

GTEC06 : Pratiques évaluées en matière de forage d'exploration et d'extraction d'hydrocarbures



16/10/2015

Examen des pratiques de forage évaluées

Rapport préparé pour :
Le Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec

Rapport rédigé par :
Recovery Factor inc

EXAMEN DES PRATIQUES DE FORAGE ÉPROUVÉES

Rapport préparé pour :
Le Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec

Rapport rédigé par :
Recovery Factor inc

Révision 3
16 octobre 2015

Recovery Factor inc. a préparé le présent rapport à l'intention du Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec (MERN) avec le mandat de réaliser l'évaluation environnementale stratégique annoncée le 30 mai 2014. Le contenu du présent rapport et les avis qu'il comprend sont ceux de Recovery Factor inc., et les auteurs ne sont pas des employés du Gouvernement du Québec, sauf considérant les besoins ci-mentionnés. Le présent rapport a été préparé conformément à une entente qu'ont conclue les deux parties susmentionnées aux seules fins d'une évaluation environnementale stratégique, et non de publication. La qualité des renseignements, des analyses et des conclusions que contient le présent rapport sont à la mesure des efforts investis par les services de Recovery Factor en fonction de l'information disponible au moment de sa préparation, des données provenant des autres sources mandatées par le MERN et des hypothèses, des limites et de la portée définies plus loin. Recovery Factor n'assume aucune responsabilité à l'égard de quelque tiers se fondant sur le présent rapport et de toute perte en résultant.

SOMMAIRE

Les pratiques éprouvées relatives aux technologies de forage se fondent sur une approche intégrée des technologies et des processus. Les progrès technologiques ont atténué de beaucoup les risques et les difficultés propres au forage dans les milieux hostiles comme les eaux profondes en haute mer, particulièrement lorsqu'ils sont exploités de façon diligente et de pair avec des systèmes de gestion performants et selon des pratiques, normes et technologies éprouvées. Le présent rapport examine trois régions où les conditions s'apparentent à celles du golfe du Saint-Laurent, soit Terre-Neuve-et-Labrador, l'Arctique canadien et la Norvège. La liste et le résumé des normes API, NORSOK et autres que mentionnent les lignes directrices de ces régions précèdent la liste des références de chaque partie, lorsque c'est possible.

Le présent rapport a deux visées :

1. Examiner et résumer les règles, directives et normes reconnues concernant les aspects techniques de l'extraction extracôtière, notamment le forage, la surveillance, les corrections, le parachèvement, les essais, la fermeture et la cessation d'exploitation.
2. Énumérer et définir les pratiques de forage éprouvées s'appliquant au secteur Old Harry.

Puisque les règles, directives et normes citées portent sur les aspects techniques du forage, elles ne traitent pas précisément des systèmes de gestion, des plans de protection environnementale, des exigences de demande ou de présentation de rapports, etc. à moins de concerner directement un aspect technologique.

L'introduction survole les origines de la question et définit la portée, les hypothèses et les limites du présent rapport. La partie 2 présente brièvement le milieu du golfe du Saint-Laurent ainsi que le potentiel de risque géologique du forage dans le secteur Old Harry, soulevé dans le rapport GTEC02 et par d'autres sources.

La partie 3 examine les règles, pratiques éprouvées et normes liées au choix de l'équipement, sujet vaste dont la portée se restreint ici au forage d'exploration et de production. Pour l'instant, la profondeur de l'eau laisse croire que l'appareil de forage choisi sera une unité mobile, mais rien n'est encore décidé. Les précisions quant à l'équipement se trouvant ailleurs dans le présent rapport, il n'en sera pas question dans la partie 3 pour éviter la répétition. Par exemple, on trouve dans la partie 5 (Gestion des fluides et des solides) la sélection des fluides de forage et le traitement des hydrocarbures sur place, de même que les questions de gestion des rejets de forage et des fluides de stimulation. Il faut remarquer que ceux-ci sont gérés comme tout autre fluide, c'est-à-dire selon leur teneur en hydrocarbures.

La partie 4 aborde de façon générale la surveillance et le contrôle ainsi que les règles, les pratiques et les normes régissant la prévention et les mesures correctives propres au forage. La

question du contrôle de puits est traitée en deux temps dans la partie 7 : le contrôle à la tête du puits et à l'arbre de Noël d'abord et la prévention des éruptions ensuite.

La partie 6 présente la conception et le parachèvement des puits verticaux, horizontaux (indifféremment) et d'intervention. Il y est question du tubage et de la cimentation du puits, de la perforation, des risques géologiques liés au forage, puis des normes correspondantes.

Comme nous l'avons vu, la partie 7 s'étend sur le contrôle du puits.

La partie 8 présente la synthèse des différents types d'essais propres aux puits, et des règles et directives régissant les essais de pression, d'étanchéité, aux tiges (DST), d'écoulement de la formation, ainsi que les diagraphies et les mesures de déviation.

La partie 9 examine les règles et les pratiques de stimulation précédant la fermeture et l'abandon, lesquelles font l'objet de la partie 10.

La partie « Conclusions et recommandations » dresse le portrait des pratiques et de la démarche à adopter pour déterminer les règles et directives devant régir les aspects techniques du forage extracôtier, et prescrit la façon de faire dans le secteur Old Harry.

TABLE DES MATIÈRES

GTEC06 : Pratiques éprouvées en matière de forage d'exploration et d'extraction d'hydrocarbures.....	
SOMMAIRE	II
ABRÉVIATIONS	X
1. RÉSUMÉ	12
1.1 Introduction	12
RÈGLEMENT-CADRE SUR L'EXPLOITATION EXTRACÔTIÈRE DE PÉTROLE ET DE GAZ AU CANADA	14
LOIS	17
RÈGLEMENTS	17
DIRECTIVES	17
NORMES, SPÉCIFICATIONS ET PRATIQUES RECOMMANDÉES	18
1.2 Portée	18
1.3 Hypothèses	19
1.4 Restrictions	19
1.5 Structure du rapport	19
2. RISQUES GÉOLOGIQUES DU GISEMENT OLD HARRY	21
2.1 Description du golfe du Saint-Laurent	21
2.2 Résumé des résultats de l'évaluation des risques géologiques GTEC02	24
2.3 Comparaison des risques géologiques déterminés par différents gouvernements canadiens	25
2.4 Autres risques géologiques déterminés	26
2.5 Recommandations	26
3. CHOIX DE L'ÉQUIPEMENT	28
3.1 Résumé	28
3.2 Règlements et directives sur le choix de l'équipement	28
3.2.1 ARCTIQUE	30

3.2.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	30
3.2.3 NORVÈGE	34
3.3 Normes sur le choix de l'équipement	39
3.4 Recommandations	42
4. SYSTÈMES DE SURVEILLANCE ET CONTRÔLE	44
4.1 Règles et directives de surveillance et de contrôle	44
4.1.1 Arctique	44
4.1.2 Terre-Neuve-et-Labrador	46
4.1.3 Norvège	50
4.2 Règles et directives de prévention	52
4.2.1 Arctique	52
4.2.2 Terre-Neuve-et-Labrador	53
4.2.3 Norvège	54
4.3 Règles et directives de mesures correctives et d'intervention d'urgence	59
4.3.1 Arctique	59
4.3.2 Terre-Neuve-et-Labrador	62
4.3.3 Norvège	64
4.4 Règles et directives de prévention et de maîtrise des explosions	69
4.4.1 ARCTIQUE	69
4.4.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	70
4.4.3 NORVÈGE	72
4.5 Normes de surveillance et contrôle	75
4.5.1 SURVEILLANCE ET CONTRÔLE	75
4.5.2 INCENDIE ET EXPLOSION	80
4.6 Recommandation sur la surveillance et contrôle	83
5. GESTION DES FLUIDES ET DES SOLIDES	84
5.1 Règles et directives sur le traitement des hydrocarbures	85
5.1.1 Arctique	85
5.1.2 Terre-Neuve-et-Labrador	86
5.1.3 Norvège	88
5.2 Règles et directives sur les fluides de forage	89
5.2.1 Arctique	89

5.2.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	91
5.2.3 NORVÈGE	92
5.3 Règles et directives sur la gestion des rejets	93
5.3.1 ARCTIQUE	94
5.3.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	95
5.3.3 NORVÈGE	96
5.4 Règles et directives sur la gestion des liquides de stimulation	98
5.4.1 Arctique	99
5.4.2 Terre-Neuve-et-Labrador	99
5.4.3 Norvège	100
5.5 Normes de gestion des fluides et des solides	100
5.5.1 Traitement sur site des hydrocarbures	100
5.5.2 Fluides de forage	101
5.5.3 Gestion des rejets de forage	103
5.5.4 Gestion des liquides de stimulation	103
5.6 Recommandations	104
6. CONCEPTION ET PARACHÈVEMENT DE PUIXS	106
6.1 Règles et directives propres aux risques géologiques et physiques	106
6.1.1 ARCTIQUE	106
6.1.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	106
6.1.3 NORVÈGE	107
6.2 Règlements et directives de conception et de parachèvement de puits	108
6.2.1 ARCTIQUE	108
6.2.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	108
6.2.3 NORVÈGE	110
6.3 Règlements et directives sur le tubage et la cimentation du puits	111
6.3.1 ARCTIQUE	112
6.3.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	113
6.3.3 NORVÈGE	114
6.4 Règlements et directives sur les perforations	115

6.4.1 ARCTIQUE	115
6.4.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	115
6.4.3 NORVÈGE	116
6.5 Règlements et directives sur les puits d'intervention	116
6.5.1 ARCTIQUE	116
6.5.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	116
6.5.3 NORVÈGE	116
6.6 Normes de conception et de parachèvement de puits	117
6.6.1 RISQUES GÉOLOGIQUES ET PHYSIQUES	117
6.6.2 CONCEPTION ET PARACHÈVEMENT DE PUIITS	117
6.6.3 TUBAGE ET CIMENTATION	118
6.6.4 PERFORATION	119
6.6.5 PUIITS D'INTERVENTION	120
6.7 Recommandations	121
7. CONTRÔLE DU PUIITS	122
7.1 Vannes de sécurité de fond	125
7.1.1 Arctique.....	125
7.1.2 Terre-Neuve-et-Labrador	125
7.1.3 Norvège.....	126
7.2 Règles et directives relatives à la tête de puits et à l'arbre de Noël.....	126
7.2.1 ARCTIQUE	126
7.2.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	127
7.2.3 NORVÈGE	130
7.3 Règles et directives relatives aux blocs obturateurs de puits (BOP)	132
7.3.1 ARCTIQUE	132
7.3.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	134
7.3.3 NORVÈGE	136
7.4 Normes de contrôle du puits	137
7.4.1 TÊTES DE PUIITS	141
7.4.2 CONTRÔLE DE L'AFFLUX DE FLUIDE	142

7.5 Recommandations	143
8. ESSAIS DE PUIITS	145
8.1 Résumé	145
8.1.1 ESSAIS DE PRESSION ET D'ÉTANCHÉITÉ	145
8.1.2 ESSAIS DE PRESSION AUX TIGES (DST)	147
8.1.3 ESSAIS DE PRESSION DE FUITE	148
8.1.4 DIAGRAPHIE DES CAROTTES	150
8.1.5 RELEVÉS DIRECTIONNELS	150
8.2 Règlements et directives sur les essais de puits	152
8.2.1 ARCTIQUE	152
8.2.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	152
8.2.3 NORVÈGE	154
8.3 Règlements et directives sur les essais de pression et d'étanchéité	154
8.3.1 ARCTIQUE	154
8.3.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	155
8.3.3 NORVÈGE	155
8.4 Règlements et directives sur les essais de pression aux tiges et les essais d'écoulement	156
8.4.1 ARCTIQUE	157
8.4.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	158
8.4.3 NORVÈGE	159
8.5 Règlements et directives sur les diagraphies de carottes	160
8.5.1 ARCTIQUE	160
8.5.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	161
8.5.3 NORVÈGE	162
8.6 Règlements et directives sur les relevés directionnels	162
8.6.1 ARCTIQUE	162
8.6.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	163
8.6.3 NORVÈGE	163

8.7 Normes sur les essais de puits	163
8.8 Recommandations	165
9. STIMULATION DE PUIITS	166
9.1 Résumé	166
9.2 Règlements et directives sur la stimulation de puits	168
9.2.1 ARCTIQUE	168
9.2.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	168
9.2.3 NORVÈGE	168
9.3 Normes de stimulation de puits	168
9.4 Pratiques éprouvées de stimulation de puits	169
9.5 Recommandations	169
10. FERMETURE ET ABANDON DU PUIITS	171
10.1 Règlements et directives sur l'abandon de puits ..	171
10.1.1 ARCTIQUE	171
10.1.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	172
10.1.3 NORVÈGE	174
10.2 Règlements et directives sur le démantèlement des installations	175
10.2.1 ARCTIQUE	175
10.2.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR	176
10.2.3 NORVÈGE	176
10.3 Normes sur la fermeture et la cessation des activités au puits	177
10.5 Recommandations	180
CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	181
Activités de forage	182
Risques géologiques du gisement Old Harry	184
RÉFÉRENCES	186

ABRÉVIATIONS

NRRP [ALARP]	niveau de risque aussi bas que raisonnablement possible
ANSI	American National Standards Institute
DMA [AOFPP]	débit maximal absolu
DPF [ADP]	demande de permis de forer
API	American Petroleum Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Standards of Testing Materials
BOEMRE	Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement
BOP	bloc obturateur de puits
OCTNLHE [C-NLOPB]	Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers
OCNEHE [C-NSOPB]	Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
DPO [CPI]	déshuileur à plaques ondulées
CSA	Association canadienne de normalisation
DNV	Det Norske Veritas
DST	essai aux tiges
ECD	densité de circulation équivalente
BFBHMA [EMBM]	boue et fluide de forage à base d'huile minérale améliorée
FBHMA [EMOBF]	fluide à base d'huile minérale améliorée
BBHMA [EMOBM]	boue à base d'huile minérale améliorée
PPE [EPP]	plan de protection de l'environnement
PE [EP]	plan d'exploration
PPE [EPP]	plan de protection de l'environnement
AU [ESD]	arrêt d'urgence
DIG [FGS]	détection d'incendie et de gaz
FIT	essai d'intégrité de la formation
FLOT	essai de pression de fuite
HP	haute pression
ISO	Organisation internationale de normalisation
KO	séparateur
PM [MD]	profondeur mesurée
MODU	Unité mobile de forage en mer
NACE	National Association of Corrosion Engineers
ONE [NEB]	Office national de l'énergie
NS-EN	norme européenne
NORSOK	norme norvégienne
FBH [OBF]	fluide à base d'huile
BBH [OBM]	boue à base d'huile

SCP [PCS]	système de commande de processus
ERP [PIT]	essai de résistance à la pression
IPT [POTW]	installation publique de traitement
PSA	Autorité norvégienne de sécurité pétrolière
RCRA	Resource Conservation and Recovery Act
VTG [ROV]	véhicule téléguidé
FBPS [SBF]	fluide à base de produit synthétique
BBPS [SBM]	boue à base de produit synthétique
ÉCS [SCE]	éléments critiques pour la sécurité
AES [STT]	arbre d'essai de surface
CIS [UIC]	contrôle d'injection souterraine
FBE [WBF]	fluide à base d'eau
BBE [WBM]	boue à base d'eau
NS	norme norvégienne
ES	norme européenne
	pratique recommandée
PGR [RMP]	plan de gestion des ressources

1. RÉSUMÉ

1.1 Introduction

Le 30 mai 2014, le Gouvernement du Québec annonçait au public son plan d'action pour l'exploitation des ressources en hydrocarbures, qui s'inscrit dans l'Accord Canada-Québec de 2011, toujours en vigueur. On a défini dans ce plan d'action deux évaluations environnementales stratégiques : une première de portée générale et une seconde axée particulièrement sur l'exploitation de pétrole et de gaz dans le secteur Anticosti. Toutes deux ont pour objectif de dresser le bilan des connaissances acquises et de les bonifier de façon à définir les questions environnementales, sociales, économiques et sécuritaires propres à l'exploitation et au transport des hydrocarbures. Plus précisément, ces objectifs s'énoncent ainsi :

- Mieux comprendre le potentiel économique des ressources en hydrocarbures du secteur.
- Colliger les renseignements sur les techniques employées, particulièrement en fracturation hydraulique, en exploration et en production dans un milieu marin ou extracôtier.
- Analyser les risques environnementaux, puis déterminer et mettre en œuvre des méthodes de gestion en vue de les réduire.
- Étudier les mécanismes de consultation et les bonnes façons de susciter l'engagement collectif dans un milieu.
- Répertorier les meilleures pratiques de gestion pour collaborer avec les différents partenaires et industries.
- Comparer les risques des différents moyens de transport.
- Actualiser la loi et les règlements.

Le plan d'action compte trois étapes : La première étape dresse le bilan des connaissances sur les méthodes en vigueur et en préparation dans le milieu de la production pétrolière et gazière terrestre et extracôtière. La deuxième étape comprend diverses études visant à compléter et à approfondir les connaissances répertoriées à la première étape. Elle comporte trois volets : 1) milieux terrestres, 2) levés sismiques terrestres et extracôtiers, et 3) milieux extracôtiers. Le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) a commandé le présent rapport, *GTEC06 : Pratiques éprouvées en matière de forage d'exploration et d'extraction d'hydrocarbures*, dans le cadre du troisième volet de la deuxième étape, pour atteindre l'un des objectifs susmentionnés, soit de colliger les renseignements sur les techniques employées, particulièrement en fracturation hydraulique, en exploration et en production dans un milieu marin ou extracôtier.

Le présent rapport vise ainsi à examiner et à résumer les règles, directives et normes reconnues concernant les aspects techniques de l'extraction extracôtière, notamment le forage, la surveillance, les corrections, le parachèvement, les essais, la fermeture et la cessation d'exploitation, ainsi qu'à énumérer et à définir les pratiques de forage éprouvées s'appliquant au secteur Old Harry

RÈGLEMENT-CADRE SUR L'EXPLOITATION EXTRACÔTIÈRE DE PÉTROLE ET DE GAZ AU CANADA

Le forage extracôtier est régi à l'échelle du pays par la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et ses règlements connexes, et à l'échelle de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Nouvelle-Écosse, respectivement par la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada—Terre-Neuve-et-Labrador* (1987, 1988, 1992, 1993), ci-après l'Accord atlantique, et la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* (1987, 1988, 1992, 1993). Le présent rapport compare les règlements et pratiques propres à l'exploration et à la production pétrolière et gazière au Canada (Terre-Neuve-et-Labrador et Arctique) et en Norvège, notamment au moyen des normes applicables (API, NORSOK, etc.). Sa portée couvre ainsi l'Accord atlantique, le Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve et l'Office Canada—Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (OCTNLHE). Il faut remarquer que les accords qu'ont conclus Terre-Neuve-et-Labrador et la Nouvelle-Écosse avec le fédéral sont similaires, comme le sont leurs méthodes de gestion des ressources en hydrocarbures.

L'OCTNLHE rend des comptes aux ministères fédéral et provincial des ressources naturelles et à Service NL, le ministère provincial chargé de santé et de sécurité au travail. Selon l'Accord atlantique, le mandat de l'organisme de réglementation, soit l'OCTNLHE (ci-après l'OCTNLHE, l'Office ou l'autorité), comprend la sécurité en mer, la protection environnementale, la gestion des ressources et les avantages en matière d'emploi dans l'industrie. La sécurité et la protection environnementale priment dans toutes les décisions. L'Office est chargé d'attribuer les secteurs, notamment de déterminer les dimensions des unités d'espacement et les taux de production des puits de forage ou d'exploitation pétrolière, et d'exercer tout pouvoir ou d'exécuter toute tâche concernant la gestion et le contrôle de la production.

Plusieurs règlements composant les lois pertinentes régissent les activités d'exploitation de pétrole et de gaz en mer. La portée du présent rapport s'inscrit dans le Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve (DORS/2009-316). Aux fins de concision, on désigne par « OCTNLHE (2009) » les directives sur le forage et la production publiées conjointement par l'OCTNLHE et l'OCNEHE en 2011. L'Office et les autres organismes de réglementation publient parfois de telles directives aux fins d'interprétation et d'orientation visant le respect du règlement concerné, soit en proposant des pistes de décision. Terre-Neuve-et-Labrador et l'OCTNLHE sont membres actifs du Forum international des organismes de réglementation, un groupe d'autorités réglementaires et d'organismes gouvernementaux qui s'intéressent aux questions liées aux réserves de pétrole extracôtières, à leur exploration ou à leur exploitation. Les participants examinent et

comparent les pratiques, les nouvelles technologies et tous les autres aspects de l'exploitation extracôtière de pétrole et de gaz.

En Arctique, les activités d'exploitation pétrolières et gazières relèvent de l'Office national de l'énergie (ONE), qui gère les levés géophysiques, le forage d'exploration, la délimitation, les puits de développement et de production, les installations d'exploitation de pétrole et de gaz, et l'abandon de ces puits et installations (ONE, 2011). Le Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada de 2009 détermine les exigences de protection de l'environnement et de la sécurité fondées sur les résultats, et n'impose pas une méthode visant l'atteinte d'un certain niveau. La *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et le Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada (2009) imposent de produire des rapports réguliers sur toutes les activités comme le forage et la production.

Le tableau 1.1 énumère les lois et règlements canadiens et norvégiens régissant les activités extracôtières liées au pétrole et au gaz. Selon les directives, les responsables sont tenus de préparer et de faire approuver les mesures de protection de l'environnement et de la sécurité, notamment des plans de protection environnementale, de sécurité, de gestion et d'intervention. Puisque l'équipement doit convenir à son environnement, un tiers se charge de son certificat de conformité.

TABLEAU 1.1 LOIS ET RÈGLEMENTS CANADIENS ET NORVÉGIENS RÉGISSANT LES ACTIVITÉS EXTRACÔTIÈRES LIÉES AU PÉTROLE ET AU GAZ

Arctique
<p>Loi sur les opérations pétrolières au Canada</p> <p><i>Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada</i> <i>Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada</i> <i>Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada</i> <i>Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada</i> <i>Règlement sur les études géophysiques liées à la recherche du pétrole et du gaz au Canada</i> <i>Règlement sur la responsabilité en matière d'écoulements ou de débris relatifs au pétrole et au gaz</i></p>
Terre-Neuve-et-Labrador
<p>Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada—Terre-Neuve-et-Labrador (1987, 1988, 1992, 1993)</p> <p><i>Règlement transitoire sur la sécurité des opérations de plongée dans la zone extracôtière Canada – Terre-Neuve-et-Labrador (DORS/2015-5)</i> <i>Règlement transitoire sur la santé et la sécurité au travail concernant les ouvrages en mer dans la zone extracôtière Canada – Nouvelle-Écosse (DORS/2015-1)</i> <i>Règlement transitoire sur les ouvrages en mer dans la zone extracôtière Canada – Terre Neuve-et-Labrador (DORS/2015-4)</i> <i>Règlement sur la responsabilité en matière de rejets et de débris relatifs au pétrole et au gaz (Accord atlantique Canada – Terre-Neuve) (DORS/88-262)</i> <i>Règlement sur les limites de la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador (DORS/2003-192)</i></p>

Règlement sur les paiements de péréquation compensatoires relativement aux recettes extracôtières de Terre-Neuve-et-Labrador (DORS/2002-302)

Règlement sur les opérations relatives au pétrole et au gaz de la zone extracôtière de Terre-Neuve (DORS/88-347)

Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières dans la zone extracôtière de Terre-Neuve [Abrogé] (DORS/88-601)

Règlement sur les études géophysiques liées à la recherche des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve (DORS/95-334)

Règlement sur l'enregistrement des titres et actes relatifs à la zone extracôtière de Terre-Neuve (DORS/88-263)

Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve (DORS/95-100)

Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve (DORS/2009-316)

Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve [Abrogé] (DORS/93-23)

Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve (DORS/95-104)

Règlement sur le Fonds terre-neuvien des recettes provenant des ressources en hydrocarbures (DORS/95-257)

Nouvelle-Écosse

Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers

(1987, 1988, 1992, 1993)

Règlement transitoire sur la sécurité des opérations de plongée dans la zone extracôtière Canada — Nouvelle-Écosse (DORS/2015-6)

Règlement transitoire sur la santé et la sécurité au travail concernant les ouvrages en mer dans la zone extracôtière Canada — Nouvelle-Écosse (DORS/2015-2)

Règlement transitoire sur les ouvrages en mer dans la zone extracôtière Canada — Nouvelle-Écosse (DORS/2015-3)

Règlement sur la responsabilité en matière des rejets et débris relatifs au pétrole et au gaz (Accord Canada-Nouvelle-Écosse) (DORS/95-123)

Règlement portant sur les paiements rectificatifs à l'égard de parts de la Couronne (DORS/2012-113)

Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse [Abrogé] (DORS/95-189)

Règlement sur les études géophysiques liées à la recherche des hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse (DORS/95-144)

Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse (DORS/95-187)

Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse (DORS/2009-317)

Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse [Abrogé] (DORS/92-676)

Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse (DORS/95-191)

Règlement sur le Compte néo-écossais des recettes extracôtiers (DORS/93-441)

Règlement sur les paiements de péréquation compensatoires relativement aux recettes extracôtiers de la Nouvelle-Écosse (DORS/96-249)

Règlement sur l'aide à l'égard du forage destinée à la Nova Scotia Resources (Ventures) Limited (DORS/94-168)

Règlement sur le paiement pour la période intérimaire de la part néo-écossaise des recettes extracôtiers

(DORS/84-848)

Règlement sur le paiement de la part de la Nouvelle-Écosse de la taxe de vente extracôtière (DORS/85-912)

Décret prévoyant une exception concernant la région extracôtière (DORS/84-592)

Norvège

Loi sur les activités pétrolières

Loi sur l'environnement de travail (The Working Environment Act, traduit du norvégien)

Loi sur le personnel médical et paramédical (The Health Personnel Act, traduit du norvégien)

Loi sur la prévention des explosions et des incendies (Fire and Explosion Protection Act, traduit du norvégien)

Loi antipollution (Pollution Control Act, traduit du norvégien)

Règlement-cadre

Règlement de gestion

Règlement sur l'obligation de transparence

Règlement sur les installations

Règlement sur les activités

*Le présent rapport se réfère principalement aux lois et aux règlements en gras et en italique.

LOIS

Les lois définissent les dispositions légales et décrivent les exigences liées à une autorisation, les conditions qu'y rattache l'autorité et la façon de la respecter, notamment toute prescription connexe.

RÈGLEMENTS

Les règlements comprennent les règles obligatoires en vertu d'une loi, mais donnent peu d'indications sur la façon de les respecter. Le tableau ci-dessus montre en italique les règlements concernant le forage et l'exploration.

Certains sont prescriptifs et d'autres visent l'atteinte d'un objectif ou d'un rendement particulier. La deuxième catégorie donne certaines exigences, mais laisse les exploitants décider comment les atteindre. La première catégorie définit la tâche à accomplir, ainsi que la démarche, le moment et le responsable. Les régions faisant l'objet du présent rapport, soit l'Arctique, de compétence exclusivement fédérale, Terre-Neuve-et-Labrador, la Nouvelle-Écosse et la Norvège, comprennent les deux catégories.

DIRECTIVES

Les directives, des guides d'interprétation des règlements, indiquent à une personne ou à une entreprise la façon de respecter une exigence selon une approche objective plutôt que prescriptive. Il existe toutefois des exceptions, notamment lorsqu'il est question de

respecter certaines limites à des fins de sécurité ou de protection environnementale. Par exemple, la teneur totale en hydrocarbures des résidus de forage synthétiques solides à jeter à la mer ne doit pas dépasser 6,7 mg/kg.

NORMES, SPÉCIFICATIONS ET PRATIQUES RECOMMANDÉES

Les directives de certaines régions citent souvent des normes, spécifications et pratiques recommandées en industrie, particulièrement l'API en ce qui concerne le forage et la production de pétrole et de gaz. L'API rédige des spécifications dans un style prescriptif et technique, p. ex. la spécification sur la conception, la classification et la mise à l'épreuve des raccords de tubes prolongateurs pour le forage en mer. Ses pratiques recommandées (RP), parfois des directives, sont reconnues par l'industrie, et ses normes sont généralement adoptées de façon officielle. On trouve aussi des références aux normes d'autres organismes comme l'ASME, l'ASTM, etc. La plupart des pratiques éprouvées ou recommandées portent sur la réalisation d'une activité ou l'utilisation de la technologie par les humains. Il est impératif de cultiver la sécurité pour bien exploiter des installations de forage.

Les règlements de l'Autorité norvégienne de sécurité pétrolière citent les normes NORSOK. Les règlements sur l'exploitation extracôtière à Terre-Neuve-et-Labrador et en Arctique ne mentionnent pas les directives de l'OCTNLHE. Plus prescriptives que les directives de l'OCTNLHE, les normes NORSOK comprennent elles-mêmes des directives et évoquent d'autres normes au besoin, comme celles de l'API et de l'ISO.

1.2 Portée

Les pratiques exemplaires relatives aux technologies de forage se fondent sur une approche intégrée des technologies et des processus. Les progrès technologiques ont atténué de beaucoup les risques et les difficultés propres au forage en eau profonde, surtout lorsqu'ils sont exploités de façon diligente et de pair avec des systèmes de gestion performants et selon des pratiques, normes et technologies éprouvées. Le présent rapport examine trois régions où les conditions s'apparentent à celles du golfe du Saint-Laurent, soit Terre-Neuve-et-Labrador, l'Arctique canadien et la Norvège. La liste et le résumé des normes API, NORSOK et autres que mentionnent les lignes directrices de ces régions précèdent la liste des références de chaque partie, lorsque c'est possible.

Le présent rapport a deux visées :

1. Examiner et résumer les règles, directives et normes reconnues concernant les aspects techniques de l'extraction extracôtière, notamment le forage, la

surveillance, les corrections, le parachèvement, les essais, la fermeture et la cessation d'exploitation.

2. Énumérer et définir les pratiques de forage éprouvées s'appliquant au secteur Old Harry.

Puisque les règles, directives et normes citées portent sur les aspects techniques du forage, elles ne traitent pas précisément des systèmes de gestion, des plans de protection environnementale, des exigences de demande ou de présentation de rapports, etc. à moins de concerner directement un aspect technologique.

1.3 Hypothèses

Les appareils servant au forage d'exploration seront des unités mobiles de forage extracôtier (MODU), ainsi le présent rapport analysera seulement les spécifications et pratiques les concernant, si on les y distingue des plateformes fixes.

1.4 Restrictions

- Le présent rapport ne traite pas des différentes exigences de préparation et de présentation de rapports.
- Il ne s'attarde pas sur les systèmes de gestion, sauf s'il est question d'un aspect technique bien précis.
- Il ne mentionne pas les plans de sécurité ou de gestion, ni les demandes d'autorisation, sauf en ce qui concerne précisément les activités de forage.
- Le résumé des règlements, normes et pratiques éprouvées se réfère à des normes et directives hors de la portée du présent rapport, mais celui-ci n'en fait pas l'analyse ni le résumé.
- Les normes de l'API et NORSOK suivent chaque rubrique. Il est possible que le présent rapport présente sommairement certaines de ces normes et pratiques éprouvées, sans en reproduire le contenu.

1.5 Structure du rapport

L'introduction survole les origines de la question et définit la portée, les hypothèses et les limites du présent rapport. La partie 2 dresse le portrait du golfe du Saint-Laurent et décrit le potentiel de risque géologique du projet GTEC02 et des autres risques liés au forage dans le secteur Old Harry.

La partie 3 examine les règles, pratiques éprouvées et normes liées au choix de l'équipement, sujet vaste dont la portée se restreint ici au forage d'exploration et de production. Pour l'instant, la profondeur de l'eau laisse croire que l'appareil de forage

choisi sera une unité mobile, mais rien n'est encore décidé. Les précisions quant à l'équipement se trouvant ailleurs dans le présent rapport, il n'en sera pas question dans la partie 3 pour éviter la répétition. Par exemple, on trouve dans la partie 5 la sélection de l'équipement propre aux fluides de forage et au traitement des hydrocarbures.

La partie 4 aborde de façon générale la surveillance et le contrôle ainsi que les règles, les pratiques et les normes régissant la prévention et les mesures correctives propres au forage. La question du contrôle de puits est traitée en deux temps dans la partie 7 : le contrôle à la tête du puits et à l'arbre de Noël d'abord et la prévention des éruptions ensuite.

La partie 5 décrit le processus de gestion des fluides et des solides de même que les questions de gestion des rejets de forage et des fluides de stimulation. Il faut remarquer que ceux-ci sont gérés comme tout autre fluide, c'est-à-dire selon leur teneur en hydrocarbures.

La partie 6 présente la conception et le parachèvement des puits verticaux, horizontaux (indifféremment) et d'intervention. Il y est question de tubage et de cimentation de puits, de perforation et des risques géologiques liés au forage.

Comme nous l'avons vu, la partie 7 s'étend sur le contrôle du puits, soit à la tête du puits et à l'arbre de Noël, puis en situation de prévention des éruptions.

La partie 8 fait la synthèse des différents types d'essais propres aux puits, et des règles et directives régissant les essais de pression, d'étanchéité, aux tiges (DST), d'écoulement de la formation, ainsi que les diagraphies et les relevés directionnels.

La partie 9 examine les règles et les pratiques de stimulation.

La fermeture et l'abandon font l'objet de la partie 10.

La partie 11 dresse le portrait des pratiques et de la démarche à adopter pour déterminer les règles et directives devant régir les aspects techniques du forage extracôtier, et prescrit la façon de faire dans le secteur Old Harry.

2. RISQUES GÉOLOGIQUES DU GISEMENT OLD HARRY

2.1 Description du golfe du Saint-Laurent

Situé à l'est du Québec et du Nouveau-Brunswick, et au nord-ouest de la Nouvelle-Écosse (figure 2-1), le golfe du Saint-Laurent est bordé à l'est par la côte sud-ouest de Terre-Neuve. Le fleuve Saint-Laurent s'y déverse par deux chenaux de part et d'autre de l'île d'Anticosti, soit le chenal du Saint-Laurent, ou chenal laurentien, au sud, et le chenal d'Anticosti, au nord. Le golfe du Saint-Laurent reçoit également les eaux froides du courant du Labrador, qui y pénètrent par le détroit de Belle-Isle et son chenal Esquiman, qui croise le chenal laurentien aux alentours du gisement Old Harry. Le chenal Saint-Laurent s'écoule dans l'Atlantique Nord par le détroit de Cabot, entre la pointe nord-est de l'île du Cap-Breton et la pointe sud-ouest de Terre-Neuve.

