii) l'emplacement et le déploiement de tout véhicule de secours,

(iii) l'émission et la réception de tout message

(iv) the details of any emergency drills,

(v) every spill of oil, gas, chemicals or hazardous substances into the natural environment,

(vi) any change in the draft, and

(vii) the particulars of any inspection of the hull.

190. (1) An operator of an offshore installation shall observe and record

(a) the location and movement of any ice floes or icebergs in the vicinity of the installation;

(b) at least once every three hours

(i) the wind direction and speed,

(ii) the wave direction, height and period,

(iii) the swell direction, height and period,

(iv) the direction and speed of the current,

(v) the barometric pressure and air temperature,

(vi) the temperature of the water,

radio,

(iv) le détail de tout exercice en prévision d'une situation d'urgence,

(v) tout déversement de pétrole, de gaz, de produits chimiques ou de substances dangereuses dans le milieu naturel,

(vi) toute variation du tirant d'eau, et

(vii) les particularités de toute inspection de la coque.

190. (1) L'exploitant d'une installation extracôtière observe et consigne

a) l'emplacement et le déplacement et tous les floes ou icebergs dans le voisinage de l'installation;

b) au moins toutes les trois heures

(i) la direction et la vitesse du vent,

(ii) la direction, la hauteur et la période des vagues,

(iii) la direction, la hauteur et la période de la houle,

(iv) la direction et la vitesse du courant,

(v) la pression barométrique et la température de l'air,

(vi) la température de l'eau,

(vii) the visibility; and

(c) each day, the amount of precipitation in the preceding day.

(2) An operator at an offshore site shall obtain, during the period in which operations are carried out, forecasts of meteorological conditions and ice movements each day and each time during the day that the meteorological conditions or the ice movements change substantially from those forecasted.

(2.1) The operator of a production or drilling installation shall ensure that a comprehensive record of observations of the physical environment is maintained during the life of the project and shall offer the original or a legible copy of the record to the Board before destroying it.

(3) Where well operations occur upon an ice platform the operator shall observe and record any ice movement in the vicinity of the platform at least once every 12 hours.

(4) On the request of the Board, the operator shall observe and record at least once every 12 hours where well operations occur upon an ice platform

(a) the wind direction and speed;

(vii) la visibilité;

c) chaque jour, la quantité des précipitations du jour précédent.

(2) L'exploitant d'un emplacement extracôtier obtient, durant la période au cours de laquelle les travaux sont effectués, les prévisions météorologiques et le mouvement des glaces chaque jour et chaque fois que les conditions météorologiques ou les mouvements des glaces diffèrent sensiblement de ceux prévus.

(2.1) L'exploitant d'une installation de production ou de forage doit s'assurer qu'un dossier complet des observations sur l'environnement physique soit maintenu durant la durée du projet et que ce rapport ou une copie lisible est offert à l'Office avant de le détruire.

(3) Lorsque les travaux se font sur une plate-forme de glace, l'exploitant observe et consigne le mouvement des glaces dans le voisinage de la plate-forme au moins une fois toutes les 12 heures.

(4) À la demande de l'Office, l'exploitant observe et consigne au moins une fois toutes les 12 heures, lorsque les travaux relatifs au puits se font sur une plate-forme de glace,

a) la direction et la vitesse du vent;

(b) the barometric pressure and air temperature; and

(c) the current direction and speed.

Down-hole Survey Record

191. (1) An operator shall ensure that every formation evaluation log or other survey made in a well

(a) is recorded at a scale that provides a degree of sensitivity appropriate to the measurements being taken; and

(b) has recorded thereon a description of any tool calibration or other data that is necessary in the interpretation of the formation evaluation log or other survey.

(2) An operator shall submit to the Board

(a) by the most rapid and practical means, printed copies of all formation evaluation logs run by that operator; and

(b) formation evaluation logs in digital form if they have been prepared in that form.

Penetration and Gas Content Records

192. Unless otherwise approved by the Board, an operator shall submit to the Board the record of the rate of penetration made in accordance with subsection 56(1) and the record referred to in subsection 99(2).

b) la pression barométrique et la température de l'air;

c) la direction et la vitesse du courant.