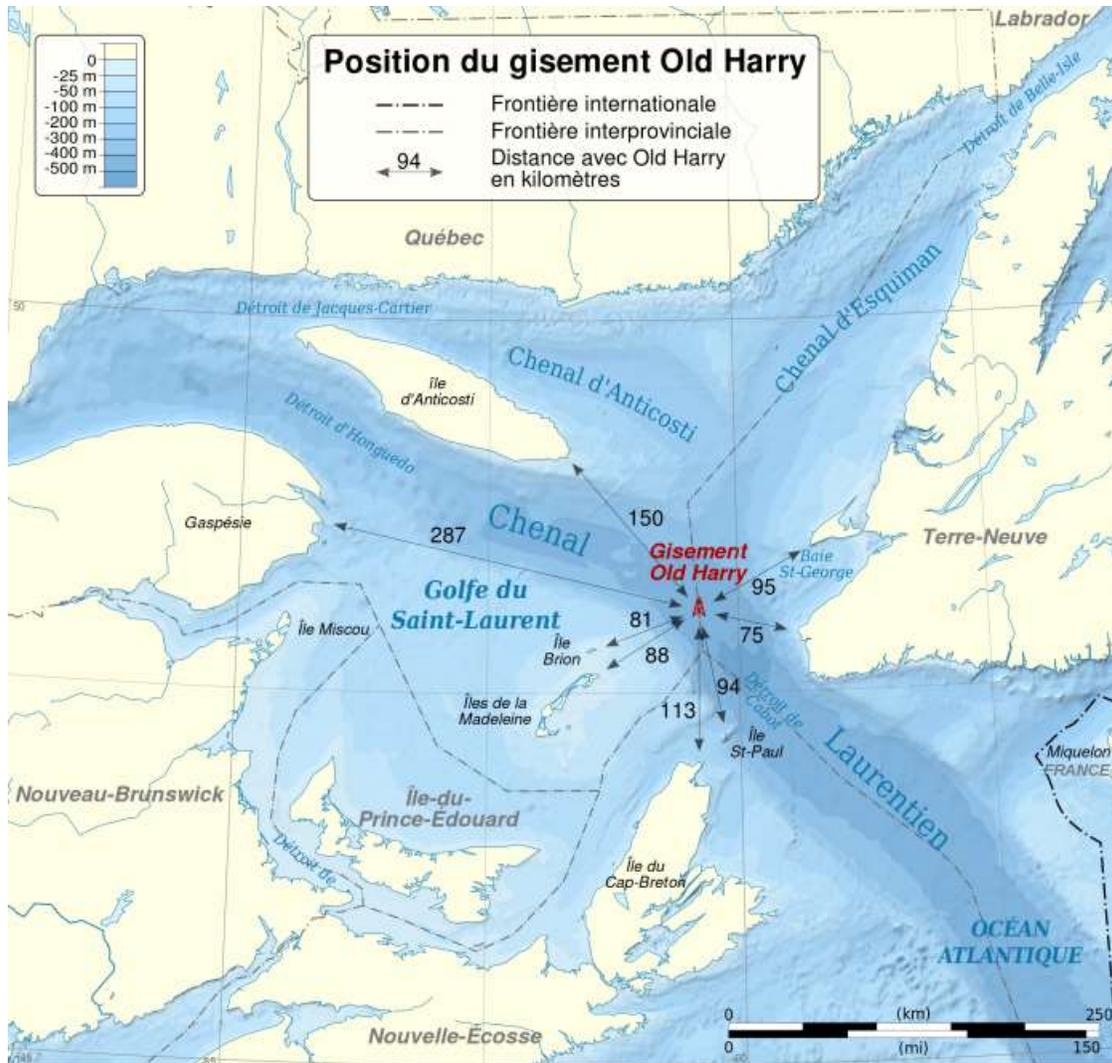


FIG. 2-1 : CHENAL LAURENTIEN

(source : https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Old_Harry_oil_field_location_map-fr.svg)

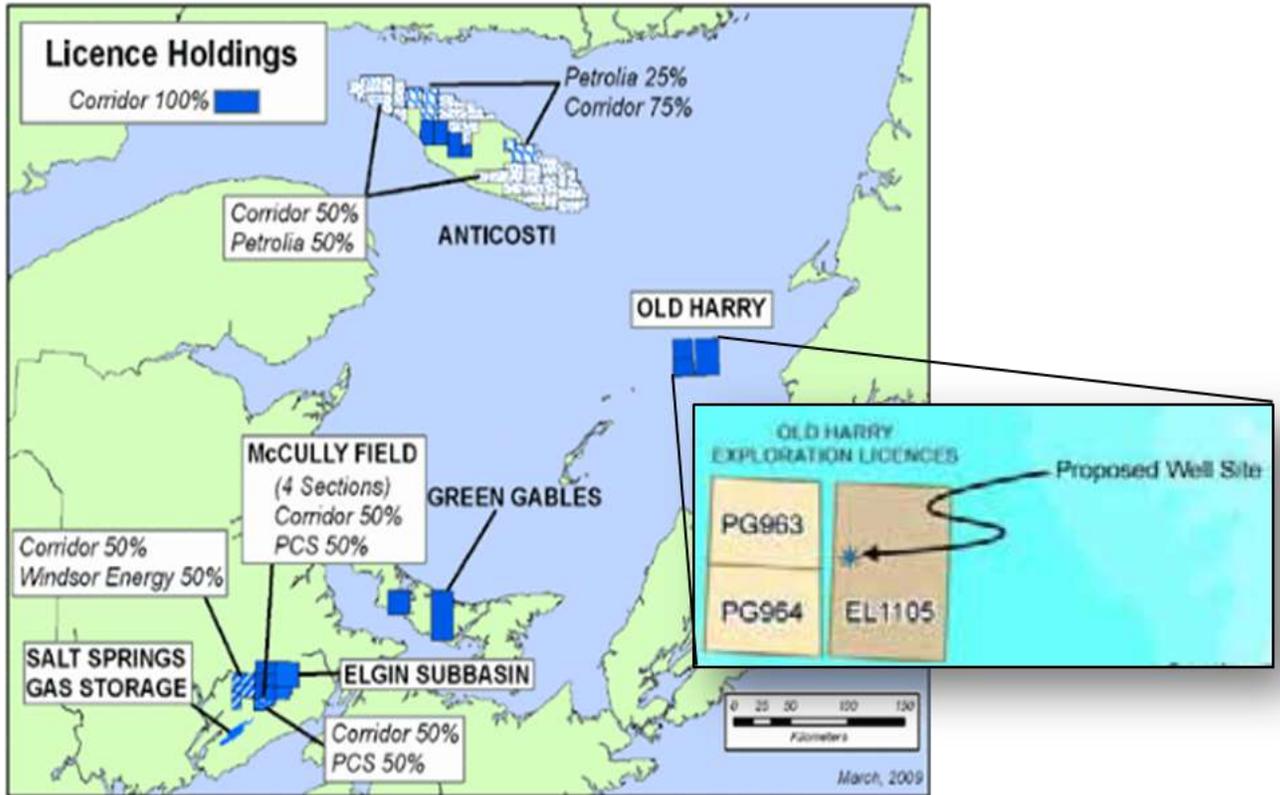


FIG 2-2 : ZONES DE CONCESSION DE DROITS D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES

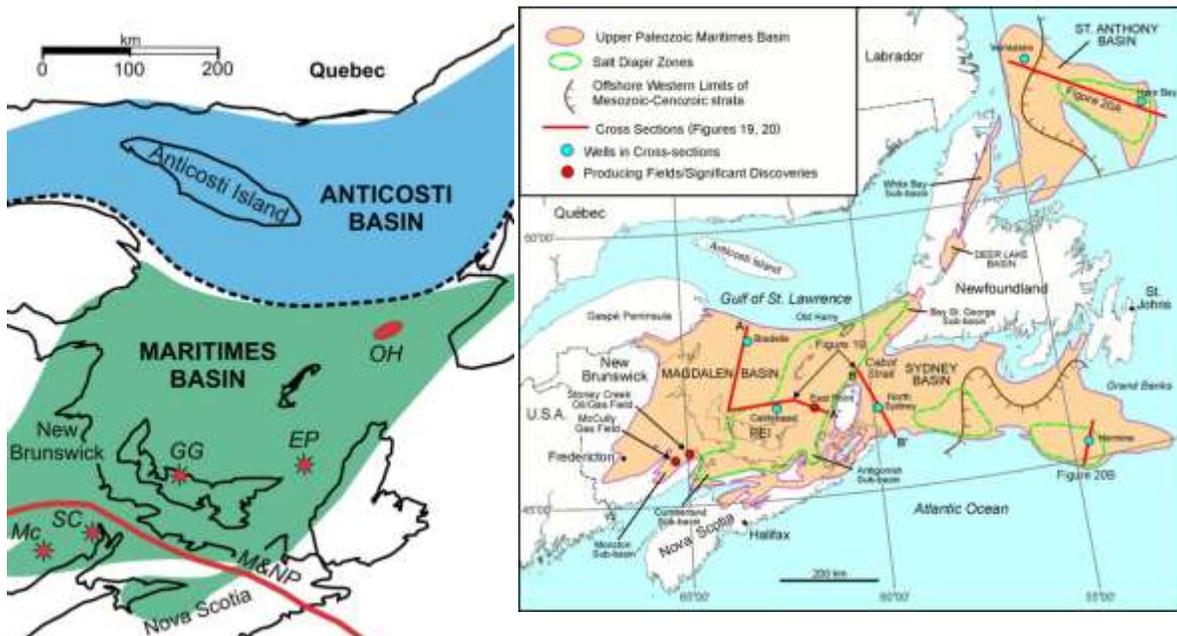


FIG 2-3 : CHENAL LAURENTIEN

FIG 2-4 : ZONES DE CONCESSION DE DROITS D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION DES

HYDROCARBURES

La carte de la figure 2-2 montre les zones de concession de droits d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures dans la région du golfe du Saint-Laurent. Le gisement Old Harry chevauche les limites territoriales des provinces de Terre-Neuve-et-Labrador et du Québec. Les zones de concession PG963 et PG964 se trouvent en eaux québécoises et la zone de concession EL1105, en eau terre-neuvienne. Sur le plan géologique, la région englobe les bassins des Maritimes et d'Anticosti (carte de la figure 2-3). Le bassin des Maritimes est lui-même formé des bassins des Îles-de-la-Madeleine et Sydney et d'autres sous-bassins (voir la figure 2-4). Les trois quarts du bassin des Îles-de-la-Madeleine sont au large (Stantec, 2013). Les sites de forage Bradelle et East Point (formation Brion) et Cablehead (formation Green Gables) sont les plus près du gisement Old Harry. La figure 2-4 montre les diapirs de sel et les autres puits forés dans le bassin des Maritimes. Le gisement Old Harry s'étend sur les formations Bradelle et Brion (Stantec, 2013).

2.2 Résumé des résultats de l'évaluation des risques géologiques GTEC02

Selon le rapport de l'étude indépendante GTEC02 (Séjourné, 2015), le principal risque découle du manque d'information sur les risques structurels des régions géologiques visées, notamment celles entourant le gisement Old Harry. Celui-ci repose sur le flanc nord du bassin des Îles-de-la-Madeleine, situé dans le bassin des Maritimes, près du front structural appalachien du bassin d'Anticosti. Selon MacQuarie Tristone (2012), on y trouve deux formations géologiques intéressantes, soit les formations de Bradelle et de l'île Brion, séparées par la formation de schiste Green Gables sus-jacente, selon les données recueillies aux puits Brion Island 1 et Bradelle L-49 (les plus près).

Le dépouillement des ouvrages géologiques a révélé une faible possibilité de surpression et de pression négative dans les couches géologiques. Les intervalles de pression négative pourraient dénoter la présence d'eau fraîche ou de fractures naturelles susceptibles de causer des fuites de boue de forage. À la lumière de l'information colligée, les auteurs estiment qu'il existe un faible risque de heurter les zones de la structure Old Harry sous forte surpression et qu'il est possible de trouver des intervalles de surpression ailleurs dans le bassin des Îles-de-la-Madeleine. La meilleure façon d'assurer la gestion des intervalles de surpression et de pression négative consiste à intégrer, si possible, un processus de gestion de la pression dans le programme de forage.

Les fractures naturelles, les failles, la présence de dolomie et la piètre cohésion entre les couches représentent une menace pour la continuité des activités de forage et l'intégrité mécanique.

En dépit du manque d'information, il semble que le gisement Old Harry contienne des gaz d'hydrocarbures ou des condensats liquides. Dans une perspective de forage, il faut considérer qu'il s'agit d'un gaz modérément corrosif comportant du CO₂. En revanche, le gisement ne comporterait pas de gaz corrosif comme le sulfure d'hydrogène (H₂S) (Séjourné, 2015).

2.3 Comparaison des risques géologiques déterminés par différents gouvernements canadiens

Les risques géologiques sont comparables à ceux déterminés ailleurs dans l'est du Québec par l'évaluation environnementale stratégique GTEC02, ainsi qu'au large de Terre-Neuve-et-Labrador dans la zone de concession EL-1105 et le bassin Jeanne d'Arc. À la lumière d'un rapport de Stantec Consulting (2013), la société Corridor Resources (ci-après « Corridor ») estime que le gisement Old Harry (rift décrochant de type fluviodeltaïque) est très semblable au bassin Scotian (rift d'extension de type fluviodeltaïque ou épicontinental) :

« Corridor tient compte de paramètres géologiques comme le milieu sédimentaire, le type de matière organique (kérogène) et les types d'hydrocarbures présents dans plusieurs secteurs. Du gaz naturel a été détecté dans les puits extracôtiers du golfe et du pétrole de densité élevée a été découvert à Gaspé (47° API), à Port-au-Port à Terre-Neuve (51° API) et dans le plateau néo-écossais (de 47° API à 52° API). Le bassin des Maritimes (secteur Old Harry) présente des caractéristiques géologiques semblables à celles du bassin Scotian. Les roches-réservoirs clastiques des champs du plateau néo-écossais se composent généralement des couches superposées de grès fluviatile ou épicontinental qui sont très semblables aux roches-réservoirs de grès fluviatile du gisement Old Harry. Notons que ces deux bassins recèlent des kérogènes de type II-III et de type III. De plus, du pétrole léger a été extrait des champs Cohasset, Panuke et Balmoral du plateau néo-écossais (Kidston et coll. 2005). C'est pourquoi les géoscientifiques de Corridor ont déterminé que le pétrole du champ Cohasset dans le bassin Scotian devrait être assez semblable à celui que contient probablement le gisement Old Harry. »

2.4 Autres risques géologiques déterminés

La faible activité exploratoire dans ce secteur ne permet pas de déterminer s'il existe d'autres risques. Conformément aux exigences de l'OCTNLHE, Corridor prépare une campagne de levé sismique et de forage d'exploration dans le secteur du gisement Old Harry visé par le permis EL-1105, situé dans la partie la plus près de la côte terre-neuvienne. L'évaluation environnementale de Stantec (2013) visait d'autres risques géologiques potentiels qui sont illustrés à la figure 2-5.

D'ailleurs, la figure 2-5 (ICG, 2010) montre plusieurs risques géologiques sur le plancher marin et dans la formation. La stabilité du fond marin découlant directement d'une activité sismique potentielle dans le secteur, la rupture de versant, l'activité volcanique sous-marine pourraient représenter une menace pour l'ancrage des plateformes. Un tsunami ou des vagues fortes provoqués par un séisme sous-marin posent également un risque. Parmi les autres risques géologiques pouvant compromettre les activités de forage figurent les failles actives, les zones de pression négative ou de surpression, la présence de blocs rocheux, les gradients de pression interstitielle et les gaz près de la surface de la croûte terrestre. L'imagerie des fonds marins ou le sonar permettent de détecter la présence de blocs rocheux qui peuvent nuire au forage ainsi qu'à la cimentation et à l'ancrage de la structure. Les puits dans le plancher marin et l'accumulation de déblais sur celui-ci peuvent donner lieu à des panaches de gaz, à des volcans de boue, au déplacement des ancrages ou au tangage de la plateforme. Les poches de gaz peu profondes posent un risque pour les activités de forage en raison de la présence d'hydrates de gaz. Les panaches gazeux, l'accumulation de déblais et les blocs rocheux sont généralement communs et ont été observés du côté terre-neuvien du gisement Old Harry (Stantec, 2013). Il faudrait toutefois éviter les secteurs où ils sont présents pour l'installation des ancrages et le forage de puits par battage.

2.5 Recommandations

Selon les documents consultés, la société Corridor Resources a étudié les risques géologiques et physiques associés aux activités de forage et de production au gisement Old Harry. Le rapport de l'évaluation environnementale (Stantec, 2013) est l'un des documents présentés par Corridor pour obtenir la permission de forer un puits dans la zone de concession EL-55 de Terre-Neuve-et-Labrador. L'ensemble des rapports, communiqués et des mises à jour et d'autres documents peuvent servir de références. Ils sont tous accessibles sur le site Web de l'OCTNLHE (www.C-NLOPB.ca/assessments). L'information qui sera obtenue lorsque des études sismiques 3D et le puits d'exploration auront été réalisés pourrait se révéler très utile pour réduire encore davantage les risques géologiques du secteur.

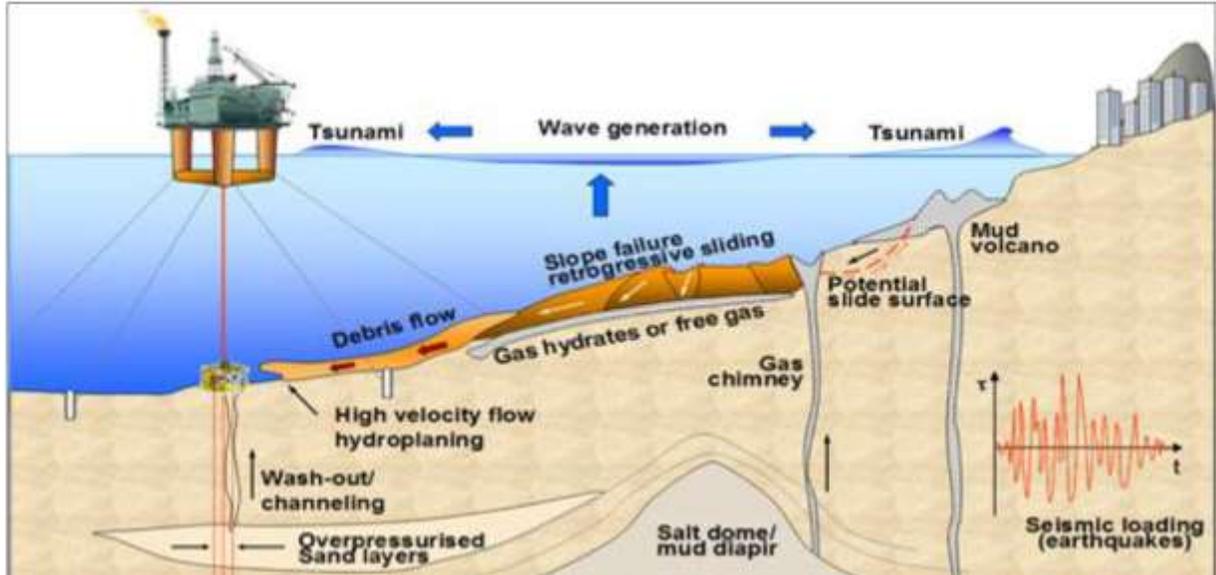


FIG 2-5 : RISQUES GÉOLOGIQUES POSSIBLES (ICG, 2010)

TRADUCTION DE LA FIGURE 2-5

Tsunami	Tsunami
Wave generation	Génération de vagues
Slope failure retrogressive sliding	Glissements rétrogressifs sur la rupture de versant
Debris flow	Écoulement des débris
Gas hydrates or free gas	Hydrates de gaz ou gaz libre
Potential slide surface	Risque de glissement
Mud vulcano	Volcan de boue
Gas chimney	Cheminée des gaz
High velocity flow hydroplaning	Hydroplanage rapide
Wash-out/channeling	Lixiviation ou cheminement préférentiel
Overpressurised sand layers	Couches de sable géopressurisées
Salt dome/mud diapir	Dôme de sel ou diapir de boue
Seismic loading (earthquakes)	Charge sismique (tremblement de terre)

3. CHOIX DE L'ÉQUIPEMENT

3.1 Résumé

Le choix de l'équipement comprend tous les aspects de l'activité de forage, soit le système de forage, infrastructure comprise, l'unité de forage et chaque pièce d'équipement. En général, les règlements ne mentionnent pas les codes de conception à respecter, mais indiquent que l'exploitant doit veiller à ce que « tout puits, toute installation, tout équipement et tout matériel sont conçus, construits, mis à l'essai, entretenus et exploités de manière à prévenir les incidents et le gaspillage dans des conditions de charge maximale normalement prévisibles pendant les activités » (ministère de la Justice, 2009, DORS/2009-316, article 25). La conception et le contrôle du puits font l'objet de la partie 4, les règlements et pratiques éprouvées en matière de parachèvement, de la partie 5, et les systèmes de gestion des fluides et des solides, de la partie 6. La présente partie 3 dresse le portrait de l'installation dans son ensemble, des tubes prolongateurs et des autres pièces d'équipement absentes ailleurs dans le rapport. Le choix de l'équipement se fonde sur l'assurance de la qualité et l'intégrité des biens, soit la vérification que l'équipement préserve la vie et l'environnement à toutes les étapes de sa vie utile : conception, construction et exploitation sécuritaires et fiables.

3.2 Règlements et directives sur le choix de l'équipement

La présente rubrique oriente le choix de l'équipement en fonction de l'environnement à l'intention de l'exploitant. De façon générale, on entend ici par « équipement » les puits, les installations, les pièces d'équipement et le matériel liés au forage. Toute précision sera indiquée au besoin.

La répartition des sujets particuliers au fil des chapitres se trouve dans le tableau ci-dessous. Par exemple, il sera question des règlements et directives propres au choix de l'équipement de contrôle du puits dans la partie concernée.

TABLEAU 3.2 RÈGLEMENTS ET DIRECTIVES RÉGISSANT LE CHOIX DE L'ÉQUIPEMENT ET PARTIE DU RAPPORT CONCERNÉE

Équipement	Partie
Équipement au sens large	3
Installations	3

Forage en surface : table de rotation, appareils de levage, manutention de la tuyauterie	3
Contrôle du puits	7
Bloc obturateur de puits	5
Lignes de duse	6

3.2.1 ARCTIQUE

Détermination des limites de conception et de fonctionnement du système de forage dans le milieu physique où il se trouvera.

En cas d'urgence, l'unité de forage doit s'arrêter et protéger le puits en toute sécurité.

Les différents systèmes doivent avoir la capacité d'exécuter les activités de forage dans les limites de fonctionnement prévues.

On doit avoir en main des procédures de description, de détection, de suivi, de prévision et de gestion des risques pour chaque système.

Il doit être possible de vérifier que l'unité de forage reste dans la bonne position.

3.2.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

Le choix de l'équipement destiné à Terre-Neuve-et-Labrador respecte la partie 4 des directives de forage et de production (OCTNLHE, 2011).

DORS/2009-316 (25, 26 et 27) : Général

Tout puits, toute installation, tout équipement et tout matériel sont conçus, construits, mis à l'essai, entretenus et exploités de manière à prévenir les incidents et le gaspillage dans des conditions de charge maximale normalement prévisibles pendant les activités. On doit réaliser une inspection régulière et minutieuse des installations de forage et de production au moins une fois tous les cinq ans pour en vérifier la sécurité, et tenir un registre de l'entretien, des inspections et des essais réalisés. Il est impératif de réparer sur-le-champ, ou le plus tôt possible en cas de délai inévitable, tout défaut du puits, de l'installation, de l'équipement ou d'un autre élément qui menace la sécurité ou l'environnement, et de mettre en place des mesures d'atténuation dans l'intervalle.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (25.1 à 25.3) : La conception et la construction de l'installation et des véhicules de service respectent le Règlement sur les installations (DORS/95-104), et l'installation a reçu un certificat conformément au Règlement sur les certificats de conformité (DORS/95-100) en plus de respecter les directives de l'OCTNLHE sur l'équipement de forage. Comme tout équipement, les installations et les véhicules de service doivent convenir au type et au milieu de fonctionnement, qu'il s'agisse de glace, de givre, d'embruns salins, de températures extrêmes ou de manifestations très rares comme des icebergs, des tempêtes et des vagues.
- OCTNLHE, 2011 (25.4) : Les exploitants sont chargés de veiller au respect des normes et codes de conception par les installations, l'équipement et le matériel, qu'ils leur appartiennent ou non.
- OCTNLHE, 2011 (25.5) : La conception et la construction des installations d'exploitation pétrolière doivent respecter les règlements sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière et sur les certificats de conformité connexes (hors du cadre du présent rapport).

- OCTNLHE, 2011 (25.6-25.10) : Les exploitants veillent à la sécurité et à la fiabilité de l'équipement et au respect du niveau de risque aussi bas que raisonnablement possible par les activités de travail au moyen d'analyses des risques, de vérifications de l'intégrité des biens, d'inspections, d'essais non destructifs et de système de gestion de l'entretien.
- OCTNLHE, 2011 (25.8) : Dès l'étape de conception préliminaire, on détermine les éléments critiques pour la sécurité (ÉCS) liés à chaque danger repéré pour ensuite réaliser une analyse des risques tout au long de la conception et de la construction. En ce qui concerne les installations existantes, on procède à un examen de validation. Il est primordial d'établir les critères de performance des ÉCS pour que ceux-ci préviennent efficacement les accidents et que le fonctionnement de l'équipement reste dans les limites acceptables.
- OCTNLHE, 2011 (25.8.1) : Une exigence doit imposer la réalisation d'essais exhaustifs et non destructifs sur tous les joints critiques, éléments structuraux et pièces d'équipement au moins aux cinq ans.
- OCTNLHE, 2011 (25.9) : Les systèmes de gestion de l'entretien de l'exploitant comprennent des méthodes ou des processus pour établir des habitudes d'entretien propres à chaque ÉCS et repérer leurs défaillances, répertorier les tâches d'entretien reportées, signaler les retards (avec analyse et mesures de contrôle connexes) et y remédier, veiller à transmettre des renseignements pertinents aux dirigeants, évaluer la sécurité de l'installation au moyen d'indicateurs de rendement clés (IRC) et prévoir les activités de vérification des autorités concernées.
- OCTNLHE, 2011 (25.10) : L'exploitant répond de l'intégrité des biens.

DORS/2009-316 (26) : Éléments de l'installation et exposition à un environnement acide

L'exploitant veille à ce que les éléments de l'installation, le matériel tubulaire des puits, les têtes d'éruption et têtes de puits soient utilisés conformément aux règles de l'art en matière d'ingénierie et que toute partie de l'installation susceptible d'être exposée à un environnement acide soit conçue, construite et entretenue pour fonctionner en toute sécurité dans un tel environnement.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (26) : L'exploitant suit les règles de l'art en matière d'ingénierie et prend en considération la présence possible de gaz acide dans un puits d'exploration ou d'une couche acide pendant la production. Dans cette optique, il décrit l'éventuelle réaction à un tel problème, notamment les mesures d'atténuation, en fonction de l'équipement et des obstacles en place.
- Consulter la norme NACE MR0175-92 Item No. 53024 intitulée Standard Material Requirements, Sulfide Stress Cracking Resistant – Metallic Materials for Oilfield Equipment.

DORS/2009-316 (27) : Correction des défaillances

Toute défaillance de l'installation, de l'équipement, du matériel ou d'un véhicule de service pouvant présenter un risque pour la sécurité ou l'environnement est corrigée sans délai. En cas de retard inévitable, des mesures d'atténuation sont prises entre-temps pour réduire les risques au minimum.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (27) : Consulter DORS/2009-316 (25) et les directives qui suivent.
- Examiner particulièrement la question des éléments critiques pour la sécurité (ÉCS).

DORS/2009-316 (29) : Tube prolongateur

L'exploitant veille à ce que le tube prolongateur fournisse un accès au puits, isole le trou de sonde de la mer, résiste à la différence de pression entre le fluide de forage et la mer, résiste aux forces physiques prévues pendant le programme de forage, retourne le fluide de vers l'installation et soit supporté de manière à compenser efficacement les forces résultant du mouvement de l'installation.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (29.1) : Le présent règlement a pour objectif de préserver l'intégrité du tube prolongateur, qui doit retourner le fluide de forage vers l'installation.
- OCTNLHE, 2011 (29.2) : Les tubes prolongateurs respectent les exigences suivantes :
 - Pratiques éprouvées de l'American Petroleum Institute en matière de conception, de sélection, d'exploitation et d'entretien des tubes prolongateurs pour forage en mer, API RP 16Q, 1^{re} édition, novembre 1993. Proposition : ISO 13624-1,2.
 - Spécification de l'American Petroleum Institute sur la conception, la classification et la mise à l'épreuve des raccords de tubes prolongateurs, API Spec 16R, 1^{re} édition, janvier 1997.
 - Directives de gestion de l'intégrité des tubes prolongateurs pour forage en mer de l'Atlantic Margin Joint Industry Group (AMJIG), 2H Offshore Engineering Limited, mars 2000.
- OCTNLHE, 2011 (29.3) : L'analyse d'intervention dynamique propre aux tubes prolongateurs est réalisée en fonction de la profondeur de l'eau, des courants, de la densité attendue dans les couches à forer, de l'état de la mer, des mouvements de l'installation, des systèmes d'amarrage et de positionnement, etc. afin de maintenir l'intégrité des tubes malgré la différence de pression et la poussée sur les joints pour éviter la vibration induite par vortex, établir les exigences liées à la tension à la tête en toutes conditions (c.-à-d. les différentes densités des fluides et les conditions météorologiques et océanographiques) et déterminer les enveloppes de fonctionnement en mode forage, connecté, arrêt et non

connecté, et les limites sécuritaires pour éviter les dommages pendant les manœuvres de mise en place, de retrait, de mise en pendant et de survie. Voir GTEC07.

- OCTNLHE, 2011 (29.4-29.5) : La déconnexion d'urgence doit se faire en limitant les dommages résultant de la tension de recul. La norme API RP 16Q exige des doubles joints télescopiques (coulissants) pour équilibrer et atténuer les risques liés au rejet des fluides de forage.
- OCTNLHE, 2011 (29.6) : Il est primordial de préserver l'intégrité du puits en cas de déconnexion d'urgence, de défaut dans la structure du tube prolongateur, ou de toute autre situation où le système de commande hydraulique ou multiplexe n'active pas le BOP. Consulter la partie 5 sur le contrôle du puits pour des précisions sur l'activation du BOP en cas de déconnexion du tube.
- Selon 2H Offshore Engineering (2000), les exploitants sont tenus d'inspecter l'intégrité des tubes prolongateurs.
- Le manuel de l'IADC sur le contrôle de puits en eau profonde présente les manœuvres de déconnexion d'urgence servant à prévenir les risques ou à limiter leurs conséquences.
- OCTNLHE, 2011 (29.9) : Selon la norme DNV-OS-F201 (janvier 2001), les tubes prolongateurs à haute pression doivent obtenir une certification supplémentaire attestant que leur conception et leur fonctionnement résistent à toutes conditions environnementales, pressions et tensions, et que l'installation reste stable malgré les forces appliquées au tube.

DORS/2009-316 (30) : Pratiques de forage

« L'exploitant veille à ce que du personnel, des procédures et de l'équipement adéquats soient en place pour constater et contrôler les pressions normales et anormales, pour assurer le déroulement sûr et contrôlé des activités de forage et pour prévenir la pollution. »

Directives

- Ce règlement vise le suivi et le contrôle des pressions de la formation. Seul l'équipement figure ici. Selon le cas, consulter les parties suivantes du présent rapport :
 - Partie 4 : Systèmes de surveillance et de contrôle
 - Partie 6 : Conception et parachèvement de puits
 - Partie 7 : Contrôle du puits
- L'équipement doit avoir la sensibilité requise pour détecter et répertorier les pressions de la formation ainsi que différentes plages de transition entre une pression normale et anormale.

3.2.3 NORVÈGE

PSA : Règlement sur les activités¹ (16)

Jamais pendant la mise en place de chacun de leurs éléments, les installations ne doivent être exposées à des charges supérieures à celles figurant à la partie 11 du Règlement sur les installations.

Dès leur parachèvement, il faut que les installations respectent les exigences du Règlement sur les installations, de la partie 23 du Règlement-cadre et de la partie 5 du Règlement de gestion.

Les installations, les systèmes et l'équipement doivent conserver leurs propriétés techniques jusqu'à leur mise en service.

Directives

- La préservation de l'équipement avant sa mise en service fait l'objet de la norme NORSOK Z-006.
- La mise en service des installations est régie par la norme NORSOK Z-007.

PSA : Règlement sur les installations² (5)

L'équipement doit porter des indications pour faciliter son fonctionnement et son entretien, réduire les risques d'accidents graves et éviter qu'un élément défectueux n'entraîne des conséquences fâcheuses.

Les exploitants savent manipuler le matériel avec efficacité et prudence, et répertorient toutes les hypothèses et les restrictions relatives au fonctionnement avec soin. On met en place des protections contre les conditions anormales afin de réduire les risques de défaillance et d'entraver les accidents et autres situations causant d'éventuelles blessures et autres conséquences fâcheuses.

Directives

- Les installations sont aussi simples et robustes que possible.
- Réduire autant que possible la pollution et les risques d'accidents graves.
- Éviter qu'un élément défectueux entraîne des conséquences inadmissibles.
- Maintenir les fonctions de sécurité en état de marche.
- Privilégier efficacité et prudence pendant l'utilisation de l'équipement de manutention du matériel.
- Respecter les restrictions et hypothèses relatives au fonctionnement.
- Mettre en place des protections contre les conditions anormales afin de prévenir l'aggravation d'une situation dangereuse.

¹ The Activities Regulations, traduit du norvégien.

² The Facilities Regulations, traduit du norvégien.

- Éviter de soumettre l'équipement de sécurité à des vagues d'une récurrence supérieure à 100 ans.
- Doter les installations ayant un puits en surface sans circuit de fluide de forage d'une capacité de stockage et de pompage de fluide suffisant au contrôle de la pression.
- L'aménagement des lieux, des fonctions et de l'équipement :
 - diminue les risques d'incendie ainsi que l'accumulation et la propagation de matières dangereuses;
 - isole les pièces contenant des matières dangereuses;
 - réduit le risque d'incendie et d'explosion, et évite l'aggravation d'une telle situation.
- Consulter la norme EN ISO 13702 au sujet des situations dangereuses.

PSA : Règlement sur les installations (9)

L'exploitant souhaitant utiliser de nouvelles technologies doit vérifier qu'elles respectent les exigences au moyen d'essais et de procédures de qualification.

Directives

- Recourir à la pratique recommandée DNV RP-A203 Qualification Procedures for New Technology.

PSA : Règlement sur les installations (10)

Mettre au point des installations intégrant des solutions simples et fiables, et réduire le risque d'erreur humaine. Toujours utiliser, mettre à l'épreuve et entretenir les installations dans une optique de sécurité du personnel, de pollution minimale et de respect de la capacité en fonction des conditions raisonnablement envisageables.

Directives

- Voici la liste des normes de conception d'installations et d'équipements particuliers en ce qui concerne l'environnement, la santé et la sécurité :
 - NORSOK D-001 et D-002 sur les installations pour les activités de forage et au puits
 - NORSOK N-004 sur les structures d'acier
 - NORSOK L-002 et L-004 sur la tuyauterie et les vannes
 - NORSOK P-001 et P-100 sur l'installation de traitement
 - NORSOK R-001 sur l'équipement mécanique
 - NORSOK R-002 sur l'équipement de levage
 - DNV-OS-A101 sur les installations mobiles figurant au registre de transport maritime, sauf les plateformes de production
 - NORSOK S-005 sur la machinerie
 - NORSOK Z-015 sur l'équipement temporaire

- U-001 et ISO 13628 sur les installations sous-marines
- IMCA/AODC 035 sur les installations électriques sous-marines
- IEC 61892 sur l'équipement et les systèmes électriques
- NS-EN ISO 11064 sur la conception réduisant les risques d'erreur humaine
- Voici la liste des normes de conception des installations, systèmes et pièces d'équipement mobiles figurant au registre de transport maritime :
 - DNV-OS-D101 sur les machines de navires, la tuyauterie et l'équipement mécanique
 - DNV-OS-D201 sur l'équipement et les systèmes électriques
 - DNV-OS-D202 sur les instruments et les systèmes de contrôle
 - DNV-OS-E101K sur les installations pour les activités de forage et au puits
 - NORSOK Z-DP-002 sur le marquage de l'équipement
- Indiquer leur fonction sur les principaux éléments des installations, et le sens d'écoulement sur les tuyaux.

PSA : Règlement sur les installations (11)

On doit déterminer les charges théoriques pour la conception et le fonctionnement des installations, des systèmes et de l'équipement de façon à éviter qu'une charge accidentelle mais envisageable n'entraîne des conséquences fâcheuses. Aux fins de conception du système de sécurité principal, on doit calculer ces charges accidentelles et environnementales selon une récurrence annuelle d'au moins 0,0004.

Directives

- Mettre au point l'équipement afin qu'il résiste aux charges et aux actions résultant de son fonctionnement, de l'environnement ou d'un imprévu.
- Consulter les normes NORSOK N-004 et N-003 pour les structures portantes et NORSOK N-004 pour les structures d'acier.
- La norme NORSOK S-001 sert à la conception en fonction d'une charge accidentelle.
- Au besoin, consulter la norme DNV-OS-A101 pour les installations mobiles figurant au registre de transport maritime, sauf les plateformes de production.
- Voici la liste des normes comprenant les exigences de capacité de l'équipement :
 - ISO 13623, chapitre 6, et DNV-OS-F101, paragraphes 3, 4 et 5 sur les pipelines d'acier, et API 17J sur les pipelines flexibles
 - DNV-OS-F201 sur les tubes prolongateurs caténaux en métal
 - NORSOK D-001, chapitres 5 et 6, et NORSOK D-010, chapitres 4 et 5 sur l'équipement pour activités de forage et au puits, et autrement lié au puits, notamment l'équipement de contrôle, de parachèvement et d'intervention

- En cas d'incertitude concernant les capacités, les répercussions ou les facteurs de résistance, réaliser des mesures ou des essais sur modèle pour augmenter la qualité des analyses.

PSA : Règlement sur les activités (12)

Lors de la sélection des matériaux à employer sur les installations, prendre en compte la résistance au feu; les conditions de fonctionnement changeantes; les processus de fabrication, d'assemblage et de construction; la nécessité de protéger le matériel; la possibilité de réduire l'utilisation de produits chimiques et la pollution; la perspective de réduire, de récupérer et de réutiliser les rejets; et l'éventuel démantèlement.

PSA : Règlement sur les activités (16)

L'équipement doit conserver ses propriétés techniques jusqu'à sa mise en service. Aux fins de la mise en service de l'équipement des installations, les responsables sont tenus de respecter les exigences des règlements régissant les installations elles-mêmes, les cadres de travail et la gestion.

PSA : Règlement sur les activités (20,23, 24, 26)

Les installations sont conçues dans une optique de réduction des vibrations, du bruit et des radiations pour protéger le personnel et éviter de le gêner dans ses tâches?.

PSA : Règlement sur les activités (47)

L'équipement électrique comprend des protections contre les conditions anormales et les anomalies risquant de blesser le personnel ou d'endommager l'installation.

PSA : Règlement sur les activités (50)

Les installations flottantes sont munies d'un système de déconnexion qui protège le puits et retire le tube prolongateur avant d'atteindre un angle critique. Le compensateur intègre des solutions techniques fiables pour éviter les conséquences fâcheuses.

Directives

Définir les limites de l'équipement de forage en fonction de ce qui suit :

- mouvement de l'installation résultant de la résonance (fréquence des vagues et mouvements de l'installation en soi);

- mouvement de l'installation résultant d'un changement de position lié au bris ou à la dérive d'une ligne d'amarre;
- charges et actions appliquées au puits et à sa tête en raison de la traction du tube prolongateur;
- incertitude dans le calcul de conception du tube;
- blocage involontaire du compensateur.
- Norme NORSOK Z-013 sur l'équipement intervenant dans la fonction principale de sécurité
- Norme NS-EN ISO 20815:2008 sur la cohérence et la fiabilité de la conception
- Norme NORSOK D-001, chapitres 5 et 6 sur la déconnexion du système avant d'atteindre un angle critique

PSA : Règlement sur les activités (56)

Les structures portantes restent sécuritaires lors de l'utilisation et en conditions limites de défaillance, d'usure et d'accident. En conditions limites de défaillance, elles doivent supporter les charges jusqu'à une récurrence annuelle de 0,01, et en conditions limites d'accident, les charges indiquées à la partie 11 du Règlement sur les installations.

PSA : Règlement sur les installations (57)

Les systèmes de pipeline sont conçus de façon à pouvoir en effectuer l'entretien intérieur. En ce qui concerne les pipelines qui ne sont pas constitués d'acier, comme les pipelines flexibles, les facteurs de calcul propres à l'utilisation, à la capacité et au matériel doivent permettre d'atteindre un niveau de sécurité au moins égal à celui des pipelines et tubes prolongateurs en acier.

PSA : Règlement sur les installations (62)

Il faut que les installations flottantes, en ce qui concerne la stabilité, l'étanchéité et l'imperméabilité (compartiments et mécanismes de fermeture), respectent le Règlement pertinent de l'Autorité maritime norvégienne.

Directives

- Mettre au point les installations avec une stabilité conforme à la norme NORSOK N-001, chapitre 7.10.

PSA : Règlement sur les installations (63)

Les systèmes des installations flottantes restent bien en place en tout temps, mais sont amovibles en cas de danger ou d'accident. Le système d'ancrage répond obligatoirement aux exigences des parties 6 à 17 du Règlement de l'Autorité maritime norvégienne, qui

portent sur les systèmes de positionnement et d'ancrage des installations mobiles en mer. Le système d'amarrage respecte obligatoirement les exigences de la partie 35 du même règlement, qui porte sur les installations mobiles en mer munies d'unités et d'équipement de production. Les systèmes de positionnement dynamique maintiennent l'installation en place malgré certaines défaillances et certains dommages au système, et en cas d'accident.

- Norme NORSOK N-001, chapitres 7.11 et 7.12 sur la conception des systèmes d'ancrage
- Dispositions techniques de la norme IMO MSC/Circular 645 sur la conception des systèmes de positionnement dynamique

PSA : Règlement sur les installations (64)

La conception des tourelles se fait en conformité avec la partie 15 (nos 1 à 4) du Règlement de l'Autorité maritime norvégienne, qui porte sur les installations mobiles en mer munies d'unités et d'équipement de production.

- Norme NORSOK S-001, chapitre 5.8.2.2 sur la conception des tourelles

3.3 Normes sur le choix de l'équipement

Le choix de l'équipement se fonde sur de nombreux organismes de normalisation comme l'American Petroleum Institute (API), NORSOK, l'Organisation internationale de normalisation (ISO), l'American Standards of Testing Materials (ASTM), l'American National Standards Institute (ANSI), l'American Society of Mechanical Engineers (ASME) et l'Association canadienne de normalisation (CSA).

API

Installation et équipement en général

API RP 1FSC: Facilities Systems Completion Planning and Execution, 1^{re} édition, juillet 2013

API TR 1PER15K-1: Protocol for Verification and Validation of High-Pressure High-Temperature Equipment, 1^{re} édition, mars 2013

API RP 2A-WSD: Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms—Working Stress Design, 22^e édition, novembre 2014

API Spec 2B: Specification for the Fabrication of Structural Steel Pipe, 6^e édition, juillet 2001

- API Spec 2C: Offshore Pedestal-Mounted Cranes, 7^e édition, mars 2012
- API RP 2D: Operation and Maintenance of Offshore Cranes, 7^e édition, décembre 2014
- API Spec 2F: Specification for Mooring Chain, 6^e édition, juin 1997
- API RP 2FB: Recommended Practice for Design of Offshore Facilities Against Fire and Blast Loading, 1^{re} édition, avril 2006
- API RP 2FPS: Planning, Designing, and Constructing Floating Production Systems, 2^e édition, octobre 2011
- API RP 2GEO/ISO 19901-4:2003: Geotechnical and Foundation Design Considerations, 1^{re} édition, avril 2011
- API Spec 2H: Specification for Carbon Manganese Steel Plate for Offshore Structures, 9^e édition, juillet 2006
- API RP 2MET/ISO 19901-1:2006: Deprivation of Metocean Design and Operating Conditions, 1^{re} édition, novembre 2014
- API RP 2MOP/ISO 19901-6:2009: Marine Operations, 1^{re} édition, juillet 2010
- API RP 2N: Recommended Practice for Planning, Designing, and Constructing Structures and Pipelines for Arctic Conditions, 2^e édition, décembre 1995
- API Std 2RD: Dynamic Risers for Floating Production Systems, 2^{re} édition, septembre 2013
- API Spec 4F: Drilling and Well Servicing Structures, 1^{re} édition, mai 1985
- API Spec 9A: Specification for Wire Rope, 23^e édition, mai 1984
- API RP 9B: Recommended Practice on Application, Care and Use of Wire Rope for Oilfield Service, 9^e édition, mai 1986
- API Spec 8A: Specification for Drilling and Production Hoisting Equipment, 11^e édition, mai 1985
- API RP 8B: Recommended Practice for Hoisting Tool Inspection and Maintenance Procedures, 4^e édition, avril 1979
- API Spec 8C: Specification for Drilling and Production Hoisting Equipment (PSL 1 and PSL 2), 1^{re} édition, janvier 1990
- API Specification for Casing and Tubing, 9^e édition, juillet 2011

Contrôle du puits

- API Spec 6A: Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment, 16^e édition, octobre 1989
- API Spec 16A: Specification for Drill Through Equipment, 1^{re} édition, novembre 1986

API RP 53: Recommended Practice for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells, 2^e édition, mai 1984

Entretien du BOP

American Petroleum Institute Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment , API Spec 6A, 16^e édition, octobre 1989

API RP 53: Recommended Practice for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells, 2^e édition, mai 1984

Commandes du BOP

API Spec 16D: Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment, 1^{re} édition, mars 1993

API RP 16E: Recommended Practice for Design of Control Systems for Drilling Well Control Equipment, 1^{re} édition, octobre 1990

American Petroleum Institute Recommended Practice for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells, API RP 53, 2^e édition, mai 1984

Lignes et collecteur de duses

API RP 53: Recommended Practice for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells, 2^e édition, mai 1984

American National Standards Institute/American Society Mechanical Engineers Chemical, Rig and Petroleum Refinery Piping, ANSI/ASME B31.3, 1987

API Spec 6A: Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment, 16^e édition, octobre 1989

API Spec 7: Specification for Rotary Drilling Equipment, 37^e édition, avril 1989

API RP 14E: Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems, 4^e édition, avril 1984

API Spec 16C: Specification for Choke and Kill Systems, 1^{re} édition, décembre 1992

Défecteurs

API RP 64: Recommended Practices for Diverter Systems Equipment and Operations, janvier 1991

API Spec 16D: Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment, 1^{re} édition, mars 1993

API RP 16E: Recommended Practice for Design of Control Systems for Drilling Well Control Equipment, 1^{re} édition, octobre 1990

Dégazeur atmosphérique

American Society of Mechanical Engineers Boiler and Pressure Vessel Code, ASME, décembre 1989

Tube prolongateur

API RP 16Q: Recommended Practice for Design, Selection, Operation and Maintenance of Marine Drilling Riser Systems, 1^{re} édition, novembre 1993 (proposition : ISO 13624-1,2)

API Spec 16R: Specification Pertaining to the Design, Rating and Testing of Marine Drilling Riser Couplings, 1^{re} édition, janvier 1997

Directives de gestion de l'intégrité des tubes prolongateurs pour forage en mer de l'Atlantic Margin Joint Industry Group (AMJIG), 2H Offshore Engineering Limited, mars 2000

3.4 Recommandations

Les normes NORSOK se révèlent très utiles pour se familiariser avec bien des termes, directives et autres normes propres à l'équipement de forage. Il faut toutefois les utiliser avec circonspection puisqu'elles sont de nature prescriptive et ne couvrent pas nécessairement toutes les possibilités et dernières technologies. Par exemple, la norme NORSOK D-010 établit à 600 mètres la limite de l'eau profonde et ne tient pas compte des courants et autres forces possiblement applicables au tube prolongateur. Selon NORSOK D-001 (6.2.3), la structure de l'équipement de forage ou l'unité de forage fixe doit supporter un nombre illimité de manœuvres, quelles que soient les charges (aire de stockage, crochet, foreuse rotative), malgré des vents allant jusqu'à 30 m/s (108 km/h) durant 10 minutes à 10 mètres au-dessus du niveau moyen de la mer.

Selon le tableau 2-1 du rapport GTEC07 (2015), les vents dans le secteur Old Harry atteignent parfois 25 m/s, voire quelquefois 30 m/s en hiver (Stantec, 2013), et le secteur des Grands Bancs subit même des vents de vitesse supérieure.

On recommande généralement de prévoir l'équipement de forage en fonction des conditions de son emplacement. Dans le golfe du Saint-Laurent, il faut penser au givre, à la glace (si le forage se poursuit pendant la saison des glaces), aux vents et aux courants, notamment. L'API a publié des pratiques recommandées à l'égard des conditions météorologiques et océanographiques, de la glace et des milieux hostiles. Même si le forage d'exploration n'entraîne habituellement pas la construction de MODU, il sera sans doute utile de connaître les critères de sélection de l'équipement qui conviendra au golfe du Saint-Laurent.

4. SYSTÈMES DE SURVEILLANCE ET CONTRÔLE

Les systèmes de surveillance et de contrôle servent à prélever et à enregistrer les mesures quantitatives directes et indirectes nécessaires au contrôle du processus de forage. La collecte des données s'exécute à intervalles réguliers prédéterminés ou programmés par l'utilisateur. Les propriétés quantifiables fournissent des indications sur le bon déroulement du processus. Ainsi, un paramètre (p. ex. la pression) dont la valeur est inadéquate nécessite le réglage manuel ou automatique d'un autre paramètre de contrôle (p. ex. le débit). Un bon exemple serait la boue de forage résiduelle dont la teneur en hydrocarbures est supérieure à la limite réglementaire ne peut pas être déversée en mer. Dans ce cas, l'analyse ne sera pas lancée automatiquement sur les lieux où les échantillons sont prélevés et analysés manuellement. La pression est un autre paramètre sous étroite surveillance pendant les travaux de forage. Une pression trop élevée peut nécessiter l'utilisation d'une boue de masse différente, déclencher des alarmes ou activer le bloc obturateur de puits (BOP).

Il va sans dire que l'activité de forage à proprement parler est l'élément le plus surveillé et contrôlé pendant les travaux de forage de tout appareil de forage. Dans cette section, il sera donc question de la surveillance des travaux de forage et des mécanismes de contrôle. Son contenu est divisé comme suit : les systèmes de surveillance et de contrôle (section 4.1); la prévention des incidents (section 4.2); les correctifs et les mesures d'urgence (section 4.3); les incendies et les explosions (section 4.4); la réglementation encadrant les activités humaines (section 4.5) et les recommandations (section 4.6).

4.1 Règles et directives de surveillance et de contrôle

4.1.1 ARCTIQUE

DORS/2009-315 (8)

Les plans de sécurité doivent prévoir les procédures, les pratiques et les mesures de surveillance nécessaires pour assurer la sécurité des activités projetées, y compris une description des modes d'application du système de gestion; un résumé des études réalisées pour cerner les dangers et évaluer les risques pour la sécurité; un résumé des mesures à prendre pour éviter, prévenir, réduire et contrôler les risques; une liste des structures, du matériel, de l'équipement et des systèmes essentiels à la sécurité et un résumé du système d'inspection, de mise à l'essai et d'entretien en place. Ces plans doivent également comprendre les systèmes de détection et de surveillance des glaces, de collecte des données, de signalement et de prévision et d'évitement ou de déviation

des glaces, sans oublier une description des mécanismes de surveillance de leur mise en œuvre et de leur respect.

DORS/2009-315 (9)

Les plans de protection de l'environnement doivent fournir une description détaillée des mesures de surveillance et de signalement des risques environnementaux et des mesures de prévention, de réduction et d'élimination des risques environnementaux. Ils doivent également comporter une liste des structures, du matériel, de l'équipement et des systèmes essentiels à la sécurité, ainsi qu'un résumé du système d'inspection, de mise à l'essai et d'entretien en place.

DORS/2009-315 (28)

Le circuit du fluide de forage et l'équipement de surveillance connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation. Les indicateurs et les dispositifs d'alarme sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

DORS/2009-315 (30) : Pratiques de forage

L'exploitant veille à ce que du personnel, des procédures et de l'équipement adéquats soient en place pour mesurer et régulariser la pression afin d'assurer le déroulement sûr et contrôlé des travaux de forage et de prévenir la pollution.

DORS/2009-315 (45)

Toutes les activités de manutention, de transport, de traitement et de réinjection du pétrole et du gaz font l'objet d'une surveillance adéquate visant à éviter tout incident et tout gaspillage. De même, tous les systèmes d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle sont entretenus adéquatement et maintenus en bon état pour prévenir tout incident et tout gaspillage. Les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

Exigences de dépôt relatives aux forages extracôtiers dans l'Arctique canadien (4.14, 4.16)

- L'exploitant décrit toutes les voies d'évacuation et les limites relatives à toute évacuation dans le milieu naturel.
- L'exploitant expose les processus et les méthodes de détection, de signalement, d'enquête et de redressement des causes fondamentales et des facteurs à l'origine de la pollution, ainsi que les mesures visant à prévenir la réapparition de ces causes et facteurs.

*Lignes directrices sur l'exploitation pétrolière et gazière dans l'Arctique (2009)*³

- Les activités prioritaires de surveillance comprennent les volets suivants à toutes les phases d'activité pour évaluer et réduire au minimum les conséquences environnementales néfastes :
 - la comptabilisation des émissions atmosphériques, des déversements dans l'eau et sur le fond marin et des émissions de bruits;
 - les concentrations de contaminants comme les métaux lourds, les hydrocarbures totaux, l'hydrocarbure aromatique polycyclique, le phénol, le baryum et les polluants organiques persistants (POP) dans les sédiments marins et la colonne d'eau;
- Il faut également surveiller la contamination découlant des activités pétrolières, c'est-à-dire des sources de contaminants, des voies de propagation dans l'environnement (rejets aqueux, particuliers ou atmosphériques) et des voies de bioaccumulation. En plus des agents contaminants et des procédés de traitement des particules, il faut aussi considérer les éléments naturels suivants : la force et les variations de la vitesse du vent, les courants océaniques, les débits fluviaux, les précipitations, la température de l'air, la température de l'océan, l'état des glaces marines et leurs déplacements, la profondeur de l'eau, l'état de la surface de la mer, la géologie de subsurface et toute autre ressource touchée.

4.1.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (8)

Les plans de sécurité doivent prévoir les procédures, les pratiques et les mesures de surveillance nécessaires pour assurer la sécurité des activités projetées, y compris une description des modes d'application du système de gestion; un résumé des études réalisées pour cerner les dangers et évaluer les risques pour la sécurité; un résumé des mesures à prendre pour éviter, prévenir, réduire et contrôler les risques; une liste des structures, du matériel, de l'équipement et des systèmes essentiels à la sécurité et un résumé du système d'inspection, de mise à l'essai et d'entretien en place. Ces plans doivent également comprendre les systèmes de détection et de surveillance des glaces, de collecte des données, de signalement et de prévision et d'évitement ou de déviation des glaces, sans oublier une description des mécanismes de surveillance de leur mise en œuvre et de leur respect.

³ Arctic Offshore Gas and Oil Guidelines, document en anglais seulement.

DORS/2009-316 (9)

Les plans de protection de l'environnement doivent fournir une description détaillée des mesures de surveillance et de signalement des risques environnementaux et des mesures de prévention, de réduction et d'élimination des risques environnementaux. Ils doivent également comporter une liste des structures, du matériel, de l'équipement et des systèmes essentiels à la sécurité et un résumé du système d'inspection, de mise à l'essai et d'entretien en place.

DORS/2009-316 (28)

Le circuit du fluide de forage et l'équipement de surveillance connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation. Les indicateurs et les dispositifs d'alarme sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

Directives

Surveillance du fluide de forage et du puits

- OCNEHE, 2011 (28.1.2) : Garantir la présence de capteurs et d'alarmes pour assurer la surveillance du fluide de forage.
- OCNEHE, 2011 (28.6) : Garantir la présence d'équipement et de procédures pour surveiller minutieusement et détecter les pertes ou les ajouts de fluide de forage afin qu'il continue de former une barrière efficace. Éliminer tout risque de pollution découlant d'une fuite de fluide de forage.
- OCTNLHE, 2011 (28.7) : Dans les forages sans tube prolongateur, surveiller les retours de fluide au fond marin à l'aide d'un véhicule téléguidé (VTG) et détecter les fuites à l'aide d'une caméra sous-marine.
- OCTNLHE, 2011 (28.11.1) : Doter le système de surveillance du fluide de forage de capteurs et d'alarmes capables de mesurer, d'afficher et d'enregistrer tous les paramètres de détection des risques pour le personnel et la sécurité du puits et les fuites de fluide de forage dans la mer. Le système de surveillance du fluide de forage et du puits comprend un dispositif de surveillance des retours de fluide de forage, un indicateur de niveau du réservoir de fluide de forage, un réservoir mesurant le volume de fluide de forage déplacé entre le réservoir et le trou et la quantité nécessaire pour remplir le trou pendant la remontée. Sur les installations de forage flottantes, ces dispositifs doivent corriger le roulis des vagues. Les alarmes sonores et visuelles s'activent automatiquement lorsque le niveau du réservoir de fluide ou du capteur de retour est supérieur ou inférieur aux limites préétablies, le fluide de forage contient du sulfure d'hydrogène ou une concentration élevée de vapeurs d'hydrocarbures, ou encore, de l'air est détecté dans le tube fontaine, le tamis vibrant, les réservoirs de forage actif, le plancher de forage ou le collecteur de duses. Le poste du foreur est doté de l'équipement

nécessaire pour surveiller la profondeur du puits, la charge au crochet, le poids sur l'outil, le couple et la vitesse de la foreuse rotative, le taux de pénétration, la cadence et le débit des pompes à boue, les retours de boue ou le trop-plein du trou de forage, le volume de fluide actif dans les bassins à boue, le volume de fluide dans le bac de manœuvre, la pression dans la colonne montante et tous les paramètres de surveillance de l'équipement critique pour la sécurité (ÉCS).

- Mesurer à intervalles réguliers les propriétés du fluide de forage conformément aux pratiques d'essais sur chantier recommandées par l'API lorsqu'il est envisagé d'utiliser une balance à boue pressurisée dans les secteurs potentiellement gazéifères.
- OCTNLHE, 2011 (28.12) : En l'absence de données claires sur les caractéristiques géologiques et les profils de pression, veiller à ce que du personnel qualifié, installé ailleurs qu'au poste du foreur, surveille en permanence les indices présents dans la boue (diagraphie de boue). La diagraphie de boue comprend la mesure, la surveillance et l'enregistrement de la composition et des quantités de vapeurs d'hydrocarbures présentes dans le retour de fluide de forage, la densité et le débit du fluide de forage, le niveau de boue dans puits, les retours de fluide de forage, le niveau du bac de manœuvre et tous les paramètres de surveillance de l'équipement critique pour la sécurité (ÉCS).

SOR/2009-316 (30) : Pratiques de forage

L'exploitant veille à ce que du personnel, des procédures et de l'équipement adéquats soient en place pour mesurer et régulariser la pression afin d'assurer le déroulement sûr et contrôlé des travaux de forage et de prévenir la pollution.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (30.1) : Mettre en place un programme pour surveiller la pression de formation pendant le forage (principalement pendant les travaux sous le tubage de surface) et la zone de transition entre la pression normale et la pression anormale.
- OCTNLHE, 2011 (30.2) : Surveiller les paramètres de pression suivants : le taux de pénétration, l'indice de forage, la densité du schiste, la taille et la forme des débris de forage, la quantité de gaz dans la boue, le couple, la résistance de frottement, le remplissage, la température et les autres paramètres nécessaires à la détection de venues et de la zone de transition entre la pression normale et la pression anormale. La pression de formation peut être confirmée par la diagraphie en cours de forage et la diagraphie par câble.
- OCTNLHE, 2011 (30.3) : Détecter adéquatement les venues et mettre en place des mesures adéquates de tolérance aux venues.

DORS/2009-316 (45)

Toutes les activités de manutention, de transport, de traitement et de réinjection du pétrole et du gaz font l'objet d'une surveillance adéquate pour prévenir tout incident et tout gaspillage. De même, tous les systèmes d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle sont entretenus adéquatement et maintenus en bon état pour prévenir tout incident et tout gaspillage. Les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (45.2) : Mettre en place des systèmes et de l'équipement de contrôle du processus de forage (conforme à la norme ISO 10418:2003), de détection d'incendie et de gaz et d'arrêt d'urgence qui interagissent entre eux et veiller à les tester, à les entretenir et à les utiliser de manière à prévenir, à contenir et à atténuer les accidents sans intervention humaine. Évaluer le système de protection du processus et fournir la preuve qu'il fonctionnera adéquatement en cas de circonstances imprévues menaçant la sécurité ou l'environnement. Déterminer et évaluer les implications pour la sécurité du système de protection du processus dans le cadre de l'analyse des risques et, dans la mesure du possible, réduire les risques. Voir DORS/2009-316 (25-27).
- OCTNLHE, 2011 (45.3) : Veiller à ce que la gestion des processus de traitement, de stockage et de transport des hydrocarbures comprenne des mesures de contrôle des processus, d'arrêt d'urgence, de détection d'incendie et de gaz et d'intervention, de gestion des alarmes, de contrôle des isollements et des inhibitions et de contrôle du travail (y compris les permis et les certificats), en plus de contribuer à la supervision des travaux simultanés et des procédures potentiellement nuisibles à la sécurité des processus. Les systèmes de gestion intègrent des normes, des directives, la conception technique, des procédures d'exploitation, l'entretien, les essais, les compétences et l'expérience du personnel et le taux de défaillance.
- OCTNLHE, 2011 (45.4) : Renforcer les systèmes automatisés par des politiques et des procédures de soutien comme les boucles de rétroaction, l'affectation d'un personnel qualifié à la gestion des systèmes et l'assurance qualité (y compris les audits, l'entretien ordinaire, la surveillance et la validation). Ces procédures tiennent compte du démarrage des nouvelles installations ou des nouveaux processus, du démarrage normal ou de la reprise des activités après un arrêt d'urgence, des activités normales ou temporaires, des arrêts normaux ou d'urgence et des limites d'exploitation d'un processus ou d'une installation. Elles comprennent également des mesures de prévention et de correction et des fonctions de sécurité pour pallier les dépassements des limites et leurs conséquences.
- Mettre en place un système de gestion qui répertorie les activités et les procédures d'entretien qui ne doivent pas être exécutées en même temps

que les activités de forage et celles qui peuvent l'être seulement lorsque des mesures de précaution spéciales sont en vigueur.

- Enregistrer les réglages des alarmes et appliquer les mesures adéquates de gestion et de contrôle des changements. Surveiller le fonctionnement des alarmes dans une perspective d'optimisation. Mettre en place les mesures adéquates et affecter du personnel qualifié capable de prendre les mesures qui s'imposent et d'appliquer les protocoles en cas d'activation des alarmes.
- Enregistrer et signaler toutes les inhibitions et appliquer les correctifs appropriés pour garder le niveau de risque acceptable. Concevoir et installer un processus de surveillance et de contrôle, puis procéder à des essais pour s'assurer qu'il est fonctionnel et capable de détecter et de maîtriser les dangers.
- Tester à intervalles réguliers toutes les fonctions de sécurité définies pendant l'élaboration du processus de sécurité puis modifiées selon les besoins à la lumière des données opérationnelles.
- OCTNLHE, 2011 (45.5) : Concevoir et installer des systèmes de surveillance et de contrôle, puis procéder à des essais pour s'assurer qu'ils sont capables de détecter et de maîtriser les dangers. Ces systèmes sont disponibles, fiables et prêts pour les activités opérationnelles, les essais et l'entretien. Grâce à leur redondance, ils fonctionnent indépendamment des autres systèmes et peuvent survivre à d'éventuels incidents.

4.1.3 NORVÈGE

PSA : Règlement sur les installations (17)⁴

L'installation est équipée des instruments de surveillance des conditions et des paramètres (y compris des données environnementales) qui conviennent aux activités pétrolières. Son système de surveillance et de contrôle déclenche une alarme lorsqu'il détecte des incidents, des irrégularités ou des défaillances qui représentent une menace pour la sécurité. Le déclenchement des alarmes est programmé de manière à laisser un délai suffisant pour le fonctionnement sécuritaire de l'équipement, des usines et des procédés.

Directives

- Doter l'installation d'instruments conçus pour surveiller et enregistrer :
 - les données sur l'intégrité structurelle des structures porteuses et des réseaux de conduites (p. ex. la tension significative, le stress de compression ou le mouvement découlant du roulis des vagues et des courants);
 - les signes de dégradation sérieuse du matériel (p. ex. la corrosion et l'érosion);

⁴ The Facilities Regulations, document traduit du norvégien.

- les paramètres opérationnels majeurs (p. ex. la pression du fluide de forage, la concentration en particules).

PSA : Règlement sur les activités (31)⁵

L'exploitant surveille l'exécution constante et en bonne et due forme des activités relatives à la santé, à la sécurité et à l'environnement.

Directives

- S'abstenir de confier aux membres du personnel des tâches qui les empêchent de surveiller et de contrôler les activités.
- Affecter au moins deux personnes à la surveillance et au contrôle :
 - dans la salle de commande centrale des installations habitées en permanence;
 - de l'équipement d'ancrage dynamique;
 - des travaux de forage et de puits.

PSA : Règlement sur les installations (34a)

L'installation dispose de systèmes de surveillance et de contrôle qui déclenchent une alarme lorsqu'ils détectent des incidents, des irrégularités ou des défaillances représentant une menace pour la sécurité. Ces alarmes sont clairement perceptibles et sont programmées de manière à laisser un délai suffisant pour le fonctionnement sécuritaire de l'équipement, des usines et des procédés.

PSA : Règlement sur les activités (50)

Le suivi technique des nouvelles structures et des nouveaux systèmes marins est réalisé au cours de la première année de service. Les nouveaux types de structures porteuses sont comparés aux calculs techniques fondés sur les données recueillies pendant les deux premiers hivers. Il faut surveiller les signes de vieillissement des installations utilisées au-delà de leur vie utile initiale. Les résultats de cette observation serviront à déterminer la sécurité d'installations similaires. Il faut mener des inspections pour surveiller les modes de défaillance potentiels pouvant nuire à l'intégrité des réseaux de conduites dans la mesure où ces modes de défaillance représentent une menace pour l'environnement et la sécurité.

Directives

- Appliquer la norme NORSOK N-005 pour la surveillance technique des conditions de l'environnement de travail, de santé et de sécurité.

⁵ The Activities Regulations, document traduit du norvégien.

- Examiner l'équipement et les installations ayant dépassé leur durée de vie utile afin d'appliquer les constatations à la prolongation de la vie utile des installations existantes et futures.
- Dans le cadre de la surveillance des modes de défaillance, appliquer la norme DNV RP F-101 pour tout mode de défaillance résultant du mécanisme de défaillance de corrosion.

PSA : Règlement sur les activités (56)

L'exploitant doit surveiller les conditions de l'environnement extérieur et rapporter aussitôt que possible au ministère de l'Environnement de Norvège les écarts par rapport aux conditions d'exploitation prévues.

Directives

- Surveiller les conditions environnementales pour détecter les écarts par rapport aux conditions initiales qui sont causés par les activités.

PSA : Règlement sur les activités (84)

Pendant les activités, notamment le forage, il faut surveiller et enregistrer les données de forage de puits pour vérifier les pronostics de puits afin de prendre les mesures nécessaires et, au besoin, de faire des ajustements.

Directives

- Surveiller, enregistrer et traiter les données indiquant de possibles incidents de contrôle de puits. Collecter les données conformément aux articles 4.7, 5.7.3 et 5.7.4 de la norme NORSOK D-010.

4.2 Règles et directives de prévention

4.2.1 ARCTIQUE

DORS/2009-315 (28) : Circuit de fluide de forage

- Le circuit du fluide de forage et l'équipement de surveillance connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation. Les indicateurs et les dispositifs d'alarme sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

DORS/2009-315 (45)

- Toutes les activités de manutention, de transport, de traitement et de réinjection du pétrole et du gaz font l'objet d'une surveillance adéquate pour prévenir tout incident et tout gaspillage. De même, tous les systèmes d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle sont entretenus adéquatement et maintenus en bon état pour prévenir tout

incident et tout gaspillage. Les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

4.2.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (24) : Cession des activités

L'exploitant veille à ce que les activités cessent sans délai si elles menacent ou sont susceptibles de menacer la sécurité des personnes et la sécurité ou l'intégrité du puits ou de l'installation, et si elles causent ou sont susceptibles de causer de la pollution. En cas d'interruption des activités, l'exploitant veille à ce qu'elles ne soient reprises que si la situation ayant mené à la cessation est rétablie.

Directives

OCTNLHE, 2011 (24.2) : Appliquer les mesures correctives adéquates pour prévenir toute récurrence de la situation.

DORS/2009-316 (28) : Circuit de fluide de forage

Le circuit du fluide de forage et l'équipement de surveillance connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation. Les indicateurs et les dispositifs d'alarme sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (28.8) : Exécuter des pesées périodiques (hausse de 4 à 8 m³ de la boue par 120 à 240 kg/m³) pour vérifier la réponse dynamique de l'équipement et des procédures dans une perspective préventive.
- OCTNLHE, 2011 (28.9) : Disposer d'une quantité suffisante de fluide de densité adéquate pour tuer un puits pendant les essais et les phases d'amorçage ou de complétion du puits.

DORS/2009-316 (45)

Toutes les activités de manutention, de transport, de traitement et de réinjection du pétrole et du gaz font l'objet d'une surveillance adéquate pour prévenir tout incident et tout gaspillage. De même, tous les systèmes d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle sont entretenus adéquatement et maintenus en bon état pour prévenir tout incident et tout gaspillage. Les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (45.2) : Mettre en place des systèmes et de l'équipement de contrôle du processus de forage (conforme à la norme ISO 10418:2003), de détection d'incendie et de gaz et d'arrêt d'urgence qui interagissent entre eux

et veiller à les tester, à les entretenir et à les utiliser de manière à prévenir, à contenir et à atténuer les accidents sans intervention humaine. Évaluer le système de protection du processus et fournir la preuve qu'il fonctionnera adéquatement en cas de circonstances imprévues menaçant la sécurité ou l'environnement. Déterminer et évaluer les implications pour la sécurité du système de protection du processus dans le cadre de l'analyse des risques et, dans la mesure du possible, réduire les risques. Voir DORS/2009-316 (25-27).

- OCTNLHE, 2011 (45.4) : Renforcer les systèmes automatisés par des politiques et des procédures de soutien comme les boucles de rétroaction, l'affectation d'un personnel qualifié à la gestion des systèmes et l'assurance qualité (y compris les audits, l'entretien ordinaire, la surveillance et la validation). Ces procédures tiennent compte du démarrage des nouvelles installations ou des nouveaux processus, du démarrage normal ou de la reprise des activités après un arrêt d'urgence, des activités normales ou temporaires, des arrêts normaux ou d'urgence et des limites d'exploitation d'un processus ou d'une installation. Elles comprennent également des mesures de prévention et de correction et des fonctions de sécurité pour pallier les dépassements des limites et leurs conséquences.
- Le système de gestion distingue les activités et les procédures d'entretien exécutées simultanément de celles qui ne le sont pas, seulement lorsque des mesures de précaution spéciales sont en vigueur.
- L'exploitant enregistre les réglages des alarmes et applique les mesures adéquates de gestion et de contrôle des changements. Surveiller le fonctionnement des alarmes dans une perspective d'optimisation. Mettre en place les mesures adéquates et affecter du personnel qualifié capable de prendre les mesures qui s'imposent et d'appliquer les protocoles en cas d'activation des alarmes.
- Enregistrer et signaler toutes les inhibitions et appliquer les correctifs appropriés pour garder le niveau de risque acceptable. Concevoir et installer un processus de surveillance et de contrôle, puis procéder à des essais pour s'assurer qu'il est fonctionnel et capable de détecter et maîtriser les dangers.
- Tester à intervalles réguliers toutes les fonctions de sécurité définies pendant l'élaboration du processus de sécurité, puis modifiées selon les besoins à la lumière des données opérationnelles.

4.2.3 NORVÈGE

PSA : Règlement sur les activités (23)

Le personnel reçoit une formation sur les dangers, la prévention des accidents et les procédures à suivre en cas d'accident.

PSA : Règlement sur les activités (24)

L'exploitant met en place un ensemble de procédures pour prévenir les défaillances, les dangers et les accidents. Les dispositions de ces procédures doivent faire en sorte qu'elles remplissent efficacement leur fonction.

Directives

- Formuler clairement des procédures de prévention des défaillances, des dangers et des accidents faciles à comprendre et à mettre en application et parfaitement adaptées aux compétences du personnel.
- Suivre la norme NS-EN ISO 9000 pour formuler des procédures qui remplissent efficacement leur fonction.

PSA : Règlement sur les activités (25)

L'exploitation des installations respecte les exigences des lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement ainsi que les limites relatives à la fabrication, à l'installation et à la mise en service.

Directives

- Respecter les limites d'utilisation des installations et des pièces (p. ex. la pression, le poids, la température, les produits chimiques et la charge environnementale).

PSA : Règlement sur les activités (26)

Il faut établir d'avance les mesures et les restrictions nécessaires au maintien des barrières des systèmes de sécurité en cas de contournement, de déconnexion et de défaillance de tels systèmes. Le cas échéant, il faut appliquer rapidement les mesures correctives. Le personnel doit en tout temps avoir accès à tous les systèmes de sécurité et en connaître l'état.

Directives

- Faire en sorte que les responsables de la salle de commande centrale connaissent en tout temps l'état des systèmes de sécurité en fonction.
- Pour les systèmes de sécurité électriques, électroniques et programmables, suivre l'article 7.7 de la norme IEC 61508-1, l'article 7.6 de la norme IEC 61508-2 et les articles 10 et 11 de la directive 070 des Directives de l'Association des producteurs norvégiens de gaz et de pétrole⁶.