Rapports de mesures prises en puits

191. (1) L'exploitant veille à ce que toute diagraphie d'évaluation de formation ou autre mesure prise dans un puits

a) soit enregistré à une échelle qui fournit un degré de précision approprié;

b) comporte une description de l'étalonnage des outils ou toute autre donnée nécessaire à l'interprétation des résultats.

(2) L'exploitant présente à l'Office

a) par les moyens les plus rapides et les plus pratiques, des copies imprimées des diagraphies d'évaluation de formation qu'il a prises;

b) les diagraphies sous forme numérique si elles ont été préparées sous cette forme.

Rapports sur les teneurs en gaz et les vitesses de pénétration

192. Sauf sur avis contraire de l'Office, l'exploitant doit soumettre à l'Office l'enregistrement de la vitesse de pénétration réalisé conformément au paragraphe 56(1) ainsi que le rapport visé au paragraphe 99(2).

Formation Flow Records

193. (1) An operator shall submit to the Board immediately any records made in accordance with section 106 or 111.

(2) An operator shall set out in the records referred to in subsection (1) accurate reproductions of any pressure and flow charts except where accurate reproductions cannot be made, in which case the original charts are to be submitted.

(3) Where original charts are submitted pursuant to subsection (2), the Board shall return the charts to the operator within 30 days after the day the Board received them.

Well Termination Record

194. (1) An operator shall record the details of the manner in which a well has been completed, suspended or abandoned and shall submit the record to the Board within 21 days after the rig release date in respect of the well.

(2) An operator shall set out, in the record referred to in subsection (1) a sketch illustrating the condition of the well after termination.

(3) An operator shall ensure that the record described in subsection (1) is signed and dated by a professional engineer employed by the operator.

Rapports sur l'écoulement

193. (1) L'exploitant remet immédiatement à l'Office tout dossier établi conformément à l'article 106 ou 111.

(2) Les dossiers 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 l'exploitant présente les graphiques originaux conformément au paragraphe (2), l'Office les lui renvoie dans les 30 jours suivant la date à laquelle il les a reçus.

Rapport de cessation des travaux

194. (1) L'exploitant consigne les détails de la complétion, de la suspension ou de l'abandon d'un puits et présente ce rapport à l'Office dans les 21 jours suivant la date de libération de l'appareil.

(2) L'exploitant inclut dans le dossier visé au paragraphe (1) un croquis illustrant l'état final du puits.

(3) L'exploitant s'assure que le dossier décrit au paragraphe (1) est signé et daté par un ingénieur à son service.

Well History Report

195. (1) An operator shall prepare a well history report on termination of a well for every well drilled by the operator and shall submit the report to the Board within a period of 90 days after the rig release date, in the case of an exploratory well or delineation well, and within 45 days after the rig release date, in the case of a development well.

(2) An operator shall set out, in the well history report referred to in subsection (1) in respect of an exploratory well, a record of all operational, engineering and geological information that is relevant to the well and organize the report into the following sections, with appendices, where appropriate

- (a)** an introduction;
- (b)** general well data;
- (c)** a summary of drilling and related operations;
- (d)** a summary of weather, ice and sea state conditions and of the response performances of the drilling unit in extreme conditions;
- (e)** geological and palaeontological information;
- (f)** a summary of directional and deviation surveys and the coordinates of the bottom of the hole;
- (g)** a plot of the location of

Rapport final du puits

195. (1) L'exploitant prépare un rapport final pour chacun des puits forés par l'exploitant et le présente à l'Office dans les 90 jours suivant la date de libération de l'appareil s'il s'agit d'un puits d'exploration ou de délimitation, et dans les 45 jours suivant cette date s'il s'agit d'un puits de développement.