⁶ Norwegian Oil and Gas Association Guidelines

PSA : Règlement sur les activités (27)

Les activités critiques sont exécutées dans le respect des restrictions opérationnelles établies à la phase de la conception technique et par l'analyse des risques mentionnée à l'article 16 du *Règlement de gestion*⁷ et à l'article 30 du *Règlement sur les activités*⁸.

Directives

- Au moment de cerner les principaux facteurs de risque, utiliser les résultats des analyses de risques, des dangers observés et des leçons tirées à la suite d'incidents.
- Appliquer les articles 4.4, 4.5 et 4.6 de la norme NORSOK D-010 pour que les activités critiques respectent les limites établies lors de la phase de conception technique.

PSA : Règlement sur les activités (28)

Lorsque des activités qui se déroulent simultanément (selon la définition de l'exploitant) causent une augmentation inacceptable des risques, il faut appliquer les mesures nécessaires comme le prévoit l'article 9 du *Règlement de gestion*.

Directives

- Prendre en considération les effets de l'interdépendance des travaux de forage, de puits, de modification et d'entretien s'ils se déroulent simultanément.
- Respecter les limites et les interdictions prévues pendant les travaux de démarrage, d'exploitation et d'arrêt.
- Répondre aux exigences relatives aux travaux simultanés énoncées aux articles 4.4, 4.5 et 4.6 de la norme NORSOK D-010.

PSA : Règlement sur les activités (29)

Au moment de programmer les travaux, l'exploitant s'assure que les principaux facteurs de risque sont maîtrisés.

PSA : Règlement sur les activités (29a)

L'entreposage, la manipulation et l'utilisation d'explosifs se font de manière à prévenir l'allumage accidentel.

PSA : Règlement sur les activités (30)

Avant d'entreprendre les activités programmées, il faut vérifier qu'elles satisfont aux exigences de sécurité. Cet exercice se fonde sur les mesures prélevées avant, pendant et après l'exécution des travaux et vise essentiellement à prévenir les accidents et les

⁷ Management Regulations

⁸ Activities Regulations

blessures. L'installation est conçue pour déverser le moins possible de rejets polluants dans l'environnement marin.

PSA : Règlement sur les activités (45)

L'exploitant entretient l'installation et toutes ses pièces afin d'en préserver l'intégrité et le bon état pendant leur cycle de vie.

PSA : Règlement sur les activités (46)

Les systèmes et l'équipement des installations sont classés en fonction des éventuelles conséquences d'une défaillance, ce qui sert à déterminer la fréquence et l'ordre de priorité des travaux d'entretien. Il faut déterminer les modes de défaillance, les causes connexes, les mécanismes et le risque de défaillance des systèmes et de l'équipement.

Directives

- Appliquer la norme NORSOK Z-008 pour sélectionner les travaux d'entretien et déterminer leur fréquence.

PSA : Règlement sur les activités (47)

Le programme d'entretien doit systématiquement prévenir les modes de défaillance définis à l'article 46 du *Règlement sur les activités* et pouvant poser un risque pour la santé, la sécurité et l'environnement.

Ce programme comprend la surveillance du fonctionnement et des conditions techniques afin de détecter les modes de défaillance et de les corriger, ainsi que la surveillance et le contrôle des mécanismes de défaillance qui sont à l'origine des modes de défaillance.

Directives

- Disposer de programmes d'entretien dès le démarrage.
- Préparer les programmes d'entretien conformément à la norme NS-EN ISO 20815:2008.
- Mener des essais et vérifier l'intégrité :
- des systèmes de sécurité selon l'annexe C5 de la norme ISO 13702, la norme IEC 61508 et la directive 070 des Directives de l'Association des producteurs norvégiens de gaz et de pétrole;
- des systèmes d'arrêt d'urgence selon la norme IEC 61508 et la directive 070 des Directives de l'Association des producteurs norvégiens de gaz et de pétrole;
- des pièces de système de sécurité. Celles qui ne sont pas couvertes par la norme doivent faire l'objet d'un test complet au moins une fois par année.
- Prévoir l'inspection des vannes et la détection de fuite interne à vannes fermées.

- Enregistrer les données sur la performance des installations et de l'équipement lorsque la fonction de sécurité est déclenchée afin de les utiliser en remplacement des tests.
- Surveiller l'état des structures conformément à la norme Norsok N-005.
- Appliquer des mesures de préservation conformément à la norme Norsok Z-006.
- Inspecter au moins une fois par année l'état des tubes prolongateurs et des autres pièces vulnérables du réseau de conduites.
- Effectuer l'entretien de l'équipement de levage conformément aux annexes G et H de la norme Norsok R-003.
- Voir à l'entretien de l'équipement de contrôle et d'intervention de puits, des vannes de sécurité de fond et des arbres de Noël conformément aux articles 4.2.3 et 4.2.4 et au tableau 15.9 de la norme Norsok D-010, à la norme ISO 10417 et à l'article 9 de la norme ISO 10423.
- Procéder à l'entretien des installations électriques et de l'équipement connexe conformément à la norme DNV RP G-101.
- Fonder les programmes d'inspection des usines de transformation et des systèmes auxiliaires sur la norme DNV RP G-101.

PSA : Règlement sur les activités (48)

Il convient de préparer un plan global pour établir le déroulement du programme d'entretien et des réparations nécessaires conformément à l'article 12 du *Règlement de gestion*. À cette fin, il faut disposer de critères pour fixer l'ordre de priorité et les échéances des activités d'entretien et les classer comme l'explique l'article 46 du *Règlement sur les activités*.

Directives

- Calculer l'échéance des programmes d'entretien à partir du déclenchement d'un mode de défaillance.

PSA : Règlement sur les activités (49)

L'efficacité de l'entretien fait l'objet d'une évaluation systématique fondée sur la performance et les données techniques enregistrées dans une perspective d'amélioration continue.

Directives

- Surveiller et enregistrer les données sur l'entretien et les défaillances conformément à la norme NS-EN ISO 14224 et à l'annexe E de la norme NS-EN ISO 20815.

PSA : Règlement sur les activités (50)

L'exploitant vérifie l'état des installations devant être éliminées. Les résultats de cette inspection serviront à évaluer la sécurité des installations semblables.

Directives

- Appliquer la norme DNV RP F-101 pour détecter tout mode de défaillance résultant du mécanisme de défaillance de corrosion et pouvant compromettre l'intégrité du réseau de conduites.

PSA : Règlement sur les installations (34)

Le système de sécurité s'exécute indépendamment des autres systèmes et se déclenche automatiquement en cas d'irrégularité. Ses deux niveaux de sécurité assurent la protection de l'équipement.

Directives

- Interrelier le système de sécurité aux autres systèmes seulement à condition qu'il ne soit pas touché en cas de défaillance, d'erreur ou d'incident des autres systèmes.
- Concevoir les systèmes de sécurité conformément aux normes ISO 10418, NORSOK P-001 et NORSOK P-100.
- Concevoir une protection contre la surpression conformément aux normes API RP 520/NS-EN ISO 4126 et API 521/NS-EN ISO 23251.
- Protéger chaque niveau de sécurité du système contre les erreurs de l'autre niveau de sorte qu'une erreur isolée ne se répercute pas sur l'autre niveau de sécurité.

PSA : Règlement sur les installations (40)

L'installation est équipée de systèmes de drainage capables de détourner et de capter le pétrole et les produits chimiques afin de réduire les risques d'incendie, de pollution et de blessures corporelles.

Directives

- Concevoir des systèmes de drainage ouverts pour détourner les produits chimiques et le pétrole et les empêcher de poser un risque pour l'environnement et le personnel conformément à l'article 8 et à l'annexe A de la norme NS-EN ISO 13702, de l'article 8 de la norme NORSOK S-001 et de l'article 23 de la norme NORSOK P-100. Dans le cas d'installation mobile, appliquer la norme NORSOK S-001.

4.3 Règles et directives de mesures correctives et d'intervention d'urgence

4.3.1 ARCTIQUE

DORS/2009 315 (5) :

Le système de gestion efficace doit intégrer un processus de signalement interne et d'analyse des dangers, des blessures sans gravité, des incidents et des quasi-incidents, et comprendre des **mesures correctives** pour empêcher que ceux-ci se reproduisent. Il doit également prévoir des examens ou des vérifications périodiques du système et l'application des mesures correctives en cas d'irrégularité. Les procédures opérationnelles qui menacent la sécurité ou l'environnement doivent être corrigées et, le cas échéant, le personnel concerné doit en être informé.

Le plan de gestion comporte tous les renseignements nécessaires à la préparation d'une réponse efficace. Conservé dans un lieu facilement accessible aux premiers intervenants, il prévoit notamment :

- les organigrammes d'intervention d'urgence, y compris les rôles du personnel;
- une équipe médicale sur place et des renforts;
- l'équipement et les installations de communication;
- les procédures d'intervention, d'alerte et de notification;
- les coordonnées des premiers intervenants et des personnes-ressources désignées;
- les simulations et les exercices d'alerte;
- les documents de soutien requis.

DORS/2009-315 (6j)

Les plans d'urgence, y compris des procédures d'intervention d'urgence, en vue de réduire les conséquences de tout événement normalement prévisible qui pourrait compromettre la sécurité ou la protection de l'environnement, doivent :

- prévoir des mesures de coordination avec tout plan d'intervention d'urgence municipal, provincial, territorial ou fédéral pertinent;
- dans le cas d'une région extracôtière où du pétrole peut vraisemblablement être découvert, préciser l'étendue et la fréquence des exercices d'intervention en cas de rejet de pétrole.

DORS/2009-315 (45)

Toutes les activités de manutention, de transport, de traitement et de réinjection du pétrole et du gaz font l'objet d'une surveillance adéquate pour prévenir tout incident et tout gaspillage. De même, tous les systèmes d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle sont entretenus adéquatement et maintenus en bon état pour prévenir tout incident et tout gaspillage. Les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

DORS/2009-315 (62)

Tout composant du système d'écoulement pouvant avoir des effets sur la précision ou sur l'intégrité du système d'écoulement est réparé ou remplacé sans délai. Des **mesures correctives** sont prises pour réduire au minimum ces effets. Il faut informer l'agent de conservation de toute défectuosité ou défaillance d'un composant du système d'écoulement pouvant avoir des effets sur l'exactitude du système d'écoulement.

Lignes directrices sur l'exploitation pétrolière et gazière dans l'Arctique (2009)

- Mener des analyses de risques pour détecter les incidents potentiels et leurs conséquences.
- Réaliser une analyse visant à définir les exigences de préparation aux situations d'urgence, y compris les stratégies, les techniques et ressources d'urgence à déployer en cas de déversement de pétrole.
- Les exigences de préparation d'éventuels déversements doivent prévoir des mesures comme l'identification rapide de la source, le colmatage des fuites et la récupération rapide du pétrole à proximité de la brèche.
- Prévoir des procédures d'intervention d'urgence adaptées aux environnements caractérisés par la présence de glace où l'état de la glace détermine le type de technique à utiliser pour colmater la brèche et récupérer le pétrole.
- Affecter du personnel dûment qualifié et formé aux rôles d'intervention d'urgence.
- Intégrer dans la préparation aux situations d'urgence des mesures de coordination avec tout plan d'intervention d'urgence municipal, provincial, territorial ou fédéral pertinent.
- Se plier aux exigences des gouvernements qui régissent les activités pétrolières, notamment des plans d'intervention d'urgence. Respecter les accords conclus par les gouvernements pour faciliter la coordination et la coopération internationales.

Exigences de dépôt relatives aux forages extracôtiers dans l'Arctique canadien (4.17)

- L'exploitant envisage le pire scénario et, à cette fin, il estime notamment le débit et le volume de fluide, les propriétés du pétrole et la durée maximale d'une éruption de puits.
- L'exploitant élabore son plan d'intervention en tenant compte des leçons tirées des incidents et quasi-incidents précédents.
- L'exploitant crée un processus d'essais et d'attestation pour les systèmes de fermeture et de confinement de puits, y compris pour la qualification de nouvelles technologies s'il y a lieu.

4.3.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (5)

Le système de gestion efficace doit intégrer un processus de signalement interne et d'analyse des dangers, des blessures sans gravité, des incidents et des quasi-incidents, et prendre des mesures correctives pour empêcher qu'ils se reproduisent. Il doit également prévoir des examens ou des vérifications périodiques du système et l'application des mesures correctives en cas d'irrégularité. Les procédures opérationnelles qui menacent la sécurité ou l'environnement doivent être corrigées et, le cas échéant, le personnel concerné doit en être informé.

Le plan de gestion comporte tous les renseignements nécessaires à la préparation d'une réponse efficace. Conservé dans un lieu facilement accessible aux premiers intervenants, il prévoit notamment :

- les organigrammes d'intervention d'urgence, y compris les rôles du personnel;
- une équipe médicale sur place et des renforts;
- l'équipement et les installations de communication;
- les procédures d'intervention, d'alerte et de notification;
- les coordonnées des premiers intervenants et des personnes-ressources désignées;
- les simulations et les exercices d'alerte;
- les documents de soutien requis.

DORS/2009-316 (6j)

Les plans d'urgence, y compris des procédures d'intervention d'urgence, en vue de réduire les conséquences de tout événement normalement prévisible qui pourrait compromettre la sécurité ou la protection de l'environnement, doivent :

- prévoir des mesures de coordination avec tout plan d'intervention d'urgence municipal, provincial, territorial ou fédéral pertinent;
- dans le cas d'une région extracôtière où du pétrole peut vraisemblablement être découvert, préciser l'étendue et la fréquence des exercices d'intervention en cas de rejet de pétrole.

DORS/2009-316 (45)

Toutes les activités de manutention, de transport, de traitement et de réinjection du pétrole et du gaz font l'objet d'une surveillance adéquate pour prévenir tout incident et tout gaspillage. De même, tous les systèmes d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle sont entretenus adéquatement et maintenus en bon état pour prévenir tout incident et tout gaspillage. Les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (45.2) : Mettre en place des systèmes et de l'équipement de contrôle du processus de forage (conforme à la norme ISO 10418:2003), de détection d'incendie et de gaz et d'arrêt d'urgence qui interagissent entre eux et veiller à les tester, à les entretenir et à les utiliser de manière à prévenir, à contenir et à atténuer les accidents sans intervention humaine. Évaluer le système de protection du processus et fournir la preuve qu'il fonctionnera adéquatement en cas de circonstances imprévues menaçant la sécurité ou l'environnement. Déterminer et évaluer les implications pour la sécurité du système de protection du processus dans le cadre de l'analyse des risques et, dans la mesure du possible, réduire les risques. Voir DORS/2009-316 (25-27).
- OCTNLHE, 2011 (45.4) : Renforcer les systèmes automatisés par des politiques et des procédures de soutien comme les boucles de rétroaction, l'affectation d'un personnel qualifié à la gestion des systèmes et l'assurance qualité (y compris les audits, l'entretien ordinaire, la surveillance et la validation). Ces procédures tiennent compte du démarrage des nouvelles installations ou des nouveaux processus, du démarrage normal ou de la reprise des activités après un arrêt d'urgence, des activités normales ou temporaires, des arrêts normaux ou d'urgence et des limites d'exploitation d'un processus ou d'une installation. Elles comprennent également des mesures de prévention et de correction et des fonctions de sécurité pour pallier les dépassements des limites et leurs conséquences.
- Le système de gestion distingue les activités et les procédures d'entretien exécutées simultanément de celles qui ne le sont pas, seulement lorsque des mesures de précaution spéciales sont en vigueur.
- L'exploitant enregistre les réglages des alarmes et applique les mesures adéquates de gestion et de contrôle des changements. Surveiller le fonctionnement des alarmes dans une perspective d'optimisation. Mettre en place les mesures adéquates et affecter du personnel qualifié capable de prendre les mesures qui s'imposent et d'appliquer les protocoles en cas d'activation des alarmes.
- Enregistrer et signaler toutes les inhibitions et appliquer les correctifs appropriés pour garder le niveau de risque acceptable. Concevoir et installer un processus de surveillance et de contrôle, puis procéder à des essais pour s'assurer qu'il est fonctionnel et capable de détecter et maîtriser les dangers.
- Tester à intervalles réguliers toutes les fonctions de sécurité définies pendant l'élaboration du processus de sécurité, puis modifiées selon les besoins à la lumière des données opérationnelles.

DORS/2009-316 (62)

Tout composant du système d'écoulement pouvant avoir des effets sur la précision ou sur l'intégrité du système d'écoulement est réparé ou remplacé sans délai. Des **mesures correctives** sont prises pour réduire au minimum ces effets. Il faut informer l'agent de

conservation de toute défectuosité ou défaillance d'un composant du système d'écoulement pouvant avoir des effets sur l'exactitude du système d'écoulement.

4.3.3 NORVÈGE

PSA : Règlement sur les installations (7)

Il faut définir clairement les principales fonctions de sécurité de chaque installation afin d'assurer la sécurité du personnel et de limiter la pollution. Plus précisément, ces fonctions de sécurité visent à : prévenir l'aggravation des accidents et réduire les risques de blessure pour le personnel présent sur les lieux; maintenir la capacité portante des principales structures et la capacité opérationnelle des locaux stratégiques pour la lutte contre les incendies et garder ouverte au moins une voie d'évacuation, le tout jusqu'après l'évacuation de l'installation.

Directives

- Définir les principales fonctions de sécurité en fonction des caractéristiques de chaque installation.

PSA : Règlement sur les installations (8)

Chaque installation doit être équipée des fonctions de sécurité nécessaires et fonctionnelles en tout temps pour : détecter les anomalies et les empêcher d'entraîner des risques ou des accidents, et limiter les dommages causés par les accidents. Les exigences de performance des fonctions de sécurité sont spécifiées. La salle de commande centrale doit pouvoir connaître en tout temps l'état des systèmes de sécurité en fonction.

Directives

- Définir les fonctions de sécurité actives servant de barrières en suivant les normes NORSOK S-001, NS-EN ISO 13702, IEC 61508 et ISO 13849 ainsi que la directive 070 des Directives de l'Association des producteurs norvégiens de gaz et de pétrole.
- Maintenir en service continu les fonctions de sécurité pour ne pas nuire à leur performance pendant les essais et les activités d'entretien, en suivant notamment l'article 4 de la norme NORSOK I-002.
- Pour les systèmes de sécurité électriques, électroniques et programmables des fonctions de sécurité, suivre la norme IEC 61508 et la directive 070 des Directives de l'Association des producteurs norvégiens de gaz et de pétrole.

PSA : Règlement sur les activités (33)

Le système d'arrêt d'urgence remplit ses fonctions et s'exécute indépendamment des autres systèmes. Il se déclenche automatiquement en cas d'irrégularité et ses deux niveaux de sécurité assurent la protection de l'équipement. Ce système et ses fonctions doivent pouvoir être activés manuellement depuis les postes de commande stratégiques de l'installation afin de rétablir la sécurité de l'installation indépendamment des composants du système nécessitant une programmation. Il faut également installer des vannes d'arrêt de sécurité pour arrêter la circulation des hydrocarbures et des produits chimiques entre l'installation et le puits et isoler les foyers d'incendie.

Directives

- Concevoir un système d'arrêt d'urgence en se fondant sur les normes NS-EN ISO 13702 et NORSOK S-001.
- Configurer une interface entre le système de sécurité et les autres systèmes seulement, à condition qu'il ne soit pas touché en cas de défaillance, d'erreur ou d'incident des autres systèmes.
- Définir clairement la chaîne de commande et d'alerte.
- Concevoir les fonctions de sécurité pouvant être activées manuellement en suivant les articles 10.4.1 et 15.3.4 de la norme NORSOK S-001.
- S'assurer que les vannes suivantes se ferment en cas d'arrêt d'urgence pour arrêter, isoler et sectionner : vannes de sécurité de fond, vannes à ailettes et vannes générales automatiques des puits de production et d'injection, vannes de sectionnement de l'usine de traitement et vannes de sectionnement entre les foyers d'incendie.
- Appliquer les taux de fuites calculés à partir d'estimations prudentes des conditions préalables (p. ex. taux de départ pouvant agir de manière néfaste sur la charge thermique, la taille et la durée d'un incendie) pour assurer la fiabilité du système.
- Configurer les barrières de ciments résistantes aux feux en fonction de chaque secteur et s'assurer qu'elles remplissent les fonctions de lutte aux incendies pertinentes.

PSA : Règlement sur les activités (35)

Il faut doter d'un système de décharge de gaz chaque installation comportant une installation de traitement ou étant reliée à une telle installation.

Ce système prévient l'aggravation des dangers et des accidents en réduisant la pression afin d'éviter les dommages matériels et corporels.

Il doit pouvoir être activé manuellement depuis la salle de commande centrale.

Les séparateurs de liquides du système de décharge de gaz sont dotés d'une protection de trop-plein.

PSA : Règlement sur les installations (40)

L'installation est conçue pour polluer le moins possible en cas de déversement de pétrole et de produits chimiques dans l'environnement marin de manière à remplir les exigences de la section XI du *Règlement sur les activités*.

PSA : Règlement sur les installations (50)

Les installations flottantes sont équipées d'un système de déconnexion qui protège le puits et retire le tube prolongateur avant d'atteindre un angle critique. Le compensateur intègre des solutions techniques fiables pour éviter les conséquences fâcheuses.

Directives

- Concevoir le système de déconnexion pour qu'il s'exécute avant l'atteinte d'un angle critique conformément aux articles 5 et 6 de la norme NORSOK D-001.
- S'assurer de pouvoir déplacer rapidement les systèmes ancrés du site de forage en cas d'incident.
- En présence de puits sous-marins équipés de tubes prolongateurs à haute pression, le système de déconnexion comprend :
 - une vanne commandée à distance, située sous le point de décharge, qui empêche tout objet de franchir les barrières du puits et maintient la pression de fonctionnement après la coupure;
 - une vanne principale commandée à distance qui se ferme après la coupure;
 - une vanne de sectionnement au-dessus du point de décharge qui prévient les éruptions du tube prolongateur dans la mer;
 - une vanne de mise à l'atmosphère qui libère la pression statique entre la mâchoire à fermeture sur tubage et la mâchoire de cisaillement ou la vanne de sectionnement.

PSA : Règlement sur les activités (57)

L'exploitant, en collaboration avec les autorités responsables de la stratégie de préparation aux situations d'urgence, met en place un système de mesures à distance qui détecte rapidement la pollution aiguë et qui en fait la cartographie afin d'en déterminer l'ampleur.

PSA : Règlement sur les activités (58)

Des études environnementales doivent être menées aussitôt que possible en cas d'épisode de pollution aiguë.

PSA : Règlement sur les activités (59)

Il convient de caractériser aussitôt que possible le pétrole ou le condensat dont la présence est associée à des activités exploratoires.

Il convient de mesurer à intervalles réguliers le pétrole et le condensat associés à un épisode de pollution aiguë à l'aide de paramètres physiques et chimiques. Il faut reprendre la caractérisation lorsque ces mesures révèlent des changements importants.

PSA : Règlement sur les activités (73)

L'exploitant prépare un plan d'intervention d'urgence en se fondant sur les analyses des risques et de la préparation aux situations d'urgences énoncées aux articles 5 et 17 du *Règlement de gestion*. L'installation est équipée d'un système d'arrêt d'urgence indépendant des autres systèmes qui prévient l'aggravation des dangers et des accidents et qui s'exécute selon une chaîne de commande clairement définie. Le volet Épisodes de pollution aiguë de la préparation aux situations d'urgence vise l'océan, la côte et les plages.

Dans certaines circonstances, le ministère de l'Environnement de Norvège peut imposer des exigences supplémentaires en ce qui a trait à la préparation aux situations d'urgence.

Directives

- Élaborer la stratégie de préparation aux situations d'urgence conformément à la norme ISO 15544 et l'article 4 de la norme NS-EN ISO 13702.
- Fonder le plan d'intervention d'urgence sur une sélection représentative des dangers et des accidents répertoriés.
- Soumettre le plan d'intervention d'urgence au ministère de l'Environnement de Norvège qui l'évaluera (prévoir un délai de traitement de 14 semaines) pour déterminer si des exigences supplémentaires sont nécessaires.

PSA : Règlement sur les activités (74)

L'exploitant envisage le partage des ressources lorsque de tels accords existent avec un autre parti, conformément à l'article 22 du *Règlement-cadre*⁹.

Le système est équipé de vannes qui isolent les foyers d'incendie et arrêtent la circulation des hydrocarbures et des produits chimiques entre l'installation et le puits.

⁹ Framework Regulations

Directive

- Conclure des ententes de coopération et de coordination des plans d'intervention d'urgence pour s'assurer de la disponibilité des ressources publiques en cas d'épisode de pollution aiguë. Le cas échéant, évaluer la sensibilité et la fiabilité de ces ressources.

PSA : Règlement sur les activités (75)

L'exploitant élabore une stratégie et un plan d'intervention d'urgence fiables et efficaces pour se préparer à gérer les dangers et les accidents.

À cette fin, il définit les fonctions de lutte contre la pollution aiguë.

Directive

- Porter une attention particulière aux compétences du personnel affecté à ces fonctions (éducation, expérience, etc.).

PSA : Règlement sur les activités (76)

Le plan d'intervention d'urgence prévoit un état permanent de préparation aux situations d'urgence, en plus de fournir les plans d'action contre les dangers et les accidents prédéterminés.

Directives

- Élaborer un plan d'intervention d'urgence qui comprend : les instructions du personnel affecté à ces fonctions; les procédures de coordination avec les autres partis concernés; la description des ressources et de l'équipement disponibles à l'installation et dans le secteur et la région; la description de l'organisation et des procédures de notification, de mobilisation et de communication.
- Pour lutter contre les épisodes de pollution aiguë, définir les objectifs de protection des ressources prioritaires et vulnérables de la stratégie de préparation aux situations d'urgence.
- Fonder le choix des mesures de préparation aux situations d'urgence sur les conséquences environnementales minimales, les délais d'intervention, les mesures à distance, le nettoyage des berges et les études environnementales.

PSA : Règlement sur les activités (77)

En cas de danger ou d'accident, l'exploitation avertit les autorités compétentes, conformément à l'article 18 du *Règlement sur les installations* et à l'article 57 du *Règlement sur les activités*.

Directives

- Entreprendre aussitôt que possible les mesures nécessaires en cas de danger ou d'accident.
- Aviser les autorités compétentes, conformément à l'article 18 du *Règlement sur les installations* et l'article 57 du *Règlement sur les activités*.
- Appliquer des mesures le plus près possible de la source pour limiter les dégâts d'un épisode de pollution aiguë.
- Secourir rapidement le personnel en cas d'accident, conformément à l'article 41 du *Règlement sur les installations*.
- Rétablir les conditions environnementales après la maîtrise d'un danger ou d'un accident.

4.4 Règles et directives de prévention et de maîtrise des explosions

La rétention des hydrocarbures et la prévention de toute inflammation reposent sur les éléments suivants :

le système de sécurité de la plateforme, l'agencement de l'équipement, les dispositifs de prévention de l'inflammation, la protection des surfaces chaudes, les pare-feu, les protections électriques, les détecteurs de gaz combustibles et le stockage en vrac.

4.4.1 ARCTIQUE

DORS/2009-315 (45)

Toutes les activités de manutention, de transport, de traitement et de réinjection du pétrole et du gaz font l'objet d'une surveillance adéquate pour prévenir tout incident et tout gaspillage. De même, tous les systèmes d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle sont entretenus adéquatement et maintenus en bon état pour prévenir tout incident et tout gaspillage. Les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

Directives

Équiper l'installation extracôtère d'un système d'extinction utilisant du dioxyde de carbone, des jets d'eau sous pression ou, si l'incendie n'implique aucun gaz, des gaz liquéfiés dont le point d'ébullition est sous la température ambiante ou des fluides cryogéniques. Installer un système d'extinction à mousse à haut foisonnement à proximité des bassins à boue ou de l'équipement servant à éliminer les déchets solides de la boue, lorsque de la boue de forage à base d'huile est utilisée.

4.4.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (45)

Toutes les activités de manutention, de transport, de traitement et de réinjection du pétrole et du gaz font l'objet d'une surveillance adéquate pour prévenir tout incident et tout gaspillage. De même, tous les systèmes d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle sont entretenus adéquatement et maintenus en bon état pour prévenir tout incident et tout gaspillage. Les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

Directives

OCTNLHE, 2011 (45.2) : Mettre en place des systèmes et de l'équipement de contrôle du processus de forage (conforme à la norme ISO 10418:2003), de détection d'incendie et de gaz et d'arrêt d'urgence qui interagissent entre eux et veiller à les tester, à les entretenir et à les utiliser de manière à prévenir, à contenir et à atténuer les accidents sans intervention humaine. Évaluer le système de protection du processus et fournir la preuve qu'il fonctionnera adéquatement en cas de circonstances imprévues menaçant la sécurité ou l'environnement. Déterminer et évaluer les implications pour la sécurité du système de protection du processus dans le cadre de l'analyse des risques et, dans la mesure du possible, réduire les risques. Voir DORS/2009-316 (25-27).

OCTNLHE, 2011 (45.3) : Veiller à ce que la gestion des processus de traitement, de stockage et de transport des hydrocarbures comprenne des mesures de contrôle des processus, d'arrêt d'urgence, de détection d'incendie et de gaz et d'intervention, de gestion des alarmes, de contrôle des isollements et des inhibitions et de contrôle du travail (y compris les permis et les certificats), en plus de contribuer à la supervision des activités simultanées et des procédures potentiellement nuisibles à la sécurité des processus. Les systèmes de gestion intègrent des normes, des directives, la conception technique, des procédures d'exploitation, l'entretien, les essais, les compétences et l'expérience du personnel et le taux de défaillance.

OCTNLHE, 2011 (45.4) : Renforcer les systèmes automatisés par des politiques et des procédures de soutien comme les boucles de rétroaction, l'affectation d'un personnel qualifié à la gestion des systèmes et l'assurance qualité (y compris les audits, l'entretien ordinaire, la surveillance et la validation). Ces procédures tiennent compte du démarrage des nouvelles installations ou des nouveaux processus, du démarrage normal ou de la reprise des activités après un arrêt d'urgence, des activités normales ou temporaires, des arrêts normaux ou d'urgence et des limites d'exploitation d'un processus ou d'une installation. Elles comprennent également

des mesures de prévention et de correction et des fonctions de sécurité pour pallier les dépassements des limites et leurs conséquences.

OCTNLHE, 2011 (45.5) : Consulter la liste des normes de la section 4. S'assurer que l'équipement de l'installation extracôtère respecte les exigences des articles 17 et 18 (Système de décharge de gaz et Système d'arrêt d'urgence) et les articles 28 à 35 du *Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtère de Terre-Neuve* (DORS/95-104).

Dans les lieux occupés par le personnel qui sont exposés au risque d'infiltration de vapeurs explosives ou toxiques, maintenir si possible la pression d'air supérieure à celle des environs.

Dans les lieux de travail comportant une source de vapeurs explosives ou toxiques, maintenir une pression de l'air inférieure à celle des environs.

DORS/2015-1 (138)

Il est interdit d'entreposer un détonateur avec un explosif qui n'est pas un détonateur.

Il est interdit d'entreposer plus de 75 kg d'explosifs à bord d'une plateforme de forage au large des côtes.

Les explosifs sont entreposés dans un contenant verrouillé auquel seule une personne qualifiée a accès.

La personne qualifiée tient un registre de tous les explosifs, qui est conservé au lieu de travail de façon à être facilement accessible.

DORS/2015-1 (182)

Chaque appareil de forage est muni d'au moins un extincteur portatif de type 40 BC (au sens de la norme ULC) facilement accessible à partir de chaque chaudière, du plancher de forage, l'enceinte contenant le collecteur de duses, chaque poste de soudure, chaque enceinte abritant un appareil de chauffage ou un moteur alimenté en carburant, et d'au moins un extincteur portatif de type 80 BC (au sens de la norme ULC).

L'équipement de protection contre l'incendie est installé, inspecté et entretenu dans tout lieu de travail conformément aux normes énoncées aux parties 6 et 7 du *Code national de prévention des incendies – Canada 2010*.

Chaque lieu de travail est muni de l'équipement de protection contre l'incendie convenable pour combattre tout genre d'incendie pouvant s'y produire.

Il est interdit de trafiquer l'équipement de protection contre l'incendie et de le faire fonctionner sans motif.

DORS/2015-1 (183)

L'équipement de protection contre l'incendie est inspecté au moins une fois par mois par une personne qualifiée et est mis à l'essai, entretenu et réparé par une personne qualifiée.

4.4.3 NORVÈGE

PSA : Règlement sur les installations (10a)

Il faut procéder au repérage systématique des sources possibles d'inflammation d'origine électrique et autre pour prévenir l'inflammation des combustibles liquides et des gaz explosifs et protéger les installations contre de tels incidents. Les pièces d'équipement sont installées aux endroits appropriés suivant leurs fonctions (p. ex. salles de protection). D'autres pièces d'équipement non critiques se désactivent automatiquement en cas de détection de gaz. Au besoin, ces pièces d'équipement seront désactivées depuis la salle de commande centrale.

Directives

- Respecter les exigences relatives au contrôle des sources d'inflammation énoncées aux articles 7 et 14 de la norme NORSOK S-001.
- Procéder au repérage des sources d'inflammation suivant la norme EN 1127-1.
- S'assurer que les pièces d'équipement et les systèmes de sécurité situés dans les secteurs classés à risque d'explosion et les secteurs aérés d'un pont découvert remplissent les exigences réglementaires de sécurité pour ces types de lieu.

PSA : Règlement sur les installations (29)

Pour protéger adéquatement les structures et les pièces d'équipement en cas d'incendie, les protections passives prévues à cette fin doivent en protéger la capacité porteuse, l'intégrité et les propriétés isolantes.

Directives

- Déterminer la résistance au feu des protections passives à l'aide des normes et des modèles de calcul reconnus.
- Au moment de spécifier la résistance au feu des structures porteuses, envisager l'utilisation d'une variété d'équipement.
- Vérifier la résistance au feu d'une structure à l'aide des normes ISO 834, ISO 3008, ISO 3009 et NT Fire 021.

- Respecter les exigences relatives à la protection de la capacité porteuse, de l'intégrité et des propriétés isolantes énoncées à l'article 19 de la norme NORSOK S-001.
- Vérifier que la protection passive contre les incendies des contenants remplis de gaz ou de liquide offre une résistance adéquate afin d'éviter qu'ils ne se rompent avant d'avoir été dépressurisés.

PSA : Règlement sur les installations (32)

L'installation est dotée d'un système de détection d'incendie et de gaz indépendant des autres systèmes pour détecter rapidement les quasi-incendies, les incendies et les fuites de gaz. En cas d'incendie ou de fuite de gaz, des actions sont automatiquement entreprises pour en réduire au minimum les conséquences. Les détecteurs sont installés aux endroits critiques qui ont été déterminés par des tests et des simulations.

Directives

- Faire en sorte que le système de détection d'incendie et de gaz remplisse les exigences d'indépendance et de fiabilité énoncées à l'annexe B.6 de la norme NS-EN ISO 13702 et aux articles 12 et 13 de la norme NORSOK S-001.
- Au besoin, consulter les articles 2 et 4 de la norme DNV-OS-D301 pour les installations mobiles inscrites au registre de transport maritime.

PSA : Règlement sur les activités (36)

L'installation habitée en permanence est équipée d'un système de distribution d'eau en cas d'incendie indépendant des autres systèmes de distribution d'eau. Dans le cas d'une installation habitée seulement à certaines périodes, un système de distribution d'eau en cas d'incendie adéquat est fonctionnel au moins lorsque l'équipage est à bord.

Le système de distribution d'eau en cas d'incendie et ses composants sont conçus pour résister aux sauts de pression. S'il est actionné par des pompes, celles-ci s'activent automatiquement lorsque la pression chute en cas de détection d'incendie et de gaz. Elles peuvent également être activées depuis la salle de commande centrale.

Le système comporte le moins possible de dispositifs de débranchement automatique. Les unités de propulsion des pompes sont dotées de deux modes de démarrage indépendants.

Directives

- Remplir les exigences de distribution d'eau en cas d'incendie énoncées à l'article 20 de la norme NORSOK S-001.
- Assurer la distribution d'eau en quantité suffisante en cas d'incendie, c'est-à-dire alimenter adéquatement l'équipement de lutte contre les incendies du plus grand secteur de l'installation et de son secteur adjacent le plus grand.

- Calculer la capacité du système d'extinction nécessaire pour combattre un incendie dans le plus vaste secteur de l'installation et son secteur adjacent le plus grand sans tenir compte d'un défaut de démarrage d'une pompe pendant un bref arrêt d'une autre pompe (moins de 24 heures).
- Tester et évaluer les produits chimiques ajoutés dans l'eau du système d'extinction d'incendie conformément à la réglementation en vigueur.
- Au besoin, consulter la norme DNV-OS-D301 pour les installations mobiles inscrites au registre de transport maritime.

PSA : Règlement sur les installations (37)

Des systèmes d'extinction fixes sont installés dans les secteurs à risque d'explosion et à risque élevé d'incendie. Ces systèmes s'activent automatiquement lorsque le système de détection d'incendie et de gaz déclenche une alerte. En cas de détection de gaz, son rôle consiste à réduire la pression explosive. L'activation manuelle du système déclenche l'alerte générale. Lorsque du gaz sert d'agent extincteur, des avertissements annonçant l'émission de gaz sont émis.

Directives

- S'assurer que la capacité des systèmes d'extinction des incendies, les agents d'extinction et l'équipement permettent de combattre efficacement les incendies prédéfinis.
- Réduire autant que possible les risques posés par d'autres incendies.
- S'abstenir d'utiliser le CO₂ comme agent d'extinction dans les salles où se trouve le personnel conformément aux exigences d'extinction rapide et efficace.

PSA : Règlement sur les activités (29a)

Il faut s'assurer de pouvoir facilement manipuler et retirer des lieux les explosifs potentiellement dangereux en cas de danger ou d'accident. L'entreposage, la manipulation et l'utilisation d'explosifs se font de manière à prévenir l'allumage accidentel d'explosifs.

Directives

- Aménager les espaces de stockage des explosifs selon les règles sur les matières et l'article 5.4.7 de la norme NORSOK S-001.
- Concevoir le système de décharge de gaz selon l'article 6 et l'annexe B.2 de la norme NS-EN ISO 13702, la norme ISO 23251, les articles 11 et 16 de la norme NORSOK S-001.
- Privilégier la dépressurisation rapide à la protection passive contre les incendies.

- Protéger l'environnement extérieur contre le brûlage de gaz inflammables, toxiques ou corrosifs.
- S'assurer que le système de décharge de gaz peut être activé automatiquement par le système d'arrêt d'urgence et manuellement.
- Interrompre la production pour prévenir le débordement des séparateurs de liquide lorsque leur niveau est élevé.
- Dans le cas d'une plateforme sans quartiers d'habitation, installer ceux-ci à une distance sécuritaire de la plateforme pour que le personnel et les fonctions des quartiers d'habitation soient à l'abri en cas d'incendie sur la plateforme.

4.5 Normes de surveillance et contrôle

4.5.1 SURVEILLANCE ET CONTRÔLE

API

- API RP 13B-1 : Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids
- API RP 13B-2 : Recommended Practice for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids
- API RP 14F : Design, Installation, and Maintenance of Electrical Systems for Fixed and Floating Offshore Petroleum Facilities for Unclassified and Class I, Division 1, and Division 2 Locations, 5^e édition, juillet 2008
- API RP 14J : Recommended Practice for Design and Hazards Analysis for Offshore Production Facilities, 2^e édition, mai 2001
- API RP 131 : Recommended Practice for Laboratory Testing Drilling Fluids
- API RP 54 : Recommended Practice for Occupational Safety for Oil and Gas Well Drilling and Servicing Operations, 3^e édition, août 1999
- API RP 75 : Recommended Practice for Development of a Safety and Environmental Management Program for Offshore Operations and Facilities, 3^e édition, mai 2004
- API Spec 16A/ISO 13533:2001 : Specification for Drill-Through Equipment, 3^e édition, juin 2004

ISO

- 2000 ISO 10414-1 : Industries du pétrole et du gaz naturel – Essais in situ des fluides de forage – Partie 1 : Fluides aqueux
- 2000 ISO 10414-2 : Industries du pétrole et du gaz naturel – Essais in situ des fluides de forage – Partie 2 : Fluides à base d'huiles
- 2000 ISO 10416 : Industries du pétrole et du gaz naturel – Fluides de forage – Essais en laboratoire

- 2003 ISO 10418 : Industries du pétrole et du gaz naturel – Plates-formes de production en mer – Analyse, conception, installation et essais des systèmes essentiels de sécurité de surface
- 1999 ISO 13702 : Industries du pétrole et du gaz naturel – Contrôle et atténuation des feux et des explosions dans les installations en mer – Exigences et lignes directrices
- ISO 11064 : Conception ergonomique des centres de commande

NORSOK

- NS-EN ISO 9000, norme à consulter pour la formulation de procédures et des fonctions connexes.
- NS-EN ISO 20815:2008, norme à consulter pour préparer les programmes d'entretien.
- IEC 61508-1 (art. 7.7), IEC 61508-2 (art. 7.6), directive 070 des Directives de l'Association des producteurs norvégiens de gaz et de pétrole (art. 10 et 11), à consulter pour les systèmes électriques, électroniques et programmables ainsi que pour la stratégie de préparation aux situations d'urgence.
- NORSOK D-001
- NORSOK N-005, à consulter pour la surveillance de l'état de la structure et la surveillance technique des conditions de l'environnement de travail, de santé et de sécurité.
- NORSOK Z-006, à consulter pour la description des mesures de préservation.
- NORSOK Z-008, à consulter pour sélectionner les travaux d'entretien et déterminer leur fréquence.
 - Disposer de programmes d'entretien dès le démarrage.
 - Mener des essais et vérifier l'intégrité :
 - des systèmes de sécurité selon l'annexe C5 de la norme ISO 13702, la norme IEC 61508 et la directive 070 des Directives de l'Association des producteurs norvégiens de gaz et de pétrole;
 - des systèmes d'arrêt d'urgence selon la norme IEC 61508 et la directive 070 des Directives de l'Association des producteurs norvégiens de gaz et de pétrole;
 - des pièces de système de sécurité. Celles qui ne sont pas couvertes par la norme doivent faire l'objet d'un test complet au moins une fois par année.

- NORSOK R-003, annexes G et H, à consulter pour procéder à l'entretien de l'équipement de levage.
- DNV RP F-101, à consulter pour détecter tout mode de défaillance résultant du mécanisme de défaillance de corrosion.
- DNV RP G-101, à consulter pour procéder à l'entretien des installations électriques et de l'équipement connexe.
- DNV RP G-101, à consulter pour monter les programmes d'inspection des usines de transformation et des systèmes auxiliaires.
- NORSOK D-010, articles 4.2.3 et 4.2.4 et tableau 15.9, ISO 10417 et ISO 10423, article 9, à consulter pour procéder à l'entretien de l'équipement de contrôle et d'intervention de puits, des vannes de sécurité de fond et des arbres de Noël.
- NORSOK D-010, articles 4.7, 5.7.3 et 5.7.4, à consulter pour des recommandations sur la surveillance, l'enregistrement et le traitement des données pour assurer la surveillance et le contrôle du puits.
- NORSOK D-010 : Well Integrity in Drilling and Well Operations [Intégrité du puits pendant le forage et l'exploitation], document de référence exhaustif, à consulter pour tout ce qui touche la surveillance du puits, plus particulièrement les parties suivantes :
 - Article 15.2, tableau 2 – Tubage, F. Surveillance, points 1 et 2 : Surveiller en permanence l'espace annulaire entre le tube et le tubage (A-annulus) pour détecter les anomalies de pression; surveiller à intervalles réguliers les autres espaces annulaires. Faire la diagraphie des colonnes de tubage pour confirmer l'usure excessive possible révélée par les simulations.
 - Article 15.2, tableau 2 – Tubage, G. Modes de défaillance : Surveiller en permanence l'espace annulaire à l'extérieur du tubage en place selon les niveaux d'alarme prédéterminés.
 - Article 15.3, tableau 3 – Rame de forage, F. Surveillance : Surveiller en permanence la pression de la pompe de la rame de forage, en plus de mener des inspections à intervalles réguliers, notamment des inspections visuelles, et d'exécuter les tâches d'entretien conformément aux procédures documentées.
 - Article 15.5, tableau 5 – Tête de puits, C. Sélection de la conception et de la construction : Concevoir et construire la tête de puits de manière à permettre la surveillance de la pression annulaire.
 - Article 15.5, tableau 5 – Tête de puits, F. Surveillance et G. Modes de défaillance : Inspecter à intervalles réguliers les vannes annulaires et les joints accessibles pour détecter les fuites et en

vérifier le bon fonctionnement; dans le cas de joints accessibles, mener cette inspection durant la première année et tous les deux ans par la suite. Surveiller les mouvements de la tête de puits et les comparer aux normes acceptées pendant le reconditionnement, le démarrage et la fermeture. Inspecter visuellement ou à l'aide d'un VTG l'intégrité générale du puits pour détecter les fuites ou la détérioration au moins une fois par année ou suivant les indications de l'évaluation des risques. Surveiller en permanence l'espace annulaire à l'extérieur du tubage en place selon les niveaux d'alarme prédéterminés.

- Article 15.7, tableau 7 – Garniture étanche, F. Surveillance : Surveiller l'étanchéité en surveillant la pression de l'espace annulaire entre le tube et le tubage (A-annulus).
- Article 15.8, tableau 8 – Vanne de sécurité de fond à commande en surface, F. Surveillance : Inspecter la vanne de sécurité de fond pour détecter les fuites à intervalles réguliers, selon les procédures indiquées (une fois par mois pendant un trimestre, une fois par trimestre ou une fois par semestre). Les tests de fuite d'une durée de 30 minutes reposent sur le volume et la compressibilité. Consulter les normes API RP 14B et ISO 10417. Les tests directs sont privilégiés, mais les tests indirects sont acceptés. Mesurer d'abord la fonctionnalité d'arrêt d'urgence (au moins une fois par an) ainsi que sa mise à exécution dans un délai acceptable après le déclenchement de l'alarme. Les mêmes critères s'appliquent à la vanne de sécurité de l'espace annulaire (art. 15.9, tableau 9, F. Surveillance).
- Article 15.10, tableau 10 – Dispositif de suspension du tubage, F. Surveillance : Surveiller les garnitures d'étanchéité du dispositif de suspension du tubage en surveillant la pression de l'espace annulaire entre le tube et le tubage (A-annulus) au moment de l'installation, puis un an plus tard et aux deux ans par la suite.
- Article 15.11, tableau 11 – Bouchon de suspension de tubage, F. Surveillance : Surveiller à intervalles réguliers le bouchon du dispositif de suspension du tubage en surveillant la pression.
- Article 15.12, tableau 12 – Vanne d'accès de l'espace annulaire de la tête de puits, F. Surveillance : Ouvrir la vanne d'accès de l'espace annulaire de la tête de puits pour surveiller en permanence la pression et l'étanchéité. Les tests de fuite d'une durée de 10 minutes reposent sur le volume et la compressibilité. Les vannes

manuelles exposées aux fluides d'injection ou de production font l'objet de tests semestriels, tandis que les vannes passives des annulaires sont testées annuellement. Les vannes d'injection sont testées mensuellement pendant trois mois, puis trimestriellement pour trois trimestres consécutifs et semestriellement par la suite. Les tests directs sont privilégiés, mais les tests indirects sont acceptés. Mesurer d'abord la fonctionnalité d'arrêt d'urgence (au moins une fois par an) ainsi que sa mise à exécution dans un délai acceptable après le déclenchement de l'alarme.

- Article 15.13, tableau 13 – Tubage concentrique, F. Surveillance : Surveiller en permanence le tubage concentrique en surveillant la pression de la tête de puits conformément à la norme NORSOK D-002, en plus de mener des inspections, notamment des inspections visuelles et la surveillance pendant les activités, et d'exécuter les tâches d'entretien à intervalles réguliers conformément aux procédures documentées, sans oublier de consigner les signes d'usure et la durée de vie résiduelle.
- Article 15.14, tableau 14 – BOP du tubage concentrique, F. Surveillance : Le BOP, le manchon de sécurité (art. 15.16, tableau 16, F. Surveillance) et les garnitures d'étanchéité du tubage concentrique (art. 15.17, tableau 17, F. Surveillance) font l'objet d'inspections visuelles bimensuelles (chaque quinzaine) pour détecter les fuites et en vérifier le bon fonctionnement.
- Le BOP (art. 15.19, tableau 19, F. Surveillance), le manchon de sécurité (art. 15.21, tableau 21, F. Surveillance), le clapet antiretour (art. 15.18, tableau 18, F. Surveillance) et la garniture d'étanchéité du dispositif de curage sous pression (art. 15.20, tableau 20, F. Surveillance) font l'objet d'inspections visuelles périodiques pour détecter les fuites, au moins deux fois par mois (chaque quinzaine) pour le BOP et le manchon de sécurité.
- Article 15.22, tableau 22 – Tubage cimenté, F. Surveillance : Surveiller à intervalles réguliers le tubage cimenté, s'il est accessible, et le tubage de surface raccordé à l'ouverture de l'annulaire.
- Article 15.23, tableau 23 – Dispositif d'isolement de l'arbre de production, E. Utilisation et F. Surveillance : Surveiller le manchon protecteur du joint d'étanchéité de l'arbre de Noël durant l'exploitation. Surveiller en permanence la pression entre l'arbre et

son dispositif d'isolement pour détecter la montée de pression, un signe de fuites.

4.5.2 INCENDIE ET EXPLOSION

API

- API RP 2FB: Recommended Practice for Design of Offshore Facilities Against Fire and Blast Loading, 1^{re} édition, avril 2006
- API 14G: Recommended Practice for Fire Prevention and Control on Fixed Open-type Offshore Production Platforms, 4^e édition, avril 2007
- API: Flash Fire Risk Assessment for the Upstream Oil and Gas Industry, 1^{re} édition, avril 2014
- API RP 49: Recommended Practice for Drilling and Well Servicing Operations Involving Hydrogen Sulfide, 3^e édition, mai 2001
- API : Flash Fire Risk Assessment for the Upstream Oil and Gas Industry, 1^{re} édition, avril 2014
- API RP 67: Recommended Practice for Oilfield Explosives Safety, 2^e édition, mai 2007

Les essais de réaction au feu des éléments sous pression (tubages, vannes, etc.) sont décrits dans les rapports techniques et les documents de spécification suivants :

- API TR 6F1: Technical Report on Performance of API and ANSI End Connections in a Fire Test According to API Specification 6FA, 3^e édition, avril 1999
- API TR 6F2: Technical Report on Fire Resistance Improvements for API Flanges, 3^e édition, avril 1999
- API Spec 6FA: Specification for Fire Test for Valves, 3^e édition, errata, décembre 2008
- API Spec 6FB: Specification for Fire Test for End Connections, 3^e édition, errata, décembre 2008
- API Spec 6FD: Specification for Fire Test for Check Valves, 1^{re} édition, février 1995

Il faut mettre en place des mesures de maîtrise des incendies, notamment : des systèmes de distribution d'eau en cas d'incendie (pompes, tuyaux, robinet d'incendie armé, lances d'incendie, gicleurs et écrans de surveillance), des systèmes d'extinction à mousse à haut foisonnement, des systèmes d'extinction à pulvérisation de produits chimiques, des systèmes d'extinction à pulvérisation de gaz, des systèmes d'extinction à pulvérisation d'eau, des systèmes de commande des systèmes d'extinction, des dispositifs de dépressurisation d'urgence et des extincteurs portatifs.

En outre, s'assurer que le personnel est dûment formé en prévention et en lutte des incendies.

Les systèmes d'alarme en place avertissent le personnel aussitôt qu'un risque d'incendie est détecté.

NORSOK

-
- ISO 13702 (art. 7) et NORSOK S-001 (art. 14), à consulter pour connaître les exigences relatives au contrôle des sources d'inflammation.
- EN 1127-1, à consulter avant de procéder au repérage des sources d'inflammation.
- ISO 834, ISO 3008, ISO 3009 et NT Fire 021, à consulter pour les essais de résistance aux incendies des structures.
- NORSOK Standard S-001 (art. 19), à consulter pour connaître les exigences relatives à la protection de la capacité porteuse, de l'intégrité et des propriétés isolantes.
- Vérifier que la protection passive contre les incendies des contenants ou sections de tuyaux remplis de gaz ou de liquide assure une résistance adéquate afin d'éviter qu'ils ne se rompent avant d'avoir été dépressurisés.
- Le principal coupe-feu d'une enceinte fermée offre une résistance à une charge explosive d'au moins 70 kPa pendant 0,2 seconde.
- Les coupe-feux recouverts d'un matériau ignifuge qui ne remplissent pas les exigences d'ininflammabilité peuvent être utilisés si une étude globale en démontre la pertinence sur le plan de la sécurité.
- Le système de détection d'incendie et de gaz et le système d'arrêt d'urgence sont indépendants. Ils peuvent être interreliés à d'autres systèmes seulement à condition qu'ils ne soient pas touchés en cas de défaillance, d'erreur ou d'incident des autres systèmes.
- La détection de gaz déclenche les alarmes lumineuses visibles à une distance sécuritaire de l'installation.
- Une installation qui n'est pas habitée en permanence doit également être dotée d'une fonction de détection de gaz dans les environs.

4.6 Recommandation sur la surveillance et contrôle

La surveillance et le contrôle de chaque procédure, activité et équipement servent à prévenir, à atténuer, à corriger et à entreprendre les mesures d'urgence lorsque la sécurité ou l'environnement sont menacés. Il n'est pas recommandé d'accomplir ses fonctions hors site. En effet, elles fournissent des renseignements de meilleure qualité lorsqu'elles s'appliquent directement aux activités et à l'équipement connexe.

Il est impératif de mener une analyse des risques et de l'exploitabilité. Le plan d'intervention d'urgence doit tenir compte des leçons tirées des incidents et des quasi-incidents précédents. L'installation est conçue de manière à assurer la rétention des hydrocarbures, à prévenir leur inflammation en cas de fuite et à combattre les flammes en cas d'inflammation. Il faut surveiller les risques qui menacent la santé et l'environnement et mettre en place des mesures préventives et correctives et un plan d'intervention d'urgence. Il est recommandé de doter les systèmes essentiels à la sécurité et à la protection de l'environnement de boucles de redondance pour que les mesures préventives et correctives soient déclenchées malgré la défaillance de l'un d'eux.

La surveillance et le contrôle, les mesures préventives et correctives, la préparation à maîtriser les pires incendies ou explosions reposent sur des systèmes automatisés, à la fois indépendants et redondants, qui sont compatibles (conception et installation) et fiables (essais et entretien). La surveillance et le contrôle s'accomplissent au moyen de systèmes physiques (décrits) et de systèmes de gestion, y compris les procédures et le personnel. Il existe de nombreuses directives, normes, spécifications et recommandations sur la surveillance, le contrôle, la prévention et les mesures correctives en cas d'incendie et d'explosions.

5. GESTION DES FLUIDES ET DES SOLIDES

La présente section porte sur les règles et les pratiques exemplaires en matière de gestion des solides et des fluides dans le cadre d'activités de forage et de développement de puits par fracturation.

Le fluide ou la boue de forage sert autant pour les puits à terre qu'en mer. L'utilisation en mer a toutefois des répercussions. Le type de boue de forage utilisé influence les options et les coûts d'élimination. Les fluides jouent des rôles aussi importants que variés dans les activités de forage : ils nettoient le puits en remontant les déblais de forage vers la surface, équilibrent les pressions de formation dans le trou de forage pour contrôler le puits, supportent les murs du trou de forage jusqu'à ce qu'il soit tubé, cimenté ou complété, préviennent la détérioration de la formation, refroidissent et lubrifient le train de tiges et le trépan, transmettent la puissance hydraulique au trépan et recueillent de l'information sur la formation productrice par l'analyse des déblais, des données de diagraphie en cours de forage et des diagraphies par câble (West et coll., 2007).

Les fluides de forage peuvent être à base d'eau (FBE), à base d'huile (FBH), à base de produit synthétique (FBPS) ou à base d'huile minérale améliorée (FBHMA). Le FBH est le moins indiqué, car on ne peut généralement pas l'évacuer dans le milieu marin. Il est toutefois habituellement possible de rejeter les FBE sans traitement. Beaucoup de gouvernements imposent des limites de concentration de déblais dans les FBPS et les FBHMA. Le circuit de fluide de forage des installations en mer comprend un espace de stockage et de préparation des fluides selon l'utilisation prévue.

Les hydrocarbures résiduels des essais de puits et, dans certains cas, des activités de forage, sont traités sur place jusqu'à une concentration acceptable en vertu de la réglementation avant leur rejet dans le milieu marin. L'exploitant minimise la quantité d'hydrocarbures résiduels auxquelles le milieu marin sera exposé.

La présente section traite également de la gestion des fluides et des solides de stimulation, soit, en l'occurrence, des fluides qui servent au cours du processus de fracturation hydraulique.

Ce processus nécessite le pompage à haute pression d'un mélange d'eau et de petites quantités d'additifs dans la formation d'hydrocarbures. Les activités de fracturation hydraulique s'accompagnent de l'installation et de l'utilisation temporaire d'équipement de stockage de l'eau de surface et de produits chimiques, de mélangeurs, de pompes et d'autre équipement au site du puits. Les additifs se présentent normalement sous forme concentrée (solide ou liquide), dans des sacs scellés, des réservoirs ou d'autres contenants. L'eau est amenée par camions-citernes ou conduites spéciales (American Petroleum Institute, API, 2010).

Les exigences réglementaires régissent habituellement la réutilisation, l'élimination et le stockage des sous-produits de ces processus. La capacité de l'installation en mer peut également déterminer si les fluides seront recyclés, stockés ou éliminés. Il importe surtout de prédéterminer les exigences en matière d'eau à l'installation visée.

5.1 Règles et directives sur le traitement des hydrocarbures

Les activités de forage et d'essais de puits peuvent produire de faibles volumes d'hydrocarbures. La norme norvégienne et les lignes directrices de l'Arctique canadien autorisent le brûlage à la torche des gaz s'il est acceptable du point de vue de l'environnement. Les hydrocarbures liquides sont acheminés au séparateur conformément à la norme norvégienne. Les directives environnementales de l'American Petroleum Institute (API) décrivent les méthodes de séparation autorisées pour le traitement des hydrocarbures, notamment au moyen de bassins d'écumage, de réservoirs de décantation, de DPO et par flottation à l'air dissous pour les petites quantités de pétrole insoluble. Le pétrole récupéré est retourné au système de traitement ou recyclé hors site. Les lignes directrices de Terre-Neuve-et-Labrador exigent que le plan de protection de l'environnement indique tout rejet planifié d'hydrocarbures dans l'environnement. Le brûlage à la torche des gaz d'hydrocarbures n'est autorisé, dans les limites mensuelles acceptables, qu'après examen d'autres méthodes de traitement. L'exploitant doit gérer tout rejet d'hydrocarbures dans l'eau conformément à son plan d'intervention.

5.1.1 ARCTIQUE

DORS/2009-315 (22)

L'exploitant veille à ce que le carburant, l'eau potable, les produits de confinement des rejets, les substances chimiques liées à la sécurité, les fluides de forage, le ciment et les autres produits consommables soient disponibles et entreposés à l'installation en quantité suffisante pour répondre aux besoins dans des conditions normales et dans toute situation d'urgence normalement prévisible.

DORS/2009-315 (23)

L'exploitant veille à ce que les substances chimiques, y compris les fluides de traitement et le diesel, les déchets, le fluide et les déblais de forage produits à l'installation soient manipulés de manière à ne pas poser de risque pour la sécurité ou l'environnement.

DORS/2009-315 (67 et 68)

Il est interdit à l'exploitant de brûler du gaz à la torche ou de le rejeter dans l'atmosphère ou de brûler du pétrole sans approbation, sauf dans le cadre d'essais d'écoulement ou pour remédier à une situation d'urgence, auquel cas l'organisme de réglementation en est avisé dans le rapport journalier de forage avec indication des quantités brûlées ou rejetées.

DORS/2009-315 (67)

Il est interdit à l'exploitant de brûler du gaz à la torche ou de le rejeter dans l'atmosphère, sauf si le brûlage ou le rejet est par ailleurs permis aux termes de l'approbation accordée au titre du paragraphe 52(4) ou dans l'autorisation.

Directives

- Employer les techniques suivantes de gestion préventive des déchets :
 - La récupération et le recyclage par conversion des déchets en matières utilisables ou extraction d'énergie ou de matières des déchets, comme la récupération des hydrocarbures des résidus de stockage et des autres boues d'hydrocarbures, le brûlage de pétrole pour produire de l'énergie et l'utilisation de l'eau produite pour augmenter la récupération;
 - La réduction des déchets à la source par la modification des processus, l'élimination des matières, la substitution de matériaux, le contrôle et la gestion des stocks, une tenue améliorée des lieux et la récupération de l'eau.
- Réduire la toxicité des effluents en sélectionnant soigneusement les fluides de forage et les produits chimiques utilisés dans l'équipement de séparation et les systèmes de traitement des eaux usées.
- L'eau contenant du pétrole qui n'a pas brûlé lors du brûlage à la torche pendant l'essai de puits peut être déversée après traitement, si sa qualité s'apparente à celle de l'eau produite ou de l'eau de drainage.
- Le permis de brûlage à la torche des gaz est délivré après une analyse minutieuse des considérations et des évaluations environnementales portant sur la technologie, l'économie, les ressources, la sécurité, l'infrastructure et la jurisprudence. Par conséquent, il faut employer une combinaison de technologies propre au site et tenant compte des caractéristiques de l'eau produite comme la taille des gouttelettes, la stabilité de l'émulsion, le ratio gouttelettes-hydrocarbures dissous et la présence d'autres substances comme des inhibiteurs de corrosion, des solides et des substances présentes à l'état naturel.

5.1.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (22)

L'exploitant veille à ce que le carburant, l'eau potable, les produits de confinement des rejets, les substances chimiques liées à la sécurité, les fluides de forage, le ciment et les autres produits consommables soient facilement accessibles et entreposés à l'installation en quantité suffisante pour répondre aux besoins dans des conditions normales et dans toute situation d'urgence normalement prévisible.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (22) : Calculer les quantités suffisantes de produits consommables en tenant compte de l'emplacement, de l'éloignement et de la capacité de réapprovisionnement en consommation maximale. Respecter les normes de l'industrie et du SIMDUT canadien, de transport de marchandises dangereuses et du Code maritime international des marchandises dangereuses pour le stockage. Le carburant s'entend du carburant d'hélicoptère et de véhicule de transport ou de tout autre type (production d'électricité) pour les activités normales et toute situation d'urgence normalement prévisible. L'eau potable respecte les normes des *Recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada* (Santé Canada, 2014).

DORS/2009-316 (23)

L'exploitant veille à ce que les substances chimiques, y compris les fluides de traitement et le diesel, les déchets, le fluide et les déblais de forage produits à l'installation, soient manipulés de manière à ne pas poser de risque pour la sécurité ou l'environnement.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (23) : fait référence au Règlement sur la santé et la sécurité au travail, au règlement du SIMDUT, aux directives du plan de protection de l'environnement, aux Lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtière et aux Lignes directrices sur la sélection des produits chimiques pour les activités de forage et de production sur les terres domaniales extracôtières.

DORS/2009-316 (67et 68)

Il est interdit à l'exploitant de brûler du gaz à la torche ou de le rejeter dans l'atmosphère ou de brûler du pétrole sans approbation, sauf dans le cadre d'essais d'écoulement ou pour remédier à une situation d'urgence, auquel cas l'organisme de réglementation en est avisé dans le rapport journalier de forage avec indication des quantités brûlées ou rejetées.

DORS/2009-316 (67)

Il est interdit à l'exploitant de brûler du gaz à la torche ou de le rejeter dans l'atmosphère, sauf si le brûlage ou le rejet est par ailleurs permis aux termes de l'approbation accordée au titre du paragraphe 52(4) ou dans l'autorisation.

DORS/2015-1

La manipulation des substances dangereuses est également assujettie aux articles 116 à 158 de la partie 10 du Règlement transitoire sur la santé et la sécurité au travail concernant les ouvrages en mer dans la zone extracôtière Canada – Terre-Neuve-et-Labrador.

5.1.3 NORVÈGE

PSA – Règlement sur les activités (60)¹⁰

L'eau huileuse est épurée avant son rejet à la mer. Le poste de traitement est exploité de manière à obtenir l'effet optimal pour l'environnement, même si cet effet dépasse les exigences réglementaires. La teneur en huile (moyenne mensuelle pondérée) ne dépasse pas 30 mg/l d'eau (Chapitre II du *Règlement cadre* et articles 7 et 8 du *Règlement de gestion*). L'exploitant obtient l'autorisation conformément au chapitre 3 de la *Loi sur la lutte contre la pollution* (en norvégien seulement) avant toute injection d'eau huileuse.

Directives

- Épurer l'eau huileuse avant son rejet, sauf si la teneur en huile est faible et que l'exutoire ne permet pas l'épuration.
- Réduire le volume total d'eau rejetée (même si sa teneur respecte les limites) par des méthodes comme la fermeture des eaux, la séparation en puits et l'injection.
- Il n'est généralement pas nécessaire d'épurer l'eau huileuse qui sera injectée.

PSA – Règlement sur les activités (69)

Dans les installations sans poste de traitement (p. ex. les installations de nettoyage de forages d'exploration), on procède à des évaluations exhaustives pour trouver la solution la plus écologique.

Directives

- Commencer le brûlage à la torche de jour.

¹⁰ *The Activities Regulations*, document traduit du norvégien.

5.2 Règles et directives sur les fluides de forage

Comme les boues de forage servent notamment à contrôler le puits en équilibrant les pressions de formation dans le trou de forage, les autorités de l'Arctique et de Terre-Neuve-et-Labrador exigent que l'exploitant en conserve suffisamment pour prévenir toute perte de contrôle du puits. Leurs lignes directrices prescrivent la tenue d'un bilan matières de sorte que l'exploitant connaisse en tout temps la quantité de boues de forage rejetée, conservée, perdue et laissée dans le puits. Il faut mettre en place des indicateurs qui permettent au personnel de surveiller les fluides de forage et les avisent de tout risque associé. Les lignes directrices de Terre-Neuve-et-Labrador et de l'Arctique canadien imposent la présence d'un système de contrôle des déchets solides de forage pour faciliter leur élimination et les minimiser. Les lignes directrices de Terre-Neuve-et-Labrador précisent les cas où une barrière supplémentaire s'avère nécessaire : en cas de désaccouplement imprévu, on ferme le bloc obturateur de puits (BOP) au moyen de deux mâchoires à fermeture totale après l'installation du tubage de surface, s'il est impossible de surveiller le niveau et la densité des fluides de forage. Dans les forages sans colonne montante, les fluides sont rejetés au fond marin et doivent être surveillés à l'aide d'un véhicule téléguidé (VTG). À Terre-Neuve-et-Labrador, si l'équipement de contrôle des solides se trouve dans un espace clos, il faut installer à proximité des tamis vibrants pour éliminer les gaz entraînés des retours de fluides de forage un dégazeur doté de conduites de mise à l'air libre afin de rejeter les gaz à un endroit sécuritaire. Par ailleurs, puisque les boues de forage recueillent des renseignements sur la formation productrice, un appareil de diagraphie est installé à l'écart du poste du foreur.

Semblables à celles de Terre-Neuve-et-Labrador, les lignes directrices norvégiennes précisent que le système est capable de transférer, de mélanger et de stocker efficacement les fluides de forage. Elles indiquent que la capacité totale de boues, y compris le volume de stockage et les matières en vrac à mélanger pour atteindre la densité requise, suffit en général à remplacer 100 % du volume de tout trou, y compris la colonne montante, le cas échéant. Tous les réservoirs sont équipés d'agitateurs dont la vitesse de rotation est suffisamment élevée pour prévenir la sédimentation de la boue. La boue de tous les réservoirs peut être transférée au navire de ravitaillement. Les mélangeurs à boue sont disposés de manière à prévenir tout débordement à la suite d'un arrêt accidentel des pompes. On installe un appareil de densimétrie en amont des mélangeurs.

5.2.1 ARCTIQUE

[DORS/2009-315 \(28\) : Circuit de fluide de forage](#)

Le circuit du fluide de forage et l'équipement de surveillance connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la

pression de formation. Les indicateurs et les dispositifs d'alarme sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

- Les systèmes de fluides préviennent la perte de contrôle du puits et fournissent une barrière efficace contre la pression de formation. Ils permettent de bien évaluer le puits tout en assurant un forage sécuritaire sans polluer l'environnement.
- La sécurité, l'essai, la surveillance, le contrôle de la qualité, la manutention et le stockage des fluides sont conformes aux pratiques exemplaires de l'industrie.
- Le débit, le volume, la densité et les autres propriétés sont mesurés à l'aide des outils appropriés.
- Le circuit de fluide de forage et les quantités de fluide sont fonction des conditions de forage connues ou anticipées, de la capacité de stockage de l'appareil de forage, des conditions météorologiques et du temps estimé de distribution pour assurer une redondance en cas de perte de circulation ou de contrôle du puits.
- Préparer un programme de boue visant à maintenir le contrôle du puits en tout temps.
- Régulariser la température de la boue pour minimiser la perte de chaleur des zones de pergélisol afin d'en limiter le dégel, qui peut causer de graves problèmes pendant le forage.
- Installer une colonne de tubage et couler suffisamment de ciment de qualité pour prévenir le rejet de fluides de toute strate vers la colonne d'eau ou une autre strate.
- Porter une attention particulière au ciment traversant les zones de pergélisol.
- Prévoir l'espace nécessaire pour mélanger et préparer de la boue supplémentaire en cas de perte imprévue de fluides ou si des quantités supérieures s'avèrent nécessaires.
- Calculer le stock minimal de fluides de forage et de matériel nécessaire au contrôle du puits conformément aux pratiques exemplaires de l'industrie.
- Mettre en place un système de contrôle et de surveillance des solides afin d'enlever efficacement les déblais de forage et de les minimiser.
- Installer des indicateurs et des alarmes pour avertir le personnel des dangers, des effets sur l'intégrité du puits, de la perte de contrôle du puits ou du rejet de fluides de forage à la mer ou dans la formation.
- Inclure au PPE requis la description de la manutention des déchets (notamment le fluide de forage).
- Compléter le puits de manière à contrôler la production de sable pour éviter tout risque pour la sécurité ainsi que le gaspillage.
- Les fluides de forage sont :

- rapidement et facilement utilisables et stockés sur le site en quantités suffisantes pour toute condition normale et urgence raisonnablement prévisible;
- stockés et manipulés de manière à minimiser leur détérioration, à assurer la sécurité et à prévenir la pollution.

5.2.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-315 (28) : Circuit de fluide de forage

Le circuit du fluide de forage et l'équipement de surveillance connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation. Les indicateurs et les dispositifs d'alarme sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (28.1.1) : Tenir un bilan matière pour suivre les volumes d'huile de base et de boue rejetés, conservés, perdus et laissés dans le puits.
- OCTNLHE, 2011 (28.2) : Remplir le puits d'une colonne de fluide de forage de densité suffisante pour dépasser en tout temps la pression de formation.
- OCTNLHE, 2011 (28.4) : Pour les engins de forage flottants, la densité du fluide de forage comprend une marge de sécurité du tube goulotte de sorte que le fluide de forage procure une surpression lorsque le tube prolongateur est séparé.
- OCTNLHE, 2011 (28.7) : Conserver sur place une quantité suffisante de boues de forage (suffisamment denses) pour satisfaire tous les besoins actifs et de réserve prévisibles ainsi que des additifs pour fluide de forage, notamment pour tuer un puits en forage sans tube goulotte, remonter ou descendre la rame de forage ou mettre un puits à l'essai.
- OCTNLHE, 2011 (28.5/6) : Pendant la remontée ou la descente de la rame de forage, porter une attention particulière au circuit de fluide de forage pour détecter rapidement tout gain ou perte de manière à ce que le fluide constitue en tout temps une barrière efficace contre le flux.
- Les directives relatives aux exigences fonctionnelles des fluides de forage (régulation des fluides) se trouvent dans la partie sur le contrôle du puits.
- OCTNLHE, 2011 (28.10) : Circuit de fluide de forage : Installer des appareils capables de transférer efficacement et en toute sécurité les matériaux en vrac et les additifs, afin d'ajuster de manière contrôlée les propriétés du fluide pendant la circulation du puits.
- Le séparateur gaz-boue comprend un dégazeur atmosphérique pour retirer le gaz entraîné du fluide de forage après la sortie du collecteur de duses, conformément aux pratiques recommandées d'ENFORM, vol. 1 (section 1.7)

et un appareil de dégazage sous vide répondant à la même spécification si l'appareil de contrôle des solides se trouve dans un espace clos.