(2) Pour un puits d'exploration, le rapport final visé au paragraphe (1) doit contenir toute l'information d'ordre géologique, technique et opérationnelle concernant le puits, organisée de la façon décrite ci-dessous, avec annexes au besoin :

- a)** une introduction;
- b)** les données générales sur le puits;
- c)** un résumé des travaux de forage et connexes;
- d)** un résumé des conditions météorologiques, de l'état des glaces et de la mer et du rendement de l'unité de forage dans les conditions extrêmes;
- e)** des données géologiques et paléontologiques;
- f)** un résumé des mesures de direction et de déviation et les coordonnées du fond du trou;
- g)** un tracé du sondage dans le

the bore-hole in the case of a well that has deviated more than ten degrees from the vertical;

(h) a plot of the formation integrity test;

(i) reservoir and well evaluation data; and

(j) any formation evaluation logs, analyses, studies and all other pertinent reports.

(3) An operator shall set out, in the well history report referred to in subsection (1), in respect of a development well

(a) a summary of the completion operations;

(b) the coordinates of the bottom of the hole and of the top of any productive zone and, in the case of a directionally-drilled well, a plot showing the location of the well-bore;

(c) details of the completion equipment and tubing including a diagram of equipment installed on the well;

(d) results of any formation flow test or prorotation test;

(e) a copy of any report prepared by contractors of the operator respecting well stimulation;

(f) any formation evaluation logs, core analyses, studies, reports or records relating to

cas où il est dévié de plus de dix degrés par rapport à la verticale;

h) un tracé de l'essai d'intégrité de la formation;

i) les données d'évaluation du puits et du réservoir;

j) les diagraphies d'évaluation de formation, les résultats d'analyses, les études et autres rapports pertinents.

(3) Pour un puits de développement, l'exploitant inclut dans le rapport final visé au paragraphe (1)

a) un résumé des travaux de complétion;

b) les coordonnées du fond du trou, du niveau supérieur de toute zone productive et, dans le cas d'un puits dirigé, le tracé du sondage;

c) une description détaillée de l'équipement de complétion et du tube et un schéma de l'équipement installé sur le puits;

d) les résultats de tous les essais d'écoulement ou d'essais prorata;

e) une copie de tout rapport sur la stimulation du puits préparé par un contracteur de l'exploitant;

f) les diagraphies d'évaluation de formation, les résultats d'analyses de carottes, les

the evaluation of the well;

(g) a plot of the formation integrity test; and

(i) details of the well cost showing major expenditure.

Test Hole Report

196. (1) An operator shall prepare a final report on the drilling of any test hole or group of test holes drilled by the operator.

(2) An operator shall submit the report referred to in subsection (1) to the Board within 90 days after the rig release date of the test hole or group of test holes, unless a different period is approved by the Board.

(3) An operator shall set out, in the final report referred to in subsection (1), a record of all operational and engineering information that is relevant to the test hole and organize the report into the following sections, with appendices, where appropriate

(a) introduction;

(b) general well data;

(c) a summary of drilling and related operations;

(d) a summary of weather, ice and sea conditions;

études, les rapports ou les enregistrements se rapportant à l'évaluation du puits;

(g) un tracé de l'essai d'intégrité de la formation;

(i) le détail des coûts du puits indiquant les dépenses importantes.

Rapports sur les trous d'essai

196. (1) L'exploitant rédige un rapport final sur le forage d'un trou d'essai ou d'un groupe de trous d'essai qu'il a forés.

(2) L'exploitant soumet le rapport visé au paragraphe (1) à l'Office dans les 90 jours suivant la date de libération de l'appareil pour un trou d'essai ou un groupe de trous d'essai, ou à l'intérieur de tout autre délai approuvé par l'Office.

(3) L'exploitant inclut dans le rapport final visé au paragraphe (1) un dossier contenant tous les renseignements techniques et opérationnels relatifs au trou d'essai, organisé de la façon décrite ci-dessous, avec annexes au besoin :

a) une introduction;

b) les données générales sur le puits;

c) un résumé des travaux de forage et connexes;

d) un résumé des conditions météorologiques, de l'état des

(e) geological and palaeontological information; and

(f) any formation evaluation logs, petrophysical analyses and special studies.

Well Operations Report

196.1 An operator shall submit to the Board, within 30 days after the completion of a well operation in a development well, a report that includes

(a) a schematic of and relevant engineering data on the downhole equipment, tubulars, christmas tree and production control system;

(b) a description of the completion fluid properties; and

(c) a summary of the well operation, including any problems encountered during the well operation.

Names and Designations

197. The Board may at any time assign or change the name, classification or status of any well.

198. (1) The Board shall designate a name for a pool, zone or field.

(2) The Board may define the boundaries of a pool, zone or field for the purpose of

glaces et de la mer;

e) des données géologiques et paléontologiques;

f) les diagaphies d'évaluation de formation, les résultats d'analyses pétrophysiques et les études spéciales.

Rapport de travaux de puits

196.1 L'exploitant soumet à l'Office, dans les trente jours suivants la fin des travaux de puits effectués sur un puits d'exploitation, un rapport qui inclus

a) un schéma et les détails techniques des équipements en fond de puits, des tubulaires, de l'Arbre de Noël et du système de contrôle de la production;

b) une description de la propriétés des fluides d'achèvement;

c) un sommaire des travaux de puits incluant les problèmes survenus au cours des travaux.

Désignation des puits

197. L'Office peut en tout temps déterminer ou modifier la désignation, la classe ou le statut d'un puits.

198. (1) L'Office détermine la désignation d'un gisement, d'une zone ou d'un champ.

(2) L'Office peut, à des fins d'identification, définir les limites d'un gisement, d'une zone

identifying it.

(3) An operator shall apply to the Board where the operator proposes to make a change to the designation of a well, or to the name of a pool, zone or field.

(4) The operator shall assign to a completed well, a distinct permanent designation that consists of a completion number and the name of the pool, zone or field designated pursuant to subsection (1) on which the well is located.

Change of Operator

199. (1) Where the operator of a well or field proposes that another operator operate the well or field, the operator shall notify the Board.

(2) The proposed operator shall provide documentation to the Board that will enable the Board to determine if the new proposed operator is able to meet the commitments and responsibilities of the previous operator under the Act and these Regulations.

200. (1) Where a change of operator is proposed, the proposed operator shall apply to the Board for the re-issuance of an authorization or to the approval.

(2) The proposed operator shall included in the application information that will enable the Board to determine if that operator is able to meet the commitments and responsibilities of the existing that sets out the

ou d'un champ.

(3) L'exploitant soumet à l'Office toute modification qu'il entend apporter à la désignation d'un puits, d'un gisement, d'une zone ou d'un champ.

(4) L'exploitant assigne à chaque puits d'un puits complété une désignation distincte et permanente qui est formé du numéro d'achèvement, de la désignation du gisement, de la zone ou du champs, qui contient le puits, établie en vertu du paragraphe (1).

Changement d'exploitant

199. (1) Lorsque l'exploitant d'un puits ou d'un champ propose un changement d'exploitant, il en avise l'Office.

(2) L'exploitant proposé fournit à l'Office les documents permettant de déterminer si le nouvel exploitant sera en mesure de respecter les engagements et les obligations de l'exploitant précédent aux termes de la Loi et du présent règlement.

200. (1) Lorsque l'on prévoit un changement d'exploitant, l'exploitant proposé demande à l'Office de délivrer à nouveau l'autorisation ou l'approbation.

(2) L'exploitant proposé inclus dans la demande les documents nécessaires à l'Office pour lui permettre d'établir s'il est en mesure de respecter les engagements et les obligations de l'exploitant actuel aux termes de

reasons for the change in operators.

(3) Where the Board is satisfied that the proposed operator can demonstrate its ability to meet the commitments and responsibilities of the existing operator, the Board shall re-issue the authorization or the approval to the proposed operator and shall rescind the previous authorization or approval.

Maintenance and Operating Record

201. (1) An operator shall keep at a central control point a current daily operating record respecting

- (a) any inspection, repair or modification of or significant damage to equipment;
- (b) the inspection of the production installation for corrosion and erosion and any resulting maintenance;
- (c) pressure, temperature and flow rate data for compressors, treating facilities and processing equipment;
- (d) the calibration of meters and instruments;
- (e) the inspection of surface and subsurface safety valves; and

la Loi et du présent règlement et il fournit un rapport de l'exploitant actuel établissant les motifs du changement d'exploitant.