- Les conduites de mise à l'air libre du dégazeur évacuent les gaz séparés du fluide de forage vers un endroit sécuritaire.
- L'équipement de contrôle des solides (tamis vibrants, centrifugeuses ou autres) élimine les solides et alourdissants indésirables du circuit de fluide de forage.
- Installer un appareil de diagraphie de boue loin du poste du foreur.

5.2.3 NORVÈGE

PSA : Règlement sur les installations (13)¹¹

Manipuler autant que possible les matières au moyen de systèmes mécaniques et d'appareils techniques.

PSA : Règlement sur les installations (15)

L'exploitant choisit, conçoit et dispose les installations de stockage, d'utilisation, de récupération et de destruction des produits chimiques et des solutions de qualité technique en tenant compte de la santé et sécurité du personnel, de la corrosion et d'autres formes de décomposition des matériaux et des risques d'incendie, d'explosion et de pollution.

Directives

Appliquer les chapitres 4.4.6 et 5.4 et les annexes C2 et G1.2 de la norme NORSOK S-002 pour prévenir tout effet dommageable des solutions de qualité technique et des produits chimiques sur les personnes et l'environnement.

Appliquer le chapitre 15 de la norme NORSOK P-100 pour la conception et la disposition des installations de stockage.

PSA : Règlement sur les installations (51)

Le circuit de fluide de forage est capable de préparer un volume suffisant de fluide de forage doté des propriétés requises pour que le fluide remplisse ses fonctions de forage et de barrière.

La section haute pression du circuit de fluide de forage et de l'équipement connexe a la capacité et la pression de service nécessaires pour contrôler la pression du puits en tout temps.

¹¹ *The Facilities Regulations*, document traduit du norvégien.

Directives

- Le circuit de fluide de forage a la capacité de mélanger, de stocker, de pomper, de retraiter et de constituer une barrière à base de fluide, il est conçu pour éviter l'exposition dangereuse du personnel et de l'environnement et est raccordé à des systèmes de surveillance qui indiquent l'état du fluide, du système et du puits.
- Le circuit de fluide de forage fonctionne en situation normale et d'urgence.
- Du point de vue de la santé, de l'environnement de travail et de la sécurité, concevoir le circuit de fluide de forage selon les chapitres 5 et 6 de la norme NORSOK D-001 ou DNV OS-E101 chapitre 2, G 100-400 pour les installations inscrites au registre national de la marine marchande.
- Le retour du fluide de forage du puits se fait dans un circuit fermé pour éviter l'évaporation.
- Les gaz sortant de l'appareil de retraitement sont mis à l'air libre par des conduits distincts vers un endroit sécuritaire.
- Installer des capteurs aux endroits critiques des puits à haute pression et à haute température.
- Le système de surveillance du volume du fluide de forage tient compte du mouvement de l'installation. Des alarmes et des indicateurs se trouvent sur le plancher de forage.

5.3 Règles et directives sur la gestion des rejets

Les règles et les pratiques exemplaires de Terre-Neuve-et-Labrador et de l'Arctique canadien se fondent sur les exigences de l'Office national de l'énergie (ONE) et, à ce titre, leurs directives sont semblables. Ces deux autorités s'entendent sur le fait que la boue de forage à base d'huile est la moins indiquée puisqu'il est interdit de la déverser dans le milieu marin. Beaucoup de fluides à base d'eau peuvent être rejetés sans traitement. Les déblais de forage associés à la boue de forage à base de produit synthétique (BBPS) et à la boue de forage à base d'huile minérale améliorée (BBHMA) sont gérés de manière à atteindre la plus faible concentration possible. À Terre-Neuve-et-Labrador, la concentration maximale est de 6,9 % en poids de déchets solides humides s'il est impossible de les réinjecter dans le puits. Les boues de forage à base d'huile sont transbordées à terre pour traitement ou élimination. Les directives norvégiennes spécifient que la capacité de traitement des fluides de forage et des solides se fonde sur le volume maximal prévu. Si la réinjection est possible et qu'on choisit cette méthode de gestion, il faut installer un système de secours. La manipulation de ces fluides et solides doit se faire de manière à éviter les déversements et les blessures au personnel. Le plan de protection de l'environnement (PPE) de l'exploitant indique la quantité prévue de fluides de forage à éliminer, la manière d'éviter les dépassements et la manière de signaler ces derniers, le cas échéant. Les directives de

l'API recommandent des manières de réduire la quantité de déchets liquides à éliminer, notamment le recyclage, la ségrégation des flux de déchets et le mélange des boues avec du laitier pour fabriquer du ciment. Les directives recommandent également de réduire la toxicité des boues de forage pour en simplifier le traitement sur place.

5.3.1 ARCTIQUE

DORS/2009-315 (23)

L'exploitant veille à ce que les substances chimiques, y compris les fluides de traitement et le diesel, les déchets, le fluide et les déblais de forage produits à l'installation soient manipulés de manière à ne pas poser de risque pour la sécurité ou l'environnement.

Lignes directrices sur l'exploitation pétrolière et gazière dans l'Arctique¹²

- Le brûlage à la torche peut être une importante source d'émissions dans l'air. Il est possible de traiter les gaz s'il est écologiquement inacceptable de les brûler à la torche ou en cas de production de quantité importante d'hydrocarbures liquides dans le cadre d'un essai (soit au cours d'essais prolongés).
- Élaborer un plan décrivant les déchets prévus, les limites de ces déchets et l'équipement de traitement, de manutention et d'élimination des déchets selon les normes en vigueur.
- Mettre en place un système de surveillance de la conformité par rapport aux limites de déchets dans l'environnement énoncées dans le plan de protection de l'environnement (PPE).
- Mettre en œuvre des procédures pour l'observation et le signalement systématiques des irisations sur la glace à proximité de l'installation.
- Mettre en place des procédures pour signaler les dépassements des limites décrites dans le PPE.
- Élaborer le processus de gestion des déchets conformément aux lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers.
- N'envisager le déversement dans le milieu marin que si les technologies zéro rejet et la réinjection sont impossibles.
- Selon les conditions biologiques, océanographiques et de la glace marine, procéder au rejet près du fond marin ou à une profondeur suffisante pour ne pas nuire à la vie marine.

¹² Arctic Offshore Oil and Gas Guidelines, document disponible en anglais seulement.

Techniques recommandées de gestion préventive

- Envisager dès la planification et la construction de ne pas rejeter les principaux flux de déchets, en particulier les résidus de forage et l'eau produite.
- Réduire les déchets à la source par la modification des processus, l'élimination des matières, la substitution des matériaux, le contrôle et la gestion des stocks, une tenue améliorée des lieux et la récupération de l'eau.
- Réutiliser les matières ou les produits comme les contenants pour produits chimiques et les fluides de forage à base d'huile ou de produit synthétique.
- Récupérer les déchets et les recycler en les convertissant en matières utilisables ou en extrayant l'énergie ou les matières qu'ils contiennent (recyclage de la ferraille, récupération des hydrocarbures des résidus de stockage et des autres boues d'hydrocarbures, brûlage de pétrole pour produire de l'énergie et utilisation de l'eau produite pour augmenter la récupération);
- Réduire la toxicité des effluents en sélectionnant soigneusement les fluides de forage et les produits chimiques utilisés dans l'équipement de séparation et les systèmes de traitement des eaux usées.

5.3.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (23)

L'exploitant veille à ce que les substances chimiques, y compris les fluides de traitement et le diesel, les déchets, le fluide et les déblais de forage produits à l'installation soient manipulés de manière à ne pas poser de risque pour la sécurité ou l'environnement.

Directives

- Élaborer des méthodes de gestion afin de réduire la nécessité d'éliminer en vrac ces matières.
- **Boue de forage** : Les BBE qui ont été utilisées ou qui sont excédentaires peuvent être directement rejetées en mer sans traitement. Le PPE de l'exploitant devrait traiter des plans d'évacuation des BBE. Aucune BBPS ni BBHMA, ni aucune boue contenant ces composantes en tant que fluide de base, ne devraient être déversées en mer. La boue à base d'huile (BBH) est le fluide de base le moins indiqué. Il est interdit d'évacuer en mer une boue entière contenant un fluide à base d'huile.
- **Déchets solides de forage** : Les déchets solides de forage associés à l'utilisation d'une BBE peuvent être rejetés en mer sans traitement. L'exploitant devrait gérer les déchets solides de forage (résultant de l'utilisation d'une BBPS ou d'une BBHMA) qui ne peuvent être réinjectés dans le puits de façon à réduire au minimum la teneur en fluide de forage des déblais en recourant à des pratiques exemplaires éprouvées et faisables. La

cible de rendement de la teneur en boue synthétique ou en boue à base d'huile minérale améliorée dans les déblais ne devrait pas dépasser 6,9 g/100 g d'huile dans les solides humides. Les déchets solides de forage associés à l'utilisation d'une BBH ne devraient pas être rejetés en mer, ils devraient être injectés dans le fond du trou ou recueillis et transportés à terre pour être éliminés en conformité avec les normes locales.

DORS/2009-316 (28)

Le circuit du fluide de forage et l'équipement de surveillance connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation. Les indicateurs et les dispositifs d'alarme sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

DORS/2009-316 (67)

Il est interdit à l'exploitant de brûler du gaz à la torche ou de rejeter du gaz dans l'atmosphère, sauf si le brûlage ou le rejet est par ailleurs permis aux termes de l'approbation accordée pour l'essai d'écoulement (paragraphe 52[4]) ou dans l'autorisation, ou pour remédier à une situation d'urgence, auquel cas l'Office en est avisé par écrit avec indication des circonstances et des quantités brûlées ou rejetées.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (67) : La demande d'approbation des essais d'écoulement présente des options, les raisons expliquant l'impossibilité de conserver le gaz et des estimations des vitesses de circulation, des volumes et du moment du brûlage justifiant ce dernier afin d'atteindre les objectifs visés par l'essai. En présence de gaz acide, l'Office impose une période maximale. Des rapports mensuels et annuels et des évaluations périodiques font état de la conformité.

5.3.3 NORVÈGE

- L'exploitant évite autant que possible de générer des déchets.
- Il teste les propriétés écotoxicologiques des produits chimiques utilisés ou rejetés dans le milieu marin.
- Il est interdit de rejeter à la mer les déblais de forage et les autres solides dont la teneur en huile ou en fluide de base dans le fluide de forage biologique dépasse 10 g/kg de masse sèche.
- On évite autant que possible le brûlage de gaz à la torche.
- On mesure la quantité d'huile et d'autres substances dans les fluides rejetés.

PSA – Directives relatives aux Règlements sur les activités (RE : 57)¹³

Directives

- La zone entourant l'installation est régulièrement surveillée à distance afin de détecter toute pollution aiguë.
- L'équipement de mesure à distance de la pollution aiguë comprend les éléments suivants :
 - procédures de déclaration des observations faites;
 - capacité d'interpréter les données de surveillance de divers capteurs disponibles;
 - outils de prédiction du transport et de la propagation de la pollution aiguë;
 - services météorologiques nécessaires au soutien de la mesure à distance;
 - systèmes de détection et de cartographie de la pollution dans les récepteurs.

PSA – Directives relatives aux Règlements sur les activités (RE : 58)

Directives

- Effectuer un relevé biologique et une reconnaissance chimique pour faciliter l'atténuation de la pollution ou la réhabilitation après coup.

PSA – Directives relatives aux Règlements sur les activités (RE : 69)

Directives

- Commencer le brûlage à la torche de jour.

PSA – Directives relatives aux Règlements sur les activités (RE : 70)

Directives

- Pour la mesure, suivre les Directives de l'Association des producteurs norvégiens de gaz et de pétrole relatives à l'échantillonnage et à l'analyse de l'eau produite.
- Inclure au programme de mesure une description de la méthode de mesure manuelle en cas d'indisponibilité de l'analyseur automatique et de toute modification des procédures si on prévoit ou détecte un fonctionnement instable de l'installation.

¹³ *Guidelines Regarding Activities Regulations*, document traduit du norvégien.

PSA – Directives relatives aux Règlements sur les activités (RE : 72)

Directives

- Inclure au plan de gestion des déchets la réduction de leur volume, la séparation à la source, la réutilisation, le recyclage et la récupération potentielle d'énergie.

PSA – Directives relatives aux Règlements sur les activités (RE : 78)

Directives

- Améliorer les techniques de surveillance à distance en trouvant de nouveaux concepts et de nouvelles solutions, en replanifiant les activités ou en se préparant mieux aux situations d'urgence.

5.4 Règles et directives sur la gestion des liquides de stimulation

Les directives de l'API autorisent l'utilisation de l'eau de reflux pour la fracturation ultérieure et, dans certains cas, d'autres usages industriels. L'utilisation de l'eau de reflux notamment pour l'injection d'eau dépend du site et peut nécessiter un traitement préalable. Dans certains cas, il peut s'avérer plus pratique de traiter l'eau pour fracturation ultérieure plutôt que pour son rejet en surface. La décision de réutiliser l'eau de reflux repose sur le degré de traitement requis et la quantité d'eau d'appoint. L'exploitant doit posséder une connaissance approfondie de la composition de l'eau de reflux et des additifs requis pour son traitement.

Les directives de l'API recommandent de stocker l'eau usée dans des réservoirs plutôt que dans des fosses qui peuvent la laisser fuir dans l'eau souterraine si elles ne sont pas revêtues. On mélange seulement les additifs et les autres composantes du fluide de fracturation au besoin. L'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) a publié des directives sur la gestion de l'eau de fracturation bien que, comme mentionné ci-dessus, les règlements sont encore en voie d'élaboration dans la majeure partie du Canada et de la Norvège. Les fluides de fracturation, l'eau produite, l'eau de reflux et les fluides de fracturation usés sont stockés de manière à empêcher les animaux sauvages d'y avoir accès. Le stockage de ces éléments respecte les règlements en vigueur sur le territoire de l'exploitation. Avant de stocker l'eau de reflux, on en retire les gaz entraînés (ACPP, 2012).

Bien que les règlements régissant la fracturation hydraulique et la gestion ultérieure des fluides utilisés sont encore en élaboration en Norvège et au Canada, des directives environnementales sont en vigueur pour les fluides de traitement des puits en général.

À Terre-Neuve-et-Labrador, on peut les déverser vers le système de traitement de l'eau produite qui les traite comme des composantes de cette eau. Il en va de même dans l'Arctique canadien. Si cette option n'est pas faisable, ils devraient être traités de telle sorte que leur teneur en pétrole résiduaire ne dépasse pas 30 mg/l avant le déversement en mer, conformément aux directives de Terre-Neuve-et-Labrador. Les fluides de traitement de puits qui contiennent du carburant diesel ou d'autres huiles riches en aromatiques ne doivent pas être déversés. Ils sont récupérés au site et recyclés, ou transférés à terre et éliminés d'une manière appropriée. Les fluides acides récupérés après le traitement d'un puits devraient être traités au moyen d'un neutralisant jusqu'à un pH d'au moins 5,0 avant d'être évacués. L'API autorise l'injection d'eau de fracturation usée dans un puits de refoulement en vertu du programme approprié, ou son acheminement à une usine municipale de traitement des eaux usées. L'exploitant peut également construire sa propre usine de traitement si l'usine publique risque de ne pas suffire pas aux besoins futurs.

5.4.1 ARCTIQUE

Directives

- *Lignes directrices sur l'exploitation pétrolière et gazière dans l'Arctique* (6) : Dans la plupart des cas, il est possible de mélanger les fluides de traitement, de reconditionnement et de complétion à l'eau produite pour traitement et rejet dans les limites acceptable ou injection.

5.4.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

Directives

- L'exploitant veille à ce que les substances chimiques, y compris les fluides de traitement et le diesel, les déchets, le fluide et les déblais de forage produits à l'installation soient manipulés de manière à ne pas poser de risque pour la sécurité ou l'environnement.
- Les fluides de traitement des puits peuvent être récupérés et déversés dans l'eau produite et traités comme composante de cette eau.
- S'il n'est pas faisable de déverser les fluides de traitement de puits dans l'eau produite, ils devraient être traités de telle sorte que leur teneur en pétrole résiduaire ne dépasse pas 30 mg/l avant le déversement en mer.
- Les fluides de traitement de puits qui contiennent du carburant diesel ou d'autres huiles riches en aromatiques ne devraient pas être utilisés à moins d'être récupérés au site et recyclés, ou transférés à terre et éliminés d'une manière approuvée par les autorités locales de réglementation.

- Les fluides fortement acides récupérés après le traitement d'un puits devraient être traités au moyen d'un neutralisant jusqu'à un pH d'au moins 5,0 avant d'être évacués.

5.4.3 NORVÈGE

PSA : Règlement sur les installations (13)

Manipuler autant que possible les matières au moyen de systèmes mécaniques et d'appareils techniques.

PSA : Règlement sur les installations (15)

L'exploitant choisit, conçoit et dispose les installations de stockage, d'utilisation, de récupération et de destruction des produits chimiques et des solutions de qualité technique en tenant compte de la santé et sécurité du personnel, de la corrosion et d'autres formes de décomposition des matériaux et des risques d'incendie, d'explosion et de pollution.

PSA - Règlement sur les activités (67)

Concevoir les installations de sorte que les déchets sont recueillis, stockés et traités de manière prudente en ce qui a trait à la santé et à l'environnement.

5.5 Normes de gestion des fluides et des solides

5.5.1 TRAITEMENT SUR SITE DES HYDROCARBURES

API E5 Document d'orientation environnementale

- Les bassins d'écumage, les réservoirs de décantation et les déshuileurs à plaques ondulées (DPO) se servent de la gravité et du temps de séjour pour éliminer le pétrole résiduelle et les solides de l'eau produite.
- Le pétrole récupéré peut être retourné au système de traitement ou recyclé hors site.
- On a recours à la flottation à l'air dissous pour éliminer les faibles concentrations d'huile et de graisse insolubles de l'eau produite.

Norme NORSOK D-007(6)

- L'équipement de purge sert à la manutention sécuritaire de petits volumes d'hydrocarbures produit pendant l'intervention sur un puits. Il doit être capable de manutentionner les hydrocarbures correspondants et d'acheminer les fluides au ballon chasse-eau de la plateforme ou sur les infrastructures mobiles au brûlage à la torche (gaz) et au réservoir de stockage (liquides).

5.5.2 FLUIDES DE FORAGE

API E5 Document d'orientation environnementale

- Les boues de forage se composent essentiellement d'argile à base d'eau à laquelle on ajoute des additifs selon les conditions du puits.
- Les boues à base d'huile et à base d'eau salée servent au forage de puits profonds, à température élevée, à haute pression, dans les réservoirs sensibles à l'eau ou dans les puits obliques.
- On stocke dans des fosses de réserve nues ou revêtues l'alimentation en eau, les fluides de forage usés, les déblais de forage, le nettoyant d'appareil de forage et l'eau de ruissellement du site de forage.
- On utilise généralement une fosse nue pour les circuits de boue d'eau douce et une fosse revêtue pour ceux de boues à base d'eau salée ou d'huile, afin de prévenir toute contamination de l'eau souterraine (en cas de stockage à terre).

Spécifications de l'API en matière de fluides de forage

Les fluides respectent les spécifications suivantes (confirmation par essai sur le terrain et en laboratoire) :

- API Spec 13A: Specification of Drilling Fluid Materials
- 2000 ISO 13500: Petroleum and Natural Gas Industries – Drilling Fluid Materials
- API RP 13B-1: Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids
- 2000 ISO 10414-1: Petroleum and Natural Gas Industries – Field Testing of Drilling Fluids – Part 1 – Water Based Fluids
- API RP 13B-2: Recommended Practice for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids
- 2000 ISO 10414-2: Petroleum and Natural Gas Industries – Field Testing of Drilling Fluids – Part 2 – Oil Based Fluids
- API 131: Recommended Practice for Laboratory Testing Drilling Fluids
- 2000 ISO 10416: Petroleum and Natural Gas Industries –Drilling Fluids Laboratory Testing

Norme NORSOK D-001

- Concevoir le système de mélange et de stockage des boues de sorte que toutes les opérations prévues se fassent sans risque de déversement ou d'émission de poussières ou d'émanations.
- Disposer la zone de mélange et de stockage des boues, y compris la zone d'atterrissage, de manière à ce qu'elle soit sécuritaire pour la manutention à l'aide d'un chariot élévateur ou d'un autre appareil de manutention.

- Conserver une quantité totale de boue, y compris le volume et le vrac à mélanger, suffisante pour remplacer 100 % du volume de tout trou y compris de la colonne montante, le cas échéant.
- Équiper tous les réservoirs d'agitateurs dont la vitesse de rotation suffit à prévenir la décantation de la boue.
- suspendre les agitateurs au sommet du réservoir à l'extrémité libre de l'arbre.
- Concevoir tous les réservoirs de manière à éviter les « coins et recoins » où les matières solides s'accumulent.
- Couvrir complètement les réservoirs de boue, y compris le système d'extraction.
- Prévoir une valve d'équilibrage d'une capacité suffisante entre les réservoirs actifs.
- Installer à tout le moins des appareils de cisaillement dans les réservoirs actifs et de réserve.
- Installer un mélangeur à haute vitesse sur le circuit de boue actif et dans au moins un réservoir de réserve.
- Équiper de capteurs tous les réservoirs de liquides.
- Prévoir au moins deux lignes de mélange distinctes simultanées en vue de faciliter le mélange des matières sèches en vrac.
- Il faut pouvoir transférer boue de tous les réservoirs à un navire de soutien.
- Il faut pouvoir mélanger et transférer la boue à des pompes haute pression réservées à la circulation ou au bourrage du puits. Il faut aussi installer un appareil de densimétrie en amont des mélangeurs en cas d'urgence.
- Tenir compte dans la conception du fait que la plupart des mélangeurs à boues sont sensibles à la contre-pression de sortie et que le fluide de forage dépasse souvent accidentellement la limite de viscosité spécifiée.
- Installer un émotteur sur l'appareil à conteneur souple.
- Concevoir le convoyeur de distribution en fonction des poudres et des produits chimiques spécifiés.
- Prévoir remplir un des réservoirs amortisseurs (autre que celui en ciment) directement du navire de soutien.
- Il faut être en mesure d'isoler chaque réservoir et pompe du système pendant l'entretien.
- Aménager un poste de travail central pour l'utilisation à distance des systèmes de mélange de boue, de vrac et de stockage.
- Concevoir le système de traitement de la boue pour éliminer mécaniquement les solides indésirables des fluides de forage sans risque de déversement ou d'exposition à des substances dangereuses pour le personnel.
- Éliminer les déblais au moyen de tamis vibrants acceptant des grillages grossiers et à mailles fines.
- Retirer les fines au moyen d'un système centrifuge, s'il y a lieu.
- Doter le système de retour de boue, qui recueille la boue propre de tous les tamis vibrants, de suffisamment de sorties vers les réservoirs de traitement des boues.

- Retirer le gaz du fluide de forage au moyen d'un dégazeur par le vide.

5.5.3 GESTION DES REJETS DE FORAGE

API E5 Document d'orientation environnementale

- Les déblais de forage sont considérés comme des déchets exemptés en vertu de la RCRA.
- S'efforcer de réduire le volume et la toxicité des déblais de forage.
- Réduire la quantité de fluides excédentaires introduits dans une fosse de réserve afin d'utiliser des fosses plus petites et de minimiser la quantité de matière à gérer.
- Opter pour des produits et des additifs moins toxiques (par exemple exempts de chrome hexavalent) lors de la préparation des circuits de boues en vue d'augmenter la probabilité d'utilisation des systèmes de fermeture et d'évacuation sur place.
- La boue de forage mélangée à du laitier peut remplacer le ciment dans certains cas, ce qui réduit la quantité de boue à éliminer.
- La ségrégation des flux de déchets réduit le volume de déchets généré.
- Éloigner du site d'exploitation l'eau pluviale à l'extérieur du socle.
- Recycler les fluides de forage spéciaux comme les boues à base d'huile ou de saumure à très haute densité en les conservant dans d'autres puits ou en les retournant aux fournisseurs pour réutilisation.

Norme Norsok D-001(6)

- Concevoir le système de manière à transporter tous les déchets des tamis vibrants au dispositif choisi d'élimination sécuritaire des déblais de forage et des déchets générés par le nettoyage du puits. Envisager un système auxiliaire si on choisit un dispositif d'injection. Organiser le stockage et la manutention de bennes, de manière à éviter le déversement à la mer et tout risque de blessure au personnel. Calculer la capacité selon le volume maximal prévu (vitesse d'avancement x diamètre du trou).

Norme Norsok D-006(6)

- La gestion des déchets est un élément important des efforts de protection de l'environnement dans l'industrie du forage. Le contrôle du flux de déchets depuis la source jusqu'à la destruction réduit considérablement le risque de pollution. Mettre en place un système de gestion des déblais de forage du puits, pour transport à terre ou injection.

5.5.4 GESTION DES LIQUIDES DE STIMULATION

API HF2

- Il est essentiel de planifier soigneusement et de connaître l'eau de reflux ou l'eau produite dans le réservoir.
- Sélectionner judicieusement les produits chimiques et les additifs qui ne nuisent pas au traitement de l'eau. Gérer adéquatement sur le site avant, pendant et après la fracturation, toutes les composantes des fluides de fracturation, notamment l'eau, les additifs et les agents de soutènement. Idéalement, mélanger les composantes au fluide de fracturation au besoin seulement.
- Prévoir une conception et une installation aptes à prévenir toute panne ou tout rejet accidentel.
- Beaucoup d'exploitants stockent le fluide des activités de fracturation dans des réservoirs en acier en plus de fosses ou en remplacement de ces dernières. Ces réservoirs doivent respecter les normes étatiques et fédérales. Dans la plupart des cas, les fosses possèdent un revêtement naturel ou artificiel qui prévient la descente des fluides dans la subsurface.
- Pour éliminer les liquides de stimulation, on peut les injecter dans des puits de rejet autorisés en vertu de l'UIC, les acheminer à des usines de traitement (municipales ou industrielles), ou construire une usine de traitement privée ou sous le contrôle de l'industrie si les installations publiques de traitement ne sont plus en mesure de répondre aux besoins.

5.6 Recommandations

La gestion des fluides d'hydrocarbures doit surtout tenir compte de la sécurité des personnes, de l'intégrité du puits et de l'environnement. Les limites de rejet sont normatives et gardées à un minimum pratique. Leur atteinte se fonde sur des objectifs. La boue de forage à base d'huile est la moins indiquée. On garde facilement accessibles des quantités suffisantes de tous les produits consommables en tenant compte des facteurs environnementaux, du milieu (éloigné, rude) et de la consommation maximale. Il faut utiliser le plus possible des fluides durables sans compromettre la sécurité du personnel et l'intégrité du puits. Si possible, on réutilise les fluides, en les épurant au besoin. On limite autant que possible le rejet de fluide ou de solide à la mer. L'exploitant décrit toutes les voies d'évacuation et les limites relatives à toute évacuation dans le milieu naturel. Les bilans matières du fluide sont constamment surveillés pour détecter les pertes.

L'exploitant expose les processus et les méthodes de détection, de signalement, d'enquête et de redressement des causes fondamentales et des facteurs à l'origine de la pollution, ainsi que les mesures visant à éviter que ces causes et facteurs ne réapparaissent.

Il est possible que le présent rapport ou les futurs règlements ou directives n'exigent pas le traitement individuel des fluides de stimulation à moins qu'ils soient utilisés dans une formation près d'une source d'eau souterraine.

6. CONCEPTION ET PARACHÈVEMENT DE PUIITS

La conception et le parachèvement (ou « complétion ») de puits signifient l'évaluation de la qualité à cet égard. L'aspect conception comprend le diamètre du forage, la profondeur du puits, toute déviation par rapport à la verticale, les embranchements multiples et l'emplacement du battage au câble. L'aspect parachèvement correspond à la finition du puits, c'est-à-dire à trou ouvert, par gravillonnage, avec crépine à fentes et à trous ou encore au moyen de nouvelles technologies contribuant à gérer le sable, à réduire les risques d'infiltration d'eau ou de gaz, etc. Le type de parachèvement dépend des propriétés de la formation (réservoir et fluide) et du type de puits. Un puits d'intervention s'impose seulement s'il faut réduire la pression dans le puits principal afin de le maîtriser.

Les règlements et directives propres à la conception et au parachèvement de puits se trouvent dans la rubrique pertinente parmi les suivantes, suivis par les normes connexes.

- 6.1** Risques géologiques et physiques
- 6.2** Conception et parachèvement de puits
- 6.3** Tubage et cimentation
- 6.4** Perforation
- 6.5** Puits d'intervention

6.1 Règles et directives propres aux risques géologiques et physiques

6.1.1 ARCTIQUE

L'exploitant doit repérer les risques géologiques par l'étude, l'analyse et l'interprétation des cartes du fond marin et des évaluations du milieu sous-marin aux environs du puits, et prendre en note ceux à prévoir au cours du forage.

Il est impératif qu'un ingénieur en géotechnique effectue une évaluation indépendante des caractéristiques du fond marin à cet endroit.

6.1.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (11b)

La demande d'approbation d'un puits en vue du forage contient un programme d'acquisition de données relatives au puits élaboré de manière à permettre l'obtention des échantillons de déblais et de fluide, des diagraphies, des carottes classiques, des carottes latérales, des mesures de pression, des essais d'écoulement de formation, des analyses et des levés nécessaires à une évaluation complète de la géologie et du réservoir.

L'exploitant doit déterminer la nature du fond marin et des sédiments sous-jacents afin de repérer tout risque en surface ou à faible profondeur, à moins que le programme d'autorisation et l'approbation du forage de puits ne reposent sur une étude du secteur.

Il est impératif qu'un ingénieur en géotechnique effectue une évaluation indépendante des caractéristiques du fond de la mer.

L'étude du secteur doit jumeler une densité et une portée suffisant à repérer les risques géologiques.

On recommande de réaliser une étude assez large et dense pour couvrir les éventuels changements de plan et d'emplacement en raison de risques repérés.

L'étude est faite expressément selon l'appareil de forage prévu, l'équipement connexe et les conditions du milieu.

6.1.3 NORVÈGE

PSA : Règlement sur les activités¹⁴ (15)

Réaliser des études préliminaires garantissant la mise en place, l'utilisation et l'élimination sécuritaires des installations.

Directives

- Normes NORSOK G-001 et NORSOK N-001, chapitre 7.9.1 (études géotechniques)
- Décrire la géologie du quaternaire pour tout nouvel emplacement.
- La norme NORSOK D-010 (5.7) justifie que l'étude du fond marin doit repérer les obstacles au forage comme les ancrs, pipelines, blocs rocheux et câbles. Réaliser des études et des évaluations des risques sur les gaz peu profonds afin de connaître les conséquences possibles en fonction de l'appareil de forage, des vents, des courants, de la profondeur de l'eau et du système de récupération de la boue (tube prolongateur ou autre), et de choisir d'autres emplacements de forage au besoin.

¹⁴ The Activities Regulations, traduit du norvégien.

6.2 Règlements et directives de conception et de parachèvement de puits

À moins d'indication en ce sens, les règlements ne distinguent pas les puits verticaux, horizontaux et déviés. Malgré l'importance des spécifications techniques de conception de puits, la plupart des règlements et normes mettent surtout l'accent sur la surveillance et le contrôle du puits, alors que les spécifications sont plutôt axées sur l'intégrité et la sécurité.

6.2.1 ARCTIQUE

- L'exploitant est tenu de fournir une description du puits comprenant notamment sa raison d'être, le résumé du programme de forage, un schéma du puits montrant les dimensions des trous, le programme de tubage et de cimentation, le nom et la description des formations convoitées, la justification de l'emplacement choisi, le plan directionnel, la température de la formation, les gradients de fracture, le programme d'essais de pression et d'intégrité de la formation ainsi que le plan d'évaluation du puits à chaque intervalle.
- Il doit également réaliser des études et des évaluations afin de déceler les risques pour la sécurité et de les gérer.
- Tout puits est conçu, construit, mis à l'essai, entretenu et exploité de manière à prévenir les incidents et le gaspillage dans des conditions de charge maximale normalement prévisibles pendant les activités.
- Toute partie de l'installation susceptible d'être exposée à un environnement acide est conçue, construite et entretenue pour fonctionner en toute sécurité dans un tel environnement.
- Le puits offre la récupération maximale et fonctionne en toute sécurité.

6.2.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (30) : Pratiques de forage

*« L'exploitant veille à ce que du personnel, des procédures et de l'équipement adéquats soient en place pour **constater** et contrôler les pressions normales et anormales, pour assurer le déroulement sûr et contrôlé des activités de forage et pour prévenir la pollution. »*

Directives

- OCTNLHE, 2011 (30.1) : Les exploitants sont tenus d'évaluer et de prévoir les pressions grâce aux données d'un puits de limite, à des données sismiques et à des données de production et d'injection à l'étape de conception du puits.

DORS/2009-316 (40)

L'exploitant veille à ce que le puits et le tubage se situent à une profondeur qui assure une résistance suffisante aux venues et permet de mener les activités de contrôle de la pression du fond du puits de manière constante et sûre.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (40.1) : Concevoir les puits et leur tubage pour bien pénétrer et évaluer la cible géologique, et obtenir la récupération maximale.
- OCTNLHE, 2011 (40.2) : L'exploitant conçoit le puits et son tubage en fonction des caractéristiques géologiques comme la pression de couche, les gradients de fracture, la résistance aux venues, la lithologie prévue, l'instabilité du trou de forage, l'éventuelle présence d'eau potable, les failles, les pertes de circulation et les risques liés au forage.

DORS/2009-316 (46(1)a, b, c et d)

L'exploitant complète, met à l'épreuve et exploite le puits d'une manière sûre qui permet une récupération maximale sans gaspillage ni pollution, et l'isole de toute autre couche perméable ou poreuse. Le cas échéant, la production de sable est contrôlée, ne pose aucun risque pour la sécurité et ne produit pas de gaspillage.

DORS/2009-316 (46(1)e)

Toute garniture d'étanchéité est installée le plus près possible du niveau supérieur de l'intervalle de complétion et mise à l'essai à une pression différentielle supérieure à la pression différentielle maximale prévisible en cours de fonctionnement.

DORS/2009-316 (46(1)g et h)

Pour prévenir le gaspillage, améliorer le profil d'injection ou de production du puits, ou modifier l'intervalle de complétion. En cas de problème d'optimisation de la production à plusieurs gisements, exploiter le puits comme un puits à gisement simple.

DORS/2009-316 (46(1)i et j)

Après la complétion initiale ou tout reconditionnement, mettre à l'épreuve toutes les barrières concernées à la pression maximale envisageable en tenant compte de tout coup de pression et cas d'urgence.

DORS/2009-316 (46(2))

Effectuer un essai pour confirmer l'étanchéité des puits à gisements multiples séparés (non communicants) à l'intérieur comme à l'extérieur du tubage.

Directives

- Parachever les puits conformément aux pratiques recommandées de l'industrie sur le parachèvement et l'entretien de puits acides critiques (volume 2, 2006), les fluides de parachèvement et de forage n'étant pas à base d'eau (volume 14, 2004) et le curage sous pression (volume 15, version préliminaire).
- Isoler les zones productives avant d'amorcer la production dans une zone particulière. Si c'est impossible, prouver que la production du puits et la modification de l'état mécanique du puits optimiseront la récupération.
- En cas de formation unique, il faut que la production mélangée maximise la récupération des ressources.

6.2.3 NORVÈGE

- L'exploitant décrit dans un programme les travaux au puits et l'équipement connexe.
- Il est tenu de respecter les conditions de sécurité et peut prouver sa maîtrise du puits au moyen de calculs probabilistes pendant la conception (le risque d'échec doit être inférieur à 10^{-3.5}).
- Le risque d'échec du puits doit demeurer acceptable pendant tout son cycle de vie prévu.
- Mettre les barrières à l'épreuve et, en cas de défaut de l'une d'elles, cesser tous les travaux sauf la réparation ou le remplacement.
- Déterminer au préalable les facteurs de conception pour les charges d'éclatement, d'effondrement, axiales et triaxiales.
- Les installations, les systèmes et l'équipement réduisent le risque d'erreur humaine, évitent les menaces pour le personnel et la pollution, et supportent les charges possibles pendant leur fonctionnement.

PSA : Règlement sur les activités (29)

Pendant la programmation des travaux à chaque installation, l'exploitant s'assure de maîtriser les principaux facteurs de risque (partie 12 du *Règlement de gestion*).

Il tient compte dans sa planification de l'état des principaux facteurs de risque et des changements révélés par les indicateurs (partie 10 du *Règlement de gestion*).

PSA : Règlement sur les activités (30)

Avant le début des travaux, en confirmer la sécurité en réduisant le risque de danger et d'erreur.