(3) Lorsque l'Office juge que le nouvel exploitant a prouvé qu'il est en mesure de respecter les engagements et les obligations de l'exploitant actuel, l'Office réémet l'autorisation ou l'approbation au nouvel exploitant et annule l'autorisation ou l'approbation précédente.

Registre d'entretien et d'exploitation

201. (1) L'exploitant conserve à un point central de contrôle un registre d'exploitation dans lequel il consigne quotidiennement

- a) les inspections, réparations ou modification d'équipements ou les dommages importants subis par des équipements;
- b) les inspections de l'installation de production en vue de vérifier la présence de corrosion et 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, des purificateurs et des équipements de traitement;
- d) l'étalonnage des compteurs et autres instruments;
- e) les inspections des vannes de sécurité de surface et de subsurface;

(f) the status of each well and the status of well operations.

(2) Except as otherwise approved by the Board, an operator shall retain a record referred to in subsection (1) for at least five years and shall offer the original or a legible copy of the record to the Board before destroying it.

Daily Production Record

202. (1) An operator shall keep a daily production record in respect of a pool or well and shall, at the request of the Board, provide a copy of the record to the Board.

(2) An operator shall retain every record referred to in subsection (1) until production from the field or well in which the pool is located is abandoned.

Monthly Production Report

203. (1) An operator shall follow established production accounting procedures.

(2) An operator shall submit to the Board not later than the 15th day of each month or such other date as the Board approves, three copies of a report summarizing the production data collected pursuant to subsection 138(1) during the preceding month.

Submission of Data and Analysis

204. (1) An operator shall submit to the Board a final copy of the results, data, analyses and schematics obtained

f) l'état de chacun des puits et l'état d'avancement des travaux.

(2) Sauf indication contraire de l'Office, l'exploitant conserve le registre visé au paragraphe (1) au moins cinq ans et, avant de le détruire, il propose à l'Office soit l'original, soit une copie lisible.

Registre de production quotidienne

202. (1) L'exploitant tient un registre de la production quotidienne d'un gisement ou d'un champ et en présente une copie à l'Office à sa demande.

(2) L'exploitant conserve le registre visé au paragraphe (1) jusqu'à l'abandon du champ ou du puits dans lequel est situé le gisement.

Rapport de production mensuelle

203. (1) L'exploitant suit les procédures établies de comptabilité de la production.

(2) L'exploitant présente l'Office au plus tard le quinzième jour du mois, ou dans le délai approuvé par l'Office, un rapport en trois exemplaires comportant les données de production du mois précédent, établies conformément au paragraphe 138(1).

Présentation des données et des résultats d'analyses

204. (1) L'exploitant soumet l'Office, une copie finale des résultats, des données, des analyses et des schémas tirés

(a) from any measurement, core or fluid sample required under Part V; and

(b) from any segregation test or well operation.

(2) An operator shall submit the results, data, analyses and schematics referred to in subsection (1) within

(a) 60 days after the completion of the measurement, core or fluid sample, test or well operation; or

(b) when applicable, with the well history report as described in section 195.

Pilot Scheme

205. (1) An operator shall, in accordance with the conditions of the development plan approval, submit interim evaluations of any pilot scheme pursuant to subparagraph 23(a)(iii) of a pool or field to the Board.

(2) Where an operator completes a pilot scheme, the operator shall submit a report to the Board that sets out

(a) the results of the scheme and supporting data and analyses; and

(b) the conclusions of the operator as to the potential of the scheme for application to full-scale production.

a) des mesures, carottes ou échantillonnages de fluides exécutés conformément à la partie V;

b) des travaux de fond de puits ou des essais de séparation.

(2) L'exploitant présente les résultats, données, analyses et schémas visés au paragraphe (1)

a) dans les 60 jours suivant la complétion des mesures, des carottes, des échantillonnages de fluides, des essais ou des travaux relatifs au puits;

b) au besoin, avec le rapport final du puits décrit à l'article 195.