PSA : Règlement sur les activités (81)

Avant le début des travaux au puits, l'exploitant établit un programme décrivant les tâches à effectuer et l'équipement connexe.

Directives

- Établir les programmes portant sur la santé, la sécurité et le milieu de travail conformément à la norme NORSOK D-010, chapitres 4.3, 4.7, 4.10.2 et 9.3.
- Mettre à jour le programme des travaux si l'utilisation d'un puits diffère de celle prévue ou s'il a été rebouché pendant trois ans.

PSA : Règlement sur les activités (82)

Choisir l'emplacement du puits et du trou de forage en fonction de critères influant sur la sécurité du forage et des travaux, et s'assurer que tous en sont informés. Si un puits et son voisin se trouvent en deçà de la distance minimale de séparation, établir les restrictions qui s'imposent.

Directives

- Pour veiller à ce que l'emplacement du puits et du trou de forage demeure connu en tout temps, consulter la norme NORSOK D-010, chapitres 4.3 et 5.7.4.

6.3 Règlements et directives sur le tubage et la cimentation du puits

On entend par « tubage » le revêtement inséré dans le trou puis cimenté pour empêcher la formation de s'effondrer. La tête d'un tubage, au sommet de l'intervalle suivant, contribue à garder celui-ci en place également, comme le montre la figure 6-1.

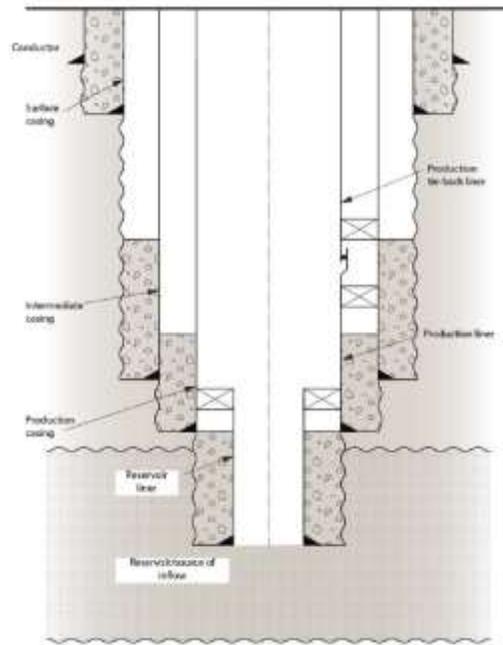


FIGURE 6-1 INTERVALLES DE TUBAGE (NORSOK D-010, 2013)

6.3.1 ARCTIQUE

- La structure du tubage initial et du tubage de surface doit suffire à supporter le poids du tube prolongateur et du BOP, et à atténuer les risques liés aux gaz peu profonds.
- Choisir et installer le tubage de façon à ce qu'il supporte l'éclatement, l'effondrement, la tension, la flexion et les autres contraintes connues ou possibles, comme les séismes.
- Choisir le tubage et ses accessoires selon les processus de sélection et de qualification qui s'imposent.
- Maintenir l'intégrité du trou de forage au moyen d'un programme et d'une procédure propres au trou tubé et à l'anneau d'étanchéité du tubage.
- Mettre en place des politiques sur les essais de pression imposés au tubage comprenant notamment les valeurs et les critères à respecter.
- Il faut que le programme de cimentation crée une barrière efficace, empêche les fluides de la formation de bouger dans l'espace annulaire, supporte bien les colonnes de tubage et ralentisse la corrosion.
- Effectuer un essai en laboratoire pour maintenir la résistance à la compression minimale supportant le tubage et isolant les zones.
- Des normes ont été mises en place pour régir les essais à pression négative au puits.
- Établir les critères définissant une bonne cimentation, notamment en fonction des essais en laboratoire, des diagraphies d'adhésivité du ciment et des autres méthodes employées.

6.3.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (39)

L'exploitant veille à ce que le puits et le tubage soient conçus de façon à garantir la sécurité des activités de forage, à permettre l'évaluation des formations visées et à prévenir le gaspillage. Tous deux résistent aux conditions, forces et contraintes éventuelles, et protègent l'intégrité des couches d'hydrates de gaz.

Directives

- OCTNLHE 2011 (39.1 et 39.8) : Tout tubage respecte les caractéristiques de performance du Bulletin 5C2 (1999) de l'API *Bulletin on the Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe* afin de résister à toutes les éventuelles contraintes imposées, comme l'éclatement, l'effondrement, la tension, la flexion, le gauchissement, etc. Un tiers doit vérifier la résistance de tout tube de cuvelage qui n'est pas neuf mais remis à neuf.
- OCTNLHE 2011 (39.2) : Le tubage initial étant conçu en fonction du type d'appareil de forage, celui d'une plateforme flottante résiste à la force du tube prolongateur, et celui d'une plateforme de forage autoélévatrice convient aux vents, aux courants et au tensionneur du tube conducteur.
- OCTNLHE 2011 (39.3, 39.4 et 39.6) : Le facteur minimal de conception pour la résistance à l'éclatement et à l'effondrement du tubage et de son revêtement est de 1,0, et celui propre à la tension, de 1,6. Fondées sur les exigences minimales de conception du tubage de l'EUB (Europe), les directives régissant le forage et la production considèrent que la charge d'effondrement relative à la pression interne ou du fluide pour déterminer la profondeur du tubage voisin ou entier équivaut à la moitié de la profondeur verticale réelle si la boue est la moins dense possible (c.-à-d. les pires conditions). Cela dit, le tubage intermédiaire ou de surface peut être conçu selon une colonne de boue descendante en fonction de la pression de couche. On peut également envisager du laitier de ciment. Le calcul de la force d'éclatement propre au forage extracôtier s'appuie parfois sur la pression externe de la colonne d'eau et la pression de couche.
- OCTNLHE 2011 (39.7) : Conformément à la directive préliminaire 010 de l'EUB, on peut aussi envisager d'autres méthodes de tubage pour les puits extracôtiers, sauf la méthode simplifiée. Si l'on choisit une de ces méthodes, on favorisera au besoin le calcul des charges par l'intermédiaire d'une analyse de risques au lieu de l'habituel calcul selon la contrainte d'utilisation.

DORS/2009-316 (40)

L'exploitant veille à ce que le puits et le tubage se situent à une profondeur qui assure une résistance suffisante aux venues et permet de mener les activités de contrôle de la pression du fond du puits de manière constante et sûre.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (40.1) : Concevoir les puits et leur tubage pour bien pénétrer et évaluer la cible géologique, et obtenir la récupération maximale.
- OCTNLHE, 2011 (40.2) : L'exploitant conçoit le puits et son tubage en fonction des caractéristiques géologiques suivantes : la pression de couche, les gradients de fracture, la résistance aux venues, la lithologie prévue, l'instabilité du trou de forage, l'éventuelle présence d'eau potable, les failles, les pertes de circulation et les risques liés au forage.
- OCTNLHE 2011 (40.3) : Concevoir les puits et leur tubage pour bien pénétrer et évaluer la cible géologique, prévenir le gaspillage de ressources, enclencher les mécanismes de verrouillage dès l'installation de chaque revêtement ou colonne de tubage, et veiller à la sécurité du contrôle du puits.

DORS/2009-316 (41)

L'exploitant veille à ce que la conception et l'installation du laitier de ciment empêchent le déplacement des fluides de formation dans le tubage annulaire et il s'assure que les couches d'hydrocarbures et d'eau sont isolées les unes des autres dans un souci de sécurité, d'évaluation des ressources et de prévention du gaspillage. Le ciment installé soutient le tubage et en ralentit la corrosion au-dessus de l'intervalle cimenté, et protège l'intégrité des couches d'hydrates de gaz.

Directives

- OCTNLHE 2011 (41) : Au besoin, cimenter le tubage initial et de pergélisol à partir de son sabot jusqu'au fond de la mer. Étendre le ciment du tubage de surface jusqu'au fond de la mer, ou à au moins 25 mètres au-dessus de la base de toute colonne de tubage. Le tubage intermédiaire et de production isole impérativement les couches d'hydrocarbures et d'eau potable les unes des autres, et de même avec les intervalles de pression normale et anormale. Lorsque c'est possible, le ciment dépasse d'au moins 150 mètres la limite inférieure du pergélisol, et recouvre chaque tubage sur toute sa longueur.

6.3.3 NORVÈGE

PSA – Règlements sur les installations¹⁵ (52)

L'appareil de cimentation mélange, stocke et fournit la bonne quantité de ciment et lui conserve des propriétés contribuant à l'intégrité de l'ancrage et des barrières.

Son fonctionnement respecte les exigences de traitement des produits chimiques non mélangés et du ciment mélangé.

Si l'appareil remplace le circuit de fluide de forage, sa capacité et sa pression de service permettent le contrôle du puits en tout temps.

Directives

- L'appareil et la tête de cimentation sont commandés à distance, conformément à la norme NORSOK D-001, chapitres 5 et 6, et annexes A, B et C.
- Au besoin, consulter le paragraphe 5, G 400, du chapitre 2 de la norme DNV OS-E101 pour les installations mobiles inscrites au registre de transport maritime, plutôt que la norme NORSOK D-001.

6.4 Règlements et directives sur les perforations

6.4.1 ARCTIQUE

DORS/2009-316 (31) : Référence pour la profondeur du puits

L'exploitant veille à ce que toute mesure de la profondeur d'un puits soit prise à partir d'un point de référence unique, qui est soit la table de rotation, soit la fourrure d'entraînement de l'appareil de forage.

6.4.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (31) : Référence pour la profondeur du puits

L'exploitant veille à ce que toute mesure de la profondeur d'un puits soit prise à partir d'un point de référence unique, qui est soit la table de rotation, soit la fourrure d'entraînement de l'appareil de forage.

Directives

- Utiliser les diagraphies de puits pour obtenir un bon contrôle de profondeur en vue des perforations, de la mise en place de la garniture d'étanchéité (packer), etc.

¹⁵ The Facilities Regulations, traduit du norvégien.

6.4.3 NORVÈGE

Aucune précision quant aux perforations.

6.5 Règlements et directives sur les puits d'intervention

6.5.1 ARCTIQUE

- Décrire l'unité de forage employée ainsi que sa mise en place et confirmer que cette unité, les véhicules de services et le matériel seront disponibles pour le forage du puits d'intervention.
- Indiquer au moins deux emplacements convenant au forage d'un puits d'intervention au cours d'une même saison, fournir l'interprétation des données sismiques à faible profondeur pour la partie supérieure du trou et effectuer une évaluation des risques liés à l'installation d'un puits d'intervention à proximité d'un puits dangereux.
- Estimer le délai pour le forage du puits d'intervention et l'élimination du puits dangereux au cours d'une même saison de forage.

6.5.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (32b)

L'exploitant veille à ce qu'aucun puits ne soit foré de manière à couper un puits existant, sauf s'il s'agit d'un puits d'intervention.

L'équipement et les données de sondage ont une précision suffisante à déterminer efficacement l'emplacement d'un trou pour le forage d'un puits d'intervention.

6.5.3 NORVÈGE

- Un bon plan de forage d'un puits d'intervention comprend au moins deux emplacements acceptables, l'interprétation des données sismiques à faible profondeur pour la partie supérieure du trou, des procédures de positionnement à proximité du puits éruptif, la méthode privilégiée pour arrêter l'éruption du puits en fonction du taux d'éruption estimé et de la capacité de pompage connexe, la liste des activités à délai critique et le résumé des exigences concernant l'équipement lié à l'installation ou au navire d'intervention.
- Lancer sans tarder la stratégie d'arrêt et préparer une procédure de rechange selon la probabilité d'échec de la première.

PSA – Règlements sur les activités (82)

On doit disposer de deux emplacements pour le forage d'un puits d'intervention, et d'une carte les montrant.

PSA – Règlements sur les activités (86)

En cas de perte de contrôle du puits, il faut être en mesure de le maîtriser par intervention directe ou forage d'un puits d'intervention. Un plan d'action à cet égard doit avoir été préparé.

6.6 Normes de conception et de parachèvement de puits

6.6.1 RISQUES GÉOLOGIQUES ET PHYSIQUES

NORSOK

Norme NORSOK D-010 (paragr. 5.7.1)

- Effectuer un relevé de terrain et interpréter les données recueillies pour déterminer la profondeur d'eau, le relief du fond marin et les risques en subsurface aux endroits prévus pour le forage du puits principal et des puits d'intervention. Réaliser ce relevé au moyen de matériel sonar et d'observations visuelles directes. Il convient d'évaluer la topographie et les capacités d'ancrage du fond marin ainsi que la présence de rochers, de câbles, de pipelines et d'autres obstructions.
- Choisir l'emplacement là où les risques liés aux gaz peu profonds sont acceptables.
- La pénétration des profils sismiques doit couvrir la succession géologique de la profondeur de pose du tubage de surface.
- On doit avoir effectué un essai de sol à l'emplacement des forages pour les plateformes extracôtières et autoélévatrices.

6.6.2 CONCEPTION ET PARACHÈVEMENT DE PUIITS

API

- Annexer aux plans la demande de permis de forer (DPF), le plan d'exploration (PE) et les précisions concernant notamment l'emplacement du puits et ses critères de conception, soit la pression de couche, les gradients de fracture de la formation (ajustés selon la profondeur d'eau), les pertes de circulation, le poids des fluides de forage, la profondeur de pose du tubage, la pression maximale prévue en surface et l'emplacement du pergélisol, le cas échéant.
- Fournir un rapport résumant les risques à faible profondeur aux environs, y compris la description des conditions géologiques et humaines.
- Fournir aussi un plan montrant les pressions de couche prévues, les gradients de fracture de la formation, le poids des fluides de forage proposés et la profondeur verticale de pose du tubage.
- Les programmes de tubage et de cimentation comptent les facteurs de conception sécuritaire, entre autres éléments.

NORSOK

La norme NORSOK D-010 explique avec grande précision la conception et le parachèvement sur le plan des barrières de puits et des méthodes connexes, des colonnes de parachèvement, etc. Le paragraphe 4 de cette norme énumère les impératifs de la conception :

- éléments de conception, critères d'admissibilité particuliers et méthodes de surveillance préalable au forage, notamment le schéma des barrières pour les nouveaux puits (conception et conforme à l'exécution), en cas de nouvel élément servant d'éventuelle barrière, de remise en production ou de reconditionnement ainsi que les configurations de fermeture permanente. Consulter la partie 7, qui porte sur les normes.

6.6.3 TUBAGE ET CIMENTATION

API 10

- Installer des centreurs pour éloigner chaque tube des parois du trou et des autres tubes du puits. Lors des premiers travaux de cimentation, centrer le tubage pour les raisons suivantes : 1) il devrait ainsi se rendre au fond (sans se plaquer contre la rame); 2) il sera facile à déplacer lors du traitement de la boue et de la cimentation; 3) il offrira le meilleur endroit pour la circulation du fluide pendant la cimentation et le traitement de la boue en plus de simplifier le retrait de celle-ci pour favoriser l'isolation des zones.
- Les centreurs de colonnes de tubage sont tout indiqués pour faciliter le retrait de la boue et la mise en place du ciment, surtout aux endroits comme les formations aquifères, les zones de production et les sabots de tubage.

- Le personnel de l'entreprise d'entretien doit effectuer les essais sur le ciment et en déterminer les espacements et le volume.
- L'exploitant est tenu de bien préparer, nettoyer et traiter le trou de forage avec l'équipement pertinent avant la cimentation.
- Envisager la rotation et le va-et-vient du tubage pour améliorer le retrait de la boue et la mise en place du ciment.

NORSOK

- Tous les composants du tubage, y compris les raccords, les dispositifs de circulation et la colonne, doivent faire l'objet d'une vérification du cas de charge.
- Définir clairement les points les plus faibles de la colonne en ce qui concerne l'éclatement, l'effondrement et la résistance à la traction.
- Pour les tâches liées à la colonne de production, reclasser les tubes et les accessoires en tubage et vérifier s'ils respectent les critères pour le forage.
- Définir les dimensions de conception au moyen des données suivantes : trajectoire prévue du puits et contraintes en flexion découlant des coudes (pattes de chien) et courbures; profondeur maximale de pose selon les coups de pression; comportement prévu de la pression de couche; résistance estimée de la formation; gradient de température attendu; programmes liés aux fluides de forage et à la cimentation; charges imposées par l'entretien et le fonctionnement du puits; exigences de parachèvement; usure estimée du tubage; restrictions de profondeur en raison de l'évaluation de formation exigée, éventuelle présence de H₂S ou de CO₂; certaines considérations d'ordre métallurgique; exigences liées à l'abandon; densité de circulation équivalente et effets de la pression et du pistonnage en raison des faibles espaces annulaires; isolation des zones non productives de la formation, des zones de perte potentielle, des éboulements de formation et des réservoirs protégés; éventuelles forces tectoniques et autres exigences influant potentiellement la capacité ou la vie utile des colonnes de tubage.

6.6.4 PERFORATION

API

- Par souci de sécurité, l'équipement de travail au câble doit être mis à la terre au puits, directement ou indirectement.
- Suspendre les communications radio sur la structure avant la mise en marche des appareils de perforation et jusqu'après la fin des travaux.

NORSOK

Selon le chapitre 9.9.2 de la norme NORSOK D-010, il est possible de considérer comme un seul réservoir les perforations et les réserves multiples relevant d'un même gradient de pression, et ainsi installer à cet égard une seule barrière principale et secondaire.

6.6.5 PUIITS D'INTERVENTION

NORSOK

Norme NORSOK D-010 (paragr. 4.8.2 et 4.8.3)

- La conception des puits extracôtiers doit permettre d'arrêter une éruption au moyen d'un (1) seul puits d'intervention. S'il faut en prévoir deux (2), les documents doivent justifier la faisabilité de cette manœuvre en fonction de la logistique, des conditions météorologiques et de la disponibilité des appareils de forage. En guise d'appui, fournir une évaluation des risques. Toute proposition comprenant plus de deux (2) puits d'intervention est rejetée.
- Plan de forage d'un puits d'intervention.
- Le plan de forage de puits d'intervention couvre l'ensemble des puits, du secteur visé ou des installations. Sur les installations et les plateformes sous-marines, il est impératif de prouver l'accès au puits le plus problématique à partir de tous les puits d'intervention. Le plan doit comprendre :
 - Au moins deux (2) emplacements envisageables pour l'appareil de forage ainsi qu'une évaluation d'ancrage (au besoin) pour les deux puits d'intervention. Si les simulations d'éruption et d'arrêt montrent la nécessité de disposer de deux puits d'intervention, proposer au moins trois emplacements.
 - Situer les puits d'intervention en amont du puits principal selon les données sur les vents et les courants.
 - L'évaluation sur les gaz peu profonds aux endroits proposés pour les puits d'intervention.
 - Le tracé simplifié entre chaque puits d'intervention et son point d'arrivée au puits éruptif.
 - Une description sommaire des appareils ou des navires proposés pour le forage et l'utilisation des puits d'intervention, la justification en fonction des capacités nécessaires (conditions propres au puits, profondeur d'eau, délai et pression de pompage, volume de stockage de boue, etc.), ou les modifications permettant de respecter de telles exigences.

- La description de la méthode privilégiée pour l'arrêt de l'éruption, la plupart du temps par contrôle dynamique à haut rendement par l'intermédiaire du puits d'intervention offrant un accès direct.
- Les plus récentes conditions et pressions enregistrées sur les lieux du puits et du réservoir.
- Le délai de mobilisation de l'équipement d'intervention sera évalué à l'étape de la planification. Le forage du puits d'intervention doit débuter dans les douze (12) jours suivant la décision à cet égard.

6.7 Recommandations

- Quelle que soit la région concernée, réaliser l'étude du fond marin et l'évaluation des risques géologiques avant d'approuver le forage du puits.

7. CONTRÔLE DU PUIITS

Le système de contrôle du puits régularise la pression d'écoulement de la formation dans le puits. Il se compose de plusieurs barrières distinctes :

- vannes de sécurité de fond
- fluides de forage
- têtes de puits
- arbre de Noël
- bloc obturateur de puits : mâchoires de sécurité à cisaillement, mâchoires à fermeture totale, obturateurs annulaires
- lignes d'évacuation et d'injection
- déflecteurs

La présente section porte sur le contrôle du puits au moyen d'appareils mécaniques. Le contrôle du puits au moyen des fluides de forage est abordé au paragraphe 5.3 sur les fluides de forage du chapitre 5 sur la gestion des fluides et des solides. Le présent chapitre comporte des renseignements généraux sur le contrôle du puits, ainsi que les articles suivants :

7.1 Vannes de sécurité de fond

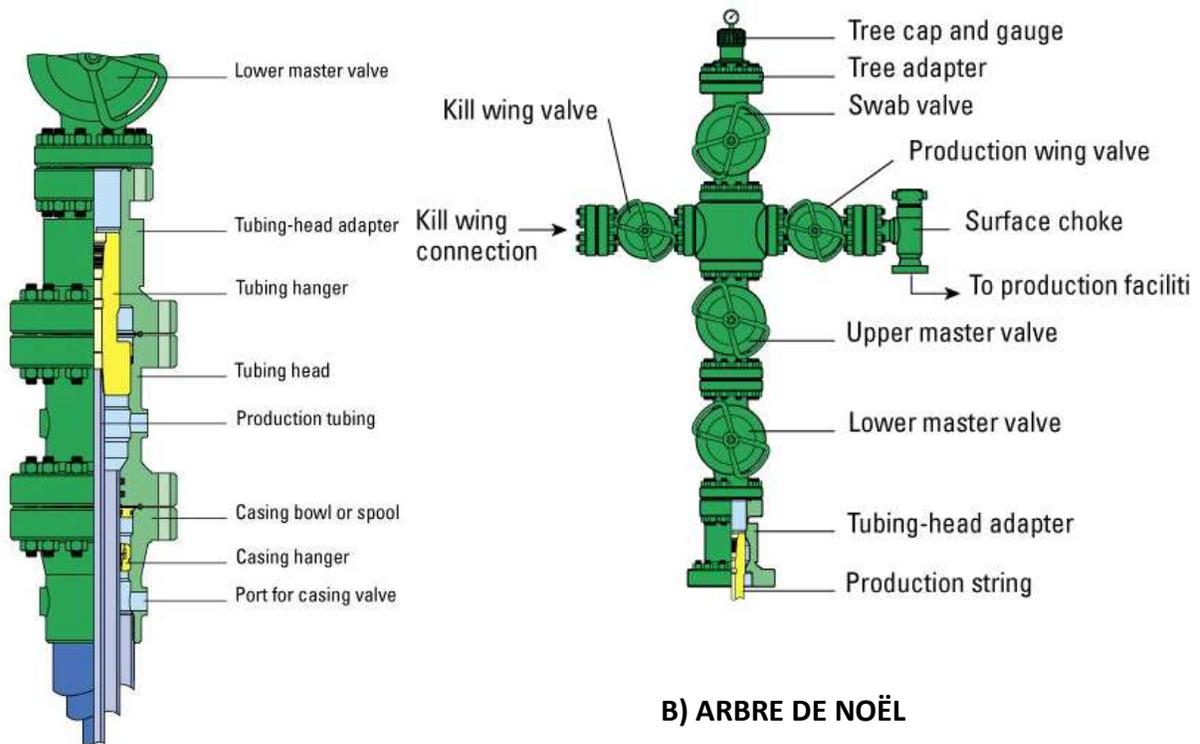
7.2 Tête de puits et arbre de Noël (y compris les lignes d'évacuation et d'injection)

7.3 Blocs obturateurs de puits

La figure 7-1 illustre la différence entre une tête de puits et un arbre de Noël. La tête de puits accueille le tubage et les dispositifs de suspension pour la colonne de production pendant les phases de construction et de production du puits. Installé au sommet de la tête de puits, l'arbre de Noël régularise le débit de fluides entrant dans le puits et sortant de celui-ci dans le cadre d'activités normales et anormales. Il sert de régulateur principal et de secours pour l'exploitation normale du puits (fermeture et production). Il assure également un accès sécuritaire pour les opérations sur le puits par câble lisse, câble électrique ou tube de production concentrique (Schlumberger, 2015). Les lignes d'injection et d'évacuation se trouvent sur l'arbre de Noël. La ligne d'injection sert à ajouter ou à injecter un produit dans le puits alors que la ligne d'évacuation sert à contrôler la production du puits. L'article sur la tête de puits et l'arbre de Noël traite de l'utilisation de ces deux lignes.

Le bloc obturateur de puits contrôle la tête de puits en situation anormale par un ensemble d'obturateurs doté de divers mécanismes de neutralisation, notamment des

mâchoires de cisailage, des mâchoires à fermeture totale et des obturateurs annulaires comme l'illustre la figure 7-2. Le bloc obturateur de puits comprend également, entre certaines de ses mâchoires, des lignes d'évacuation et d'injection.



A) TÊTE DE PUIXS

FIG. 7-1. DISPOSITIFS DE CONTRÔLE DE PUIXS (SCHLUMBERGER, 2015)

- Vanne maîtresse inférieure
- Adaptateur de tête de colonne
- Tête de colonne
- Colonne de production
- Cloche de repêchage à coins ou manchette
- Suspension de tubage
- Orifice pour flotteur à tube
- Coiffe pour tête de production et manomètre
- Adaptateur d'arbre
- Vanne de pistonage

Vannes de la ligne d'injection

Vanne de la ligne de production

Raccord de la ligne d'injection

Duse de surface

Vers les installations de production

Vanne maîtresse supérieure

Vanne maîtresse inférieure

Adaptateur de tête de colonne

Colonne de production

Tête d'injection

Garniture d'étanchéité

Plancher de forage

Tubes dégorgeoirs

Obturateur annulaire

Mâchoires à fermeture totale

BOP de 7,0625 po, 5 000 psi

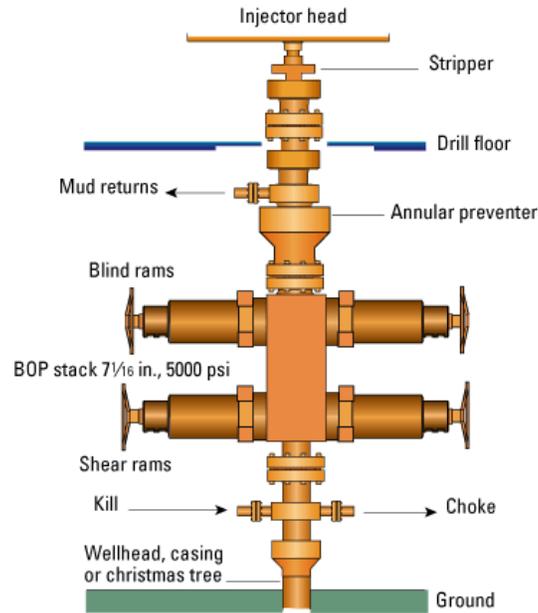
Mâchoires de cisaillement

Injection Évacuation

Tête de puits, tubage ou arbre de Noël

Sol

Bloc obturateur de puits. Cette configuration de BOP est typique dans les puits dont le diamètre du trou est supérieur à 4 po.



Blowout preventer. This BOP configuration is typical for a well drilled with a hole size greater than 4-in. diameter.

FIG. 7-2. BLOC OBTURATEUR DE PUIITS (SCHLUMBERGER, 2015)

7.1 Vannes de sécurité de fond

7.1.1 ARCTIQUE

L'exploitant veille à ce que le puits soit muni d'une vanne de sécurité de subsurface à sûreté intégrée conçue, mise en service et mise à l'épreuve de manière à empêcher tout écoulement incontrôlé et à ce que cette vanne soit installée dans le tube de production sous la base du pergélisol, le cas échéant.

7.1.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (47)

Obligatoires dans les puits d'exploitation, les vannes de sécurité de fond à sûreté intégrée sont conçues, mises en service et mises à l'épreuve de manière à empêcher tout écoulement incontrôlé du puits lorsqu'elles sont activées.

Directives

- Procéder régulièrement à des essais de pression et de fonctionnement des vannes de sécurité de fond pour confirmer leur fiabilité.

- Le puits qui ne coule pas sans ascension artificielle ne nécessite pas de vanne de sécurité de fond. Évaluer la nécessité d'installer des vannes de sécurité de fond.
- Des vannes d'injection souterraine peuvent remplacer les vannes de sécurité dans un puits d'injection si leur fermeture arrête l'écoulement incontrôlé. Mettre à l'essai régulièrement.
- Installer les vannes souterraines à une profondeur où les hydrates ou l'affouillement d'iceberg n'interfèrent pas avec leur fonctionnement.

7.1.3 NORVÈGE

PSA : Règlement sur les installations (49)

L'équipement de contrôle du puits est conçu pour maintenir l'intégrité de la barrière et le contrôle du puits. Il est installé de manière à éloigner de l'installation le gaz peu profond et les fluides de formation jusqu'à ce que le personnel soit évacué pendant le forage de sections de trou de couronne. L'équipement de contrôle de pression utilisé pour les interventions possède des vannes télécommandées qui ferment en cas d'avarie.

Directives

- Concevoir l'équipement de contrôle du puits conformément aux chapitres 5 et 6 de la norme NORSOK D-001.
- Appliquer le chapitre 5.7.2 de la norme NORSOK D-010 ainsi que les chapitres 5 et 6 et les annexes A, B et C de la norme NORSOK D-001 aux déviateurs éloignant de l'installation le gaz peu profond et les fluides de formation jusqu'à ce que le personnel ait été évacué.
- Utiliser un pipeline droit d'un diamètre intérieur d'au moins 400 mm (16 po) sans sortie de robinet dans les installations en position dynamique qui forent des sections de trou de couronne.
- Appliquer la norme NORSOK D-002 en cas d'interventions, notamment le curage sous pression et les travaux par tube concentrique.

7.2 Règles et directives relatives à la tête de puits et à l'arbre de Noël

7.2.1 ARCTIQUE

- Étayer le système de contrôle du puits par un éventail de dispositifs, notamment : le bloc de tubes prolongateurs; le système d'évacuation et d'injection et l'équipement connexe; le système déflecteur et l'équipement connexe; le système de circulation de la boue et l'équipement connexe; le compensateur de pilonnement; les produits de boue de forage et le système

de stockage en vrac, de transfert et de circulation de la boue; le système de treuillage, de levage, de rotation et de manutention des tiges; les groupes électrogènes et les dispositifs de commande.

- Former le personnel et évaluer ses compétences pour les opérations d'obturation et de contrôle du puits.
- Veiller à ce que le personnel essentiel participant aux opérations de prévention d'une éruption et de contrôle d'un puits satisfasse aux exigences de certification de l'International Association of Drilling contractor.
- Mettre en place un programme d'exercices relatifs au contrôle d'un puits (consigner le personnel y participant, la fréquence, etc.).

7.2.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (26)

Les têtes de puits, le matériel tubulaire et les arbres de Noël sont installés et utilisés conformément aux règles de l'art en matière d'ingénierie. Toute partie de l'installation susceptible d'être exposée à un environnement acide est conçue, construite et entretenue pour fonctionner en toute sécurité dans un tel environnement.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (26) : Tenir compte du potentiel d'exposition de l'équipement à un environnement acide et de celui de l'acidification en cours de production. Protéger tout l'équipement contre la corrosion et s'assurer qu'il respecte les exigences de la norme NACE MR0175-92, item No. 53024 si ses composantes sont susceptibles d'être exposées au sulfure d'hydrogène.

DORS/2009-316 (28)

Le circuit du fluide de forage et l'équipement de surveillance connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation. Les indicateurs et les dispositifs d'alarme sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (28.3) : Utiliser deux barrières pendant toutes les opérations dans le puits après l'installation de la colonne de surface.

DORS/2009-316 (30) : Pratiques de forage

L'exploitant veille à ce que du personnel, des procédures et de l'équipement adéquats soient en place pour constater et contrôler les pressions normales et anormales, pour

assurer le déroulement sûr et contrôlé des activités de forage et pour prévenir la pollution.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (30.3.1) : Le contrôle du puits débute par la détection de venue, soit la capacité à détecter l'apparition de venues. Inclure à la formation le forage aux fins de contrôle du puits en cas de venues.

DORS/2009-316 (36) : Équipement de contrôle du puits

L'exploitant veille à ce que, au cours des travaux relatifs à un puits, de l'équipement fiable de contrôle du puits soit en place pour prévenir les éruptions incontrôlées. Il veille à ce qu'au moins deux barrières indépendantes et éprouvées soient en place pendant tous les travaux relatifs au puits. En cas de défaillance d'une barrière, seules les activités destinées à sa réparation ou à son remplacement sont menées dans le puits. Durant le forage, l'une des deux barrières à maintenir est la colonne de fluide de forage, sauf si le forage est effectué en sous-équilibre.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (36) : Respecter les règles de l'art de la section 7.4.
- Utiliser deux barrières mécaniques pendant l'installation de la colonne de tubage.
- Se référer à la norme NORSOK D-010 Intégrité du puits pendant le forage et l'exploitation¹⁶ (2004).
- Consulter la Pratique recommandée 90 de l'API en matière de gestion de la pression annulaire pour les forages en mer, premier ajout, août 2006.

DORS/2009-316 (37) : Équipement de contrôle de la pression

Mettre à l'essai aussi souvent que nécessaire la pression de l'équipement de contrôle de la pression associé au forage et aux travaux par tube de production concentrique, câble lisse et autre pour maintenir son intégrité.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (37.1) : Utiliser un équipement de contrôle du puits dont la pression nominale de service est supérieure à la pression superficielle maximale calculée.
- OCTNLHE, 2011 (37.2) : Mettre à l'essai après son installation tout l'équipement de contrôle de la pression (y compris le corps si le BOP a subi un essai sur tête de puits d'essai), avant de reforer toute colonne de tubage,

¹⁶ *Well Integrity in Drilling and Well Operations*, traduit du norvégien.

avant l'essai d'écoulement, après toute réparation ou tout événement nécessitant la déconnexion du joint d'étanchéité et tous les 14 jours de fonctionnement avec un délai d'au plus 7 jours.

- OCTNLHE, 2011 (37.3) : Mettre à l'essai par le fond les vannes d'intervention d'urgence du BOP et le robinet inférieur de la tige d'entraînement. Effectuer un essai de débit sur les vannes internes du BOP. Effectuer d'abord les essais à basse pression (1 400 à 2 000 KPa) avant ceux à haute pression dépassant la pression superficielle maximale anticipée. Mettre à l'essai l'annulaire à 50 % de la pression de service. Tous les essais nécessitent que les composantes maintiennent 90 % de la pression d'essai pendant au moins cinq minutes (basse pression) et dix minutes (haute pression). Une seule dimension de tube suffit à mettre à l'essai les mâchoires à alésage variable.
- OCTNLHE, 2011 (37.4) : Effectuer un essai de pression sur toutes les vannes d'étranglement, les collecteurs et les systèmes de purge et de neutralisation. Les duses ajustables n'ont pas à subir un essai de pression, mais plutôt un essai de restriction du débit de fluide.
- OCTNLHE, 2011 (37.5) : Mettre à l'essai les accumulateurs du BOP et du déflecteur conformément à la norme PR 53 de l'API avant de forer sous la surface pour confirmer le débit et la capacité volumétrique du système de contrôle du BOP.
- OCTNLHE, 2011 (37.6) : Consigner les essais de pression au site du puits et à la base côtière de l'exploitant.
- OCTNLHE, 2011 (37.7) : Effectuer quotidiennement un essai de fonctionnement sur les équipements de contrôle de pression de manière à ce que toutes les composantes (y compris les vannes à sûreté intégrée) soient mises à l'essai au moins une fois par semaine (au moins une composante par jour). Il est possible de mettre à l'essai toutes les composantes une fois par semaine, mais l'essai quotidien des composantes individuelles est préférable. Pour les puits sous-marins, on alterne les essais de fonctionnement entre les boîtiers et les postes de commande en plus de mettre à l'essai les dispositifs d'autocisaillement et les points fixes d'amarrage et toutes les fonctions d'intervention sous-marines pendant l'essai du BOP sur tête de puits d'essai.
- OCTNLHE, 2011 (37.8) : Effectuer pendant tous les essais sur tête de puits d'essai un essai de fonctionnement sur les BOP sous-marins, y compris les fonctions d'intervention sous-marines, les dispositifs d'autocisaillement et les points fixes d'amarrage.