Projet-pilote

205. (1) Conformément aux conditions de l'approbation du plan de mise en valeur, l'exploitant d'un gisement ou d'un champ présente à l'Office des évaluations provisoires d'un projet-pilote en vertu du sous-alinéa 23(a)iii).

(2) Au terme d'un projet-pilote, l'exploitant soumet un rapport à l'Office faisant état

a) des résultats du projet, avec les données et analyses à l'appui;

b) des conclusions de l'exploitant quant à la possibilité de passer à la mise en production à plein rendement.

Annual Production Report and Annual Environmental Report

206. (1) An operator shall submit to the Board not later than March 31 of each year an annual production report and an annual environmental report relating to the preceding year for a pool or field.

(2) An operator shall set out in the annual production report referred to in subsection (1), where applicable

- (a)** graphs of production from and injection into the pool or field;
- (b)** a review of production from and injection into each well that is located in the pool or field;
- (c)** a review of the production capability of the pool or field;
- (d)** predicted declines in production capability of the pool or field;
- (e)** details 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 or field;
- (h)** a review of subsurface

Rapport annuel de production et rapport annuel sur les incidences environnementales

206. (1) L'exploitant d'un gisement ou d'un champ présente l'Office, au plus tard le 31 mars de chaque année, un rapport annuel de production et un rapport annuel sur les incidences environnementales pour l'année précédente.

(2) L'exploitant inclut dans le rapport annuel de production visé au paragraphe (1), s'il y a lieu,

- a)** les graphiques de la production et de l'injection pour le gisement ou le champ;
- b)** une étude de la production et de l'injection de chaque puits situé dans le gisement ou le champ;
- c)** une étude de la capacité de production du gisement ou du champ;
- d)** les prévisions sur la réduction de la capacité de production du gisement ou du champ;
- e)** des précisions sur le rendement du gisement;
- f)** une étude de la production d'eau;
- g)** un résumé des essais, études et changements de rendement de chaque puits et du matériel de production utilisé dans le gisement ou le champ;
- h)** une étude du rendement des

safety valve performance;

(i) a listing of significant modifications to any production installation at the pool or field; and

(j) a cessation of production report providing an estimate of the time production from the pool and field is expected to end and details of the operators plans to sustain production;

(k) discussion of the estimated reserves remaining in the pool and field; and

(1) details of the operating and capital expenditures for the previous two years, the current year and projection for the next two years.

(3) An operator shall set out, in the annual environmental report referred to in subsection (1), a review of general environmental conditions during the year, including meteorological, oceanographic and ice conditions and a description of ice management activities and downtime caused by weather or ice.

(4) Where the performance of a well in a pool differs significantly from predictions in the annual production reports for the pool, the operator shall, on request of the Board, submit to the Board performance evaluations

vannes de sécurité de subsurface;

i) une liste des modifications importantes apportées à toute installation de production dans gisement ou le champ;

j) un rapport de cessation de production indiquant une estimation du temps d'exploitation restant du gisement et le détail des plans d'exploitation envisagés pour maintenir la production;

k) une discussion sur les réserves estimées du gisement ou du champs;

1) le détail des dépenses en capital et d'exploitation des deux dernières années, l'année courante et une projection pour les deux prochaines années.

(3) Le rapport annuel sur les incidences environnementales visé au paragraphe (1) comprend une rétrospective des conditions environnementales générales durant l'année précédente, y compris les conditions météorologiques et océanographiques et l'état des glaces, ainsi qu'une description des activités de gestion des glaces et l'indication des périodes d'arrêt dues aux conditions atmosphériques ou à l'état des glaces.

(4) Lorsque le rendement d'un puits dans un gisement diffère sensiblement des prévisions contenues dans les rapports annuels de production de ce gisement, l'exploitant présente à l'Office, sur demande, aux

of the well in the pool at intervals set by the Board.

intervalles fixés par celui-ci, des évaluations du rendement du puits du gisement.

DRAFT - ÉBAUCHE