DORS/2009-316 (48)

L'exploitant veille à ce que l'équipement de tête de puits (tête de puits et arbre de Noël) soit conçu de manière à fonctionner efficacement et en toute sécurité dans des conditions de charge maximale prévisibles pendant la durée de vie du puits.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (48.1) : Les conditions de charge maximale pour les têtes de puits et les arbres de Noël comprennent, sans s'y limiter, la pression, les contraintes thermiques, les contraintes mécaniques, la corrosion (H₂S, CO₂, saumure, etc.), l'érosion, l'usure et toute combinaison de contraintes prévisibles. En cas de défaillance de la tête de puits et de l'arbre de Noël (comme barrière, rectifier la situation le plus rapidement possible).
- OCTNLHE, 2011 (48.3) : Dans le cadre d'activités de forage, la tête de puits et le BOP servent de barrière contre tout écoulement incontrôlé.
- OCTNLHE, 2011 (48.5) : Effectuer des essais de pression, de fonctionnement et d'étanchéité sur la tête de puits et l'arbre de Noël après leur installation et à des intervalles réguliers ensuite pendant toute la durée de vie du puits pour en assurer le bon fonctionnement et la fiabilité. Mettre en place les procédures et l'équipement adéquats pour surveiller les paramètres relatifs à la fiabilité et à l'intégrité de la tête de puits et de l'arbre de Noël.

7.2.3 NORVÈGE

PSA : Règlement sur les installations (49)

L'équipement de contrôle du puits est conçu pour maintenir l'intégrité de la barrière et le contrôle du puits. Il est installé de manière à éloigner de l'installation le gaz peu profond et les fluides de formation jusqu'à ce que le personnel soit évacué pendant le forage de sections de trou de couronne. L'équipement de contrôle de pression utilisé pour les interventions possède des vannes télécommandées qui ferment en cas d'avarie.

La mâchoire à fermeture totale de l'équipement d'intervention se trouve le plus près possible de l'arbre de Noël. Les installations flottantes possèdent un système d'activation alternatif sur le BOP pour les fonctions essentielles, à utiliser en cas d'évacuation, et une capacité de déconnexion après la coupure de la colonne de travail par la mâchoire de cisaillement.

Directives

- Appliquer les chapitres 5 et 6 de la norme NORSOK D-001 à la conception de l'équipement de contrôle du puits.
- Appliquer le chapitre 5.7.2 de la norme NORSOK D-010 ainsi que les chapitres 5 et 6 et les annexes A, B et C de la norme NORSOK D-001 aux déviateurs éloignant de l'installation le gaz peu profond et les fluides de formation jusqu'à ce que le personnel ait été évacué.
- Utiliser un pipeline droit d'un diamètre intérieur d'au moins 400 mm (16 po) sans sortie de robinet dans les installations en position dynamique qui forent des sections de trou de couronne.

- Appliquer la norme NORSOK D-002 en cas d'interventions, notamment le curage sous pression et les travaux par tube concentrique.
- Veiller à ce que la mâchoire de cisaillement soit capable de couper la colonne de travail, à l'exception des composantes de masse-tige et de colonne de fond de trou.
- Doter toutes les sorties des lignes de circulation du BOP de deux dispositifs de fermeture le plus près possible de la sortie.
- Utiliser sur les installations flottantes, pour activer les fonctions essentielles du BOP en cas d'évacuation, un système alternatif acoustique, actionné par VTG ou télécommandé de quelque manière que ce soit.
- Appliquer le paragraphe 5, C 100-5000 du chapitre 2 de la norme DNV OS-E101 pour les installations mobiles inscrites au registre maritime national, plutôt que la norme NORSOK D-001.

PSA – Règlements sur les activités (51)

Le BOP, les vannes connexes et tout autre équipement de contrôle de la pression subissent des essais de fonctionnement et de pression. Ils font l'objet d'une remise en état complète et d'une recertification aux cinq ans.

Directives

- La remise en état complète et la recertification peuvent se faire de manière continue de sorte que chaque composante et l'ensemble du système soient remis en état sur une période mobile de cinq ans.
- Pour les exigences de mise à l'essai, de remise en état complète et de recertification, utiliser les chapitres 4.2.3.5, 4.2.3.6, 15.4, 15.14, 15.19, 15.21, 15.32, 15.37, 15.53, 15.57, 15.58 et 15.59 et le tableau A.1 de l'annexe A de la norme NORSOK D-010 ainsi que la norme DNV RP-E101.

PSA – Règlements sur les installations (54)

Les arbres de Noël et les têtes de puits sont conçus pour maintenir le contrôle du puits pendant la récupération, le reconditionnement et les interventions dans le puits. L'arbre de Noël possède au moins deux vannes principales, dont au moins une automatique. On surveille la pression dans l'annulaire externe le plus près pour y détecter un écoulement d'hydrocarbures.

Directives

- Appliquer les chapitres 8 et 15 de la norme NORSOK D-010 et les normes NORSOK U-001, ISO 10423 et ISO 13628 à la conception des têtes de puits et des arbres de Noël.
- Surveiller la pression dans l'annulaire.
- Intégrer les principales vannes à l'arbre de Noël ou les y monter.

- Prévoir deux façons indépendantes de fermeture des entrées et des sorties de l'arbre de Noël soumises à la pression du puits.
- Installer des clapets de non-retour à tous les points d'injection, le plus près possible de ces derniers.
- Prévoir un dispositif permettant d'isoler les arbres de Noël de la tête de puits pour éviter la fermeture accidentelle des vannes pendant une intervention sur le puits.
- Évaluer la durée de fermeture des vannes du baril principal et des sorties latérales de l'arbre de Noël de fond par rapport aux fonctions de barrière et de réduction des risques et à l'emplacement des vannes.

PSA – Règlements sur les activités (86)

En cas de perte de contrôle du puits, il est possible de reprendre le contrôle par intervention directe ou forage d'un puits d'intervention. Un plan d'action à cet égard doit avoir été préalablement préparé.

Directives

- Déterminer comment intervenir directement ou forer un puits d'intervention en vue de reprendre le contrôle du puits en consultant le chapitre 4.2.8 de la norme NORSOK D-010.
- Pour l'intervention directe, inclure au plan d'action :
 - une description de la mobilisation et de l'organisation du personnel et des installations;
 - une évaluation des capacités et dimensions requises de l'équipement connexe;
 - un plan de l'équipement d'intervention sur le puits et des services du puits.
- Appliquer les chapitres 4.8 et 10.4.2 de la norme NORSOK D-010 pour l'élaboration d'un plan d'action pour reprendre le contrôle du puits.

7.3 Règles et directives relatives aux blocs obturateurs de puits (BOP)

La section 7 sur le contrôle du puits aborde le contrôle d'une venue de fluide.

7.3.1 ARCTIQUE

- L'exploitant installe un bloc obturateur de puits (BOP) comportant plusieurs systèmes télécommandés et un système auxiliaire de charge d'accumulateur.

- L'exploitant anticipe le pire des scénarios, notamment le débit estimé, les volumes totaux de fluides, les propriétés des hydrocarbures et la durée maximale d'une éruption potentielle.
- L'exploitant est capable de forer un puits de secours au cours d'une saison.
- L'exploitant se sert de critères pour sélectionner les mesures d'urgence appropriées pour reprendre le contrôle du puits pendant son exploitation.
- L'exploitant détermine les exigences minimales du BOP en tenant compte notamment du besoin de redondance, pour le puits proposé dans le milieu unique de l'arctique.
- L'équipement répond aux normes et aux pratiques exemplaires de l'industrie et permet de maintenir l'intégrité du puits dans les conditions de forage particulières de l'Arctique.
- Des processus sont en place pour la sélection, la mise à l'essai et l'entretien de l'équipement critique pour la sécurité qui garantissent le contrôle du puits dans des conditions prévisibles.
- Le BOP :
 - est conçu expressément pour l'appareil de forage utilisé et adapté à la conception particulière du puits;
 - n'a pas été compromis ni endommagé;
 - fonctionne dans les conditions où il est appelé à servir;
 - a été entretenu conformément au cahier de charges du fabricant d'origine.
- L'exploitant met en place des processus pour garantir qu'aucune modification non autorisée n'est apportée à l'équipement critique pour la sécurité.
- Les conditions de forage sont simulées au cours de l'essai de l'équipement de contrôle du puits, y compris le BOP.
- L'exploitant crée un calendrier indiquant le moment et l'endroit où les essais du système BOP, y compris les tests de cisaillement et d'obturation, auront lieu.
- L'exploitant utilise une technologie éprouvée pour surveiller et évaluer les conditions du puits, ainsi que des techniques éprouvées pour réduire au minimum le risque d'écoulement ou de venue dans le puits.
- L'exploitant adapte le BOP de forage et le système de contrôle du BOP pour tenir compte des leçons tirées de l'éruption du puits Macondo.
- L'exploitant veille à ce que le BOP soit capable de couper les tiges et d'obturer le puits dès la première fois et à chaque fois que le système de mâchoires de cisaillement est actionné (prévoir un plan d'intervention en cas de défaillance).
- L'exploitant installe un système à sécurité intégrée pour le BOP.

7.3.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (28)

Le circuit de fluide de forage et l'équipement de contrôle connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation. Les indicateurs et les dispositifs d'alarme sont installés stratégiquement sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (28) : Sur les installations en eau profonde, mettre en place d'autres mesures de réduction des risques avant la déconnexion, p. ex. installer un bouchon de support. Utiliser deux mâchoires à fermeture totale ou de cisaillement dans le BOP comme barrière supplémentaire en cas de déconnexion accidentelle, de décalage ou de drainage.

DORS/2009-316 (29) : Tube prolongateur

L'exploitant veille à ce que le tube prolongateur fournisse un accès au puits, isole le trou de sonde de la mer, résiste à la différence de pression entre le fluide de forage et la mer, résiste aux forces physiques prévues pendant le programme de forage, retourne le fluide de forage vers l'installation et soit supporté de manière à compenser efficacement les forces résultant du mouvement de l'installation.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (29.6) : Prévoir pour les BOP sous-marins l'intervention d'un VTG, un dispositif d'autocisaillement, des points fixes d'ancrage ou des systèmes de contrôle acoustique du BOP.
- Si le MODU est un navire à positionnement dynamique ou une exploitation en eau profonde, prévoir l'intervention sur le BOP au moyen de VTG et de systèmes d'autocisaillement et de points fixes d'ancrage. Installer un système de contrôle acoustique et deux mâchoires de cisaillement sur le BOP.
- Veiller à ce que le VTG puisse fermer un ensemble de mâchoires à fermeture sur tiges et les mâchoires de sécurité à fermeture totale et à cisaillement, et déverrouiller le tube prolongateur inférieur.

DORS/2009-316 (30) : Pratiques de forage

L'exploitant veille à ce que du personnel, des procédures et de l'équipement adéquats soient en place pour **constater** et contrôler les pressions normales et anormales, pour assurer le déroulement sûr et contrôlé des activités de forage et pour prévenir la pollution.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (30.3.2) : En cas de tolérance insuffisante à la venue, de pression dépassant les marges de sécurité nominales du BOP, de pression d'éclatement du tubage ou autre, cesser immédiatement les activités de forage et sécuriser le puits.
- Effectuer une analyse des barrières pour chaque puits en exploitation.
- Mettre en place un programme de surveillance pour garantir l'intégrité des puits en production pendant toute leur durée de vie.
- Utiliser deux barrières mécaniques lors de l'installation de la colonne de tubage pour assurer une bonne mise en place du béton et prévenir l'écoulement en cas de défaillance de ce dernier.
- Après avoir installé le tubage de surface, mettre en place au moins deux barrières indépendantes et éprouvées pendant tous les travaux relatifs au puits.
- Remplacer ou réparer toute barrière défectueuse avant de poursuivre les activités.
- Veiller à ce que le personnel connaisse les dispositifs utilisés comme barrières de puits à tout moment donné pour prévenir un écoulement incontrôlé de fluides.

Lignes directrices sur l'équipement de forage

- Utiliser des blocs obturateurs de puits (BOP) et d'autres équipements de contrôle de la pression dont la pression de service est supérieure à la pression superficielle maximale calculée.
- Le BOP a une pression de service qui est dans tous les cas égale ou supérieure à 13 790 kPa (2 000 psi) et suffisamment de résistance structurelle pour résister à une combinaison de charges statiques et dynamiques raisonnablement prévisibles.
- La pression de service des obturateurs annulaires et, sur les BOP sous-marins, du raccord hydraulique supérieur, si ce dernier se trouve sous les obturateurs annulaires, n'a pas à dépasser 34 474 kPa (5 000 psi) si la pression de service du BOP ne dépasse pas 68 948 kPa (10 000 psi).
- Effectuer un essai de pression sur l'équipement de contrôle du puits selon ce qui suit : après l'installation (si le BOP en mer a subi un essai complet sur tête de puits d'essai, effectuer un essai de corps pour garantir l'étanchéité du raccord de la tête de puits); avant de forer le bouchon de toute colonne de tubage; avant de commencer l'essai d'écoulement; après toute réparation ou tout événement nécessitant de déconnecter un joint d'étanchéité; tous les 14 jours de fonctionnement. Si les conditions empêchent l'essai de pression, le repousser d'au plus sept jours.
- Mettre à l'essai par le fond la vanne d'intervention d'urgence, le BOP interne et le robinet inférieur de la tige d'entraînement. Effectuer également un essai

de pression de débit sur le BOP interne qui se compose d'un clapet antiretour d'aspiration et d'un palier. Effectuer l'essai à basse pression (1 400 à 2 000 kPa) avant celui à haute pression. Mettre à l'essai les BOP et les autres équipements de contrôle de la pression à une pression supérieure à la pression superficielle anticipée.

- Mettre à l'essai l'annulaire à au moins 50 % de la pression de service.
- Les composantes conformes maintiennent une pression stable à au moins 90 % de la pression d'essai requise pendant cinq minutes (essai à basse pression) et dix minutes (essai à haute pression) lors de l'essai sur tête de puits d'essai.
- Il est possible de mettre à l'essai les mâchoires à alésage variable sur un seul diamètre de tube dans la colonne.
- Mettre à l'essai toutes les vannes du collecteur de duses et des systèmes de purge et de neutralisation pour en confirmer l'étanchéité.
- Il n'est pas nécessaire de mettre à l'essai les duses réglables.
- Effectuer des essais de fonctionnement et de basse pression sur le déflecteur après son installation.
- Consigner tous les renseignements et les résultats des essais de pression.
- OCTNLHE, 2011 (29.6) : Préserver l'intégrité du puits en cas de déconnexion d'urgence, de défaut dans la structure du tube prolongateur, ou de toute autre situation où le système de commande hydraulique ou multiplexe n'active pas le BOP.

7.3.3 NORVÈGE

PSA – Règlements sur les installations (48)

Les barrières du puits sont conçues pour maintenir l'intégrité du puits et remplir leurs fonctions de ségrégation pendant toute la durée de vie du puits. Elles sont également conçues pour prévenir toute venue de fluide et tout écoulement dans l'environnement. Elles ne nuisent pas aux activités dans le puits et leur rendement est vérifiable. Deux barrières indépendantes sont présentes en cas de fermeture temporaire sans colonne de tubage afin de maintenir l'intégrité du puits pendant toute la durée de la fermeture. Il est possible de couper les colonnes sans danger pour l'environnement dans le cadre de l'obturation du puits.

Directives

- Concevoir les barrières de manière à prévenir l'écoulement accidentel du fluide injecté.
- Évaluer la nécessité d'installer un tubage pour le forage en zones susceptibles de contenir des hydrocarbures.
- Évaluer particulièrement la conception robuste du puits et le contrôle potentiel du puits en cas d'éruption incontrôlée.

- Vérifier le rendement des barrières de puits au moyen d'essais de pression, d'accessibilité et de temps de réponse, des taux de fuite et de l'observation des propriétés physiques.
- Veiller à ce que les barrières ne partagent pas d'éléments (elles sont indépendantes).

PSA – Règlements sur les activités (83)

Pour le forage en formation peu profonde, sélectionner les paramètres de structure et de forage de manière à empêcher le gaz ou le fluide de formation de blesser le personnel et d'endommager l'installation.

Directives

- Pour le forage de gaz ou de fluides peu profonds (y compris les hydrates et l'eau sous pression), appliquer le chapitre 5.7.2 de la norme Norsok D-010 en matière d'environnement de travail et de santé et sécurité.

PSA – Règlements sur les activités (85)

L'exploitant veille à ce que, en cas de défaillance d'une barrière, seules les activités destinées à sa réparation ou à son remplacement soient menées dans le puits. Lors du transfert d'un puits, la barrière est mise à l'essai et son état est vérifié et consigné.

Directives

- Pour les barrières de puits, appliquer les chapitres 4.2, 4.3, 4.4, 5.1, 5.3 et 15 de la norme Norsok D-010 en matière d'environnement de travail et de santé et sécurité.
- Si la barrière primaire consiste en une colonne de liquide homogène, veiller à ce qu'il y ait suffisamment de matériau de fluide de forage et de fluide de forage disponibles pour maintenir la barrière.
- Appliquer les chapitres 4.2.8 et 10.4 de la norme Norsok D-010 pour déterminer la capacité de pompage et de fluide pour les travaux lourds et légers dans le puits.
- Être prêt à réagir à la défaillance d'une ou de plusieurs barrières du puits.

7.4 Normes de contrôle du puits

API

- Recommended Practice for Coiled Tubing Operations in Oil and Gas Well Services, API Recommended Practice 5C7, 1^{re} édition, décembre 1996 (API RP 5C7)

- Recommended Practice for Design and Operation of Completion/Workover Riser Systems, API Recommended Practice 17G, 1^{re} édition, 1^{er} janvier 1995 (API RP 17G)
- Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells, API Recommended Practice 53, 3^e édition, mars 1997 (API RP 53)
- Recommended Practice for Diverter Systems Equipment and Operations, API Recommended Practice 64, 2^e édition, novembre 2001 (API RP 64)
- Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment, ANSI/API Specification 6A, 19^e édition, juillet 2004 (ANSI/API Spec 6A/ISO10423-2003)
- Specification for Drill-through Equipment, ANSI/API Specification 16A, 3^e édition, juin 2004 (ANSI/API Spec 16A/ISO 13533:2001)
- Specification for Choke and Kill Systems, API Specification 16C, 1^{re} édition, 29 janvier 1993 (API Spec 16C)
- Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment and Control Systems for Diverter Equipment, API Specification 16D, 2^e édition, juillet 2004, entrée en vigueur en janvier 2005 (API Spec 16D)
- Specification for Subsea Wellhead and Christmas Tree Equipment, API Specification 17D, 1^{re} édition, 30 octobre 1992 (API Spec 17D), Supplement 1 (1^{er} mars 1993) et Supplement 2 (juin 1996)
- NACE Standard MR0175-92 Item No. 53024 Standard Material Requirements, Sulfide Stress Cracking Resistant – Metallic Materials for Oilfield Equipment
- Mud Gas Separator Sizing and Evaluation, SPE 20430, G.R. MacDougal, décembre 1991
- NORSOK Standard D-010, Well Integrity in Drilling and Well Operations, Rev. 3, août 2004
- API Spec 6A Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment
- API Spec 7 Specification for Rotary Drilling Equipment
- API RP 14E Recommended Practices for the Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems
- API RP 64 Recommended Practices for Diverter Systems Equipment and Operations

- Les États-Unis se sont dotés de mesures normatives pour l'installation des BOP plutôt que de réglementations fondées sur la performance.
- Les BOP sont conçus, installés, entretenus, mis à l'épreuve et utilisés de manière à garantir le contrôle du puits.
- La conception des BOP est vérifiée par un tiers indépendant qui :
 - s'assure que les mâchoires de sécurité à fermeture totale et à cisaillement installées dans le BOP sont capables de couper toute tige de forage dans le trou sous la pression superficielle maximale anticipée;
 - s'assure que le BOP est conçu expressément pour fonctionner dans les conditions et le puits où il est appelé à servir;

- s'assure que le BOP n'a pas été endommagé au cours d'une utilisation précédente.
- Le BOP comprend à tout le moins :
 - trois obturateurs antiéruption à télécommande hydraulique, dont la pression de service de chacun équivaut au moins à la pression superficielle maximale anticipée à laquelle il sera assujéti, à l'exception de l'obturateur annulaire qui ne dépasse pas 5 000 psi;
 - un quatrième BOP, si on prévoit que la pression dépassera 5 000 psi;
 - une manchette à sorties latérales, si le corps de l'obturateur en est dépourvu;
 - une ligne et un collecteur de duses;
 - une ligne d'injection distincte de la ligne d'évacuation;
 - une vanne de sécurité, en position ouverte, facile d'accès sur le plancher de forage pour chacune des colonnes ou des dimensions de tubes traités.
- Tout l'équipement antiéruption (BOP) subit les essais requis pour démontrer qu'il respecte les règlements en vigueur ou les spécifications de l'exploitant et du sous-traitant si celles-ci sont plus exigeantes.
- Tous les obturateurs antiéruption subissent les essais à basse pression (203 à 290 psi) avant ceux à haute pression.
- Les essais de pression des obturateurs annulaires et à mâchoires se font avec de l'eau ou un autre fluide ininflammable sans particules solides.
- Obturateurs annulaires :
 - Pour un fonctionnement conventionnel, les mettre à l'essai à la pression la moins élevée entre 70 % de leur pression nominale de service, la pression de service de la tête de puits ou 70 % de la pression minimale de rupture de la colonne de production.
- Pour un fonctionnement concentrique, les mettre à l'essai à la pression la moins élevée entre 70 % de leur pression nominale de service ou la pression de service de l'arbre de Noël.
 - Si la pression nominale de service dépasse considérablement la pression superficielle maximale anticipée, on peut mettre l'obturateur à l'essai à cette pression ou à une pression plus élevée.
- Obturateurs à mâchoires :
 - Pour un fonctionnement conventionnel, les mettre à l'essai à leur pression nominale de service, à la pression de service de la tête de puits ou à 70 % de la pression de rupture interne minimale de la colonne de production.

- La pression d'essai n'est jamais inférieure à la pression superficielle maximale anticipée.
- Pour un fonctionnement concentrique, les mettre à l'essai à la pression la moins élevée entre la pression nominale de service du BOP ou la pression nominale de service de l'arbre de Noël.
- Si la pression nominale de service dépasse considérablement la pression superficielle maximale anticipée, on peut mettre les BOP à l'essai à cette pression ou à une pression plus élevée.
- L'équipement du BOP est mis à l'essai :
 - après son installation;
 - au moins une fois par semaine, sans dépasser sept jours entre les essais (à moins d'activités anormales qui ne laissent pas assez de temps) à condition que ce soit fait dès que possible;
 - après tout événement qui nécessite la déconnexion d'un joint d'étanchéité dans l'obturateur ou du bloc obturateur;
 - avant les essais de puits.
- Les obturateurs à mâchoires sont actionnés quotidiennement pour en assurer le bon fonctionnement en cas d'utilisation de la colonne de production, de la tige de forage ou de la colonne de travail.
- Toutes les équipes participent au moins une fois par semaine à un exercice de contrôle du puits pour garantir que leurs membres sont informés et formés adéquatement pour s'acquitter des fonctions d'urgence qui leur incombent.
- Tous les essais et exercices relatifs au BOP sont consignés au registre des activités quotidiennes.

NORSOK

- Les essais de pression des barrières du puits se font :
 - avant leur exposition à la pression différentielle de la phase d'exploitation;
 - après le remplacement de composantes de confinement contre la pression d'une barrière;
 - si on soupçonne une fuite;
 - si un élément est exposé à une pression ou à une charge différente de celle de l'essai initial;

- si un élément de la barrière a été accidentellement exposé à une pression différentielle ou à une charge supérieure aux valeurs de conception initiale du puits;
- périodiquement, conformément aux critères d'acceptation des barrières.
- La pression de service du BOP dépasse la pression maximale de conception, y compris une marge pour la neutralisation.
- La mâchoire ou le dispositif d'obturation est capable de couper la tige de forage, la colonne de production, le câble et tout autre outil spécifié et d'obturer le trou de forage par la suite.
- Si on utilise des éléments impossibles à cisailer, au moins une mâchoire à fermeture sur tiges ou un obturateur annulaire est capable d'obturer la dimension de ces éléments.
- Pour les unités flottantes, le raccord de tête de puits est équipé d'un dispositif de déverrouillage secondaire par VTG.
- Les tiges de forage coniques sont dotées de mâchoires à fermeture sur tiges pour chaque dimension de tige.
- Les mâchoires à alésage variable possèdent une charge utile suffisante à l'arrêt de pompage.
- Une sortie se trouve sous le bloc de tubes prolongateurs inférieur. On se sert de cette sortie en dernier recours pour reprendre le contrôle du puits.
- Le BOP possède un affichage de la pression et de la température à la surface.
- Le BOP est connecté à un collecteur de duses et au dégazeur.

7.4.1 TÊTES DE PUIITS

API

- La conception du système réduit au minimum le nombre de chemins de fuite potentielle.
- On effectue un calcul des constructions pour garantir qu'aucune défaillance structurelle ne survient sous la manchette de rentrée de l'arbre, de sorte que ce dernier demeure sécuritaire en cas de drainage avant la déconnexion de l'outil de pose.
- La conception de l'arbre sous-marin tient compte de la maniabilité et de la facilité d'installation. Tout assemblage est équilibré à moins d'un degré. On tient compte de l'état submergé de l'équipement notamment de sa flottabilité ou des modules lestés retirés après l'installation. L'utilisation de masses d'équilibrage est réduite le plus possible pour garder le poids d'expédition au minimum. L'emplacement de ces masses est soigneusement choisi de manière à ne pas nuire à l'observation ni à l'accès par le plongeur ou le VTG. Le fabricant effectue une analyse de tolérances et de montage pour garantir que les arbres engagent les supports de suspension du tubage et les

bases de guidage, et que les outils de pose de l'arbre engagent les manchettes de rentrée, etc.

- La désignation PSL, la pression nominale, la température de fonctionnement et la catégorie des matériaux destinés à l'arbre sous-marin exposés normalement au fluide de forage sont déterminées par ceux de la composante dont ces caractéristiques sont les moindres.
- Les composantes et sous-assemblages pour diverses configurations d'arbres sous-marins sont interchangeables si les exigences fonctionnelles le permettent.
- ANSI/API Spec 6A : Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment, 9^e édition, 2004 (ISO 10423-2003), sauf qu'il est interdit d'utiliser des connexions vissées sur la tête de puits (elles sont à brides et boulonnées).
- API Spec 6FA Specification for Fire Test for Valves, 3^e édition, 1999.

Puits sous-marins (y compris les systèmes de suspension de conduite de boue) :

- API Spec 6FB, API Specification for Fire Test for End Connections, 3^e édition, 1998
- API Spec 17D Specification for Subsea Wellhead and Christmas Tree Equipment, 1^{re} édition, 1992
- API RP 17A Recommended Practice for Design and Operation of Subsea Production Systems, 3^e édition, 2002

Puits en mer :

- API RP 14H Recommended Practice for Installation, Maintenance and Repair of Surface Safety Valves and Underwater Safety Valves Offshore, 4^e édition, 1994 (ISO10419: 1993)

Environnements acides :

- NACE Standard MR0175-92 Item No. 53024 Standard Material Requirements, Sulfide Stress Cracking Resistant – Metallic Materials for Oilfield

NORSOK

- NORSOK Standard D-010, Well Integrity in Drilling and Well Operations, Rev. 3, 2004

7.4.2 CONTRÔLE DE L'AFFLUX DE FLUIDE

API

- Utiliser des barrières mécaniques de fond en plus d'une cimentation conforme et non en remplacement de celle-ci (peut ne pas être nécessaire ni recommandé dans certains cas).
- En présence d'une zone d'écoulement potentiel non séparée par la barrière mécanique, on peut renforcer la barrière de ciment :
 - avec des joints d'étanchéité;
 - en égalisant le calibre des puits de forage aux endroits de mise en place;
 - en le mettant en place dans des formations compétentes;
 - en pratiquant l'esquichage du ciment dans la colonne perdue en cas de perte de circulation;
 - en pointant et en faisant l'esquichage, au besoin;
 - en retardant la pose des joints pour laisser le ciment prendre adéquatement;
 - en optimisant tous les paramètres de la cimentation primaire;
 - en éliminant tous les vides qui peuvent emprisonner des fluides;
 - en prévenant les restrictions de débit (minimisant ainsi la densité de circulation équivalente);
 - en effectuant une cimentation à circulation inverse, au besoin;
 - en bonifiant les propriétés mécaniques du ciment, au besoin.

7.5 Recommandations

De nombreuses directives, pratiques recommandées et normes relatives au contrôle du puits ont été rédigées particulièrement après l'incident du puits Maconda dans le golfe du Mexique. Le contrôle du puits est au cœur des préoccupations à l'échelle mondiale. Comme mentionné, l'API et les normes ISO partagent une approche semblable à cet égard. En matière de contrôle du puits, il importe de : 1) contrôler le puits en tout temps pendant sa durée de vie à l'aide d'au moins deux barrières, 2) concevoir les barrières pour la charge maximale prévue et 3) pouvoir forer un puits de secours au cours de la même saison.

La conception des barrières du puits fait partie de la demande de forage de celui-ci. Les normes NORSOK imposent un format de présentation de ces renseignements comprenant un schéma. Très utile, cette uniformité dans les demandes des exploitants en facilite l'évaluation.

À toutes les étapes de vie du puits, deux barrières en assurent le contrôle : pendant le forage, à des fins d'exploitation du gisement, et lors de l'abandon temporaire ou permanent. La conception et le fonctionnement de toutes les barrières sont à sûreté

intégrée. Les blocs obturateurs de puits possèdent deux méthodes d'actionnement des obturateurs sans connectivité. Des VTG peuvent intervenir d'au moins deux manières sur les BOP sous-marins. Il faut mettre à l'essai chaque semaine tout l'équipement de contrôle de pression. Pour ce faire, on met à l'essai au moins un élément par jour, à tour de rôle, de sorte que tous les éléments subissent un essai hebdomadaire. Les essais et l'entretien de routine sont essentiels pour garantir l'intégrité du puits.

8. ESSAIS DE PUIITS

8.1 Résumé

La section 8 explique sur la réglementation et les lignes directrices qui encadrent les évaluations de puits, de gisements et de champs dans le contexte de l'exploration et de l'exploitation extracôticières. Notons qu'il incombe à chaque exploitant de se doter des programmes de collecte de données nécessaires à la tenue de ces évaluations.

Les données recueillies au cours de ces évaluations servent notamment à la classification des puits. En puits d'exploration, ces programmes d'essai prélèvent des données pour les évaluations de base à tous les intervalles, ainsi que pour les évaluations plus poussées des intervalles où des hydrocarbures ont été détectés afin de déterminer le potentiel de découverte. En puits de délimitation, ils permettent de dissiper les incertitudes sur la teneur significative d'hydrocarbures et d'autres intervalles pertinents. Les programmes de puits d'exploitation visent à lever les dernières incertitudes sur les intervalles de production ciblés et à établir les mesures étalons des programmes subséquents de surveillance de la production. De plus, ils procurent des données de la même qualité d'évaluation à l'extérieur comme à l'intérieur des intervalles de production présentant un potentiel d'exploitation (C-NLOPB, 2011).

Parmi les essais servant à l'évaluation d'un gisement figurent notamment : les essais de pression et d'étanchéité, les essais aux tiges (DST) et les essais de production, les diagraphies des carottes, les relevés directionnels et les essais d'injectivité. Notons que chaque entité gouvernementale établit ses propres règles pour encadrer la tenue de ces essais.

8.1.1 ESSAIS DE PRESSION ET D'ÉTANCHÉITÉ

L'essai de pression et d'étanchéité, aussi appelé essai de résistance à la pression (ERP), essai d'intégrité de la formation (FIT) ou essai de pression de fuite (FLOT), sert à déterminer la force ou la pression de fracture d'une formation ouverte. Ses résultats indiquent la pression maximale ou le poids maximal de la boue injectée dans le puits pendant le forage. Cet essai consiste à interrompre l'exploitation du puits et à y injecter le fluide, ce qui accroît la pression dans la formation. À mesure que la pression monte, le fluide s'infiltre dans le gisement en suivant les voies perméables ou en creusant des fractures, ce qui provoque l'arrêt de la pompe. Par mesure de sécurité, la pression d'exploitation du puits est fixée légèrement sous le résultat obtenu.

L'essai de résistance à la pression (ERP) est aussi réalisé pour vérifier la cimentation primaire à la hauteur du sabot de tubage. Les données recueillies au cours de l'essai sont versées dans la base de données pour la conception et la planification ultérieures de

puits (C-NLOPB, 2011). Selon l'objectif visé, il s'exécute de manières différentes. Ce type d'essai (FIT ou ERP) peut confirmer la résistance de la formation à une pression prédéterminée. Sinon, il est possible de procéder à un essai de pression de fuite (FLOT) pour déterminer quelle pression la formation peut supporter, ou à un essai de pression de fuite de la formation étendue (XLOT) pour déterminer la contrainte minimale in situ de la formation.

La figure 8-1 illustre les éléments de l'installation de forage pour l'ERP, notamment le manomètre, la vanne d'interruption et le réservoir de liquide de déplacement (fluide de forage à injecter dans le puits).

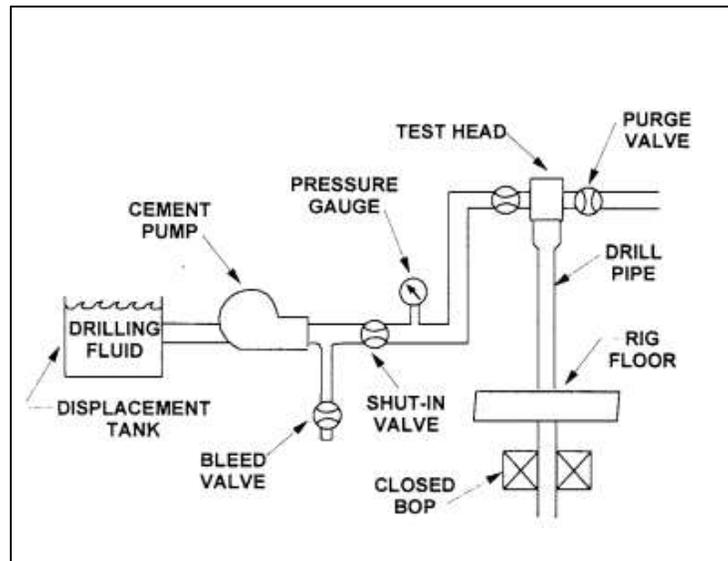


FIGURE 8-1 : CONFIGURATION DE L'INSTALLATION DE FORAGE POUR L'ERP (POSTLER, 1997)

Traduction de la figure 8-1	
CEMENT PUMP	POMPE À CIMENT
PRESSURE GAUGE	MANOMÈTRE
TEST HEAD	TÊTE D'ESSAI
PURGE VALVE	VANNE DE VIDANGE
DRILL PIPE	TIGE DE FORAGE
RIG FLOOR	PLANCHER DE FORAGE
CLOSED BOP	BOP FERMÉ

SHUT-IN VALVE	VANNE DE FERMETURE
BLEED VALVE	VANNE DE PURGE
DISPLACEMENT TANK	RÉSERVOIR DU LIQUIDE DE DÉPLACEMENT
DRILLING FLUID	FLUIDE DE FORAGE

8.1.2 ESSAIS DE PRESSION AUX TIGES (DST)

Les essais aux tiges (DST) servent à déterminer le potentiel commercial du gisement d'hydrocarbures trouvé par le puits. Le DST ressemble à l'essai de puits conventionnel, si ce n'est que la rame de forage reste dans le puits. L'essai s'effectue habituellement au moyen d'une vanne activée en surface qui contrôle le dispositif de fermeture situé au fond du puits. Ce dispositif prévient le refoulement des fluides de formation après l'essai. Le DST est généralement réalisé au moyen d'un manomètre et de garnitures d'étanchéité, activées en surface, qui canalisent le fluide dans la rame de forage. Le premier essai d'une durée de 5 à 10 minutes mesure la pression initiale du gisement. Ensuite, dans la mesure du possible, on laisse le puits couler de 4 à 24 heures, jusqu'à ce que l'écoulement se stabilise, avant d'enchaîner avec l'essai de montée de pression et de pompage qui détermine l'épaisseur de la couche perméable et le potentiel d'écoulement. La figure 8-2 (à gauche) montre le fluide qui passe entre les garnitures d'étanchéité, qui isolent le passage et empêchent l'écoulement dans l'espace annulaire, avant d'entrer dans la rame de forage. La figure à droite montre la courbe type des variations de pression mesurées par le manomètre au fil du temps. L'interprétation de la courbe indique quelles propriétés du gisement doivent être mesurées par l'essai.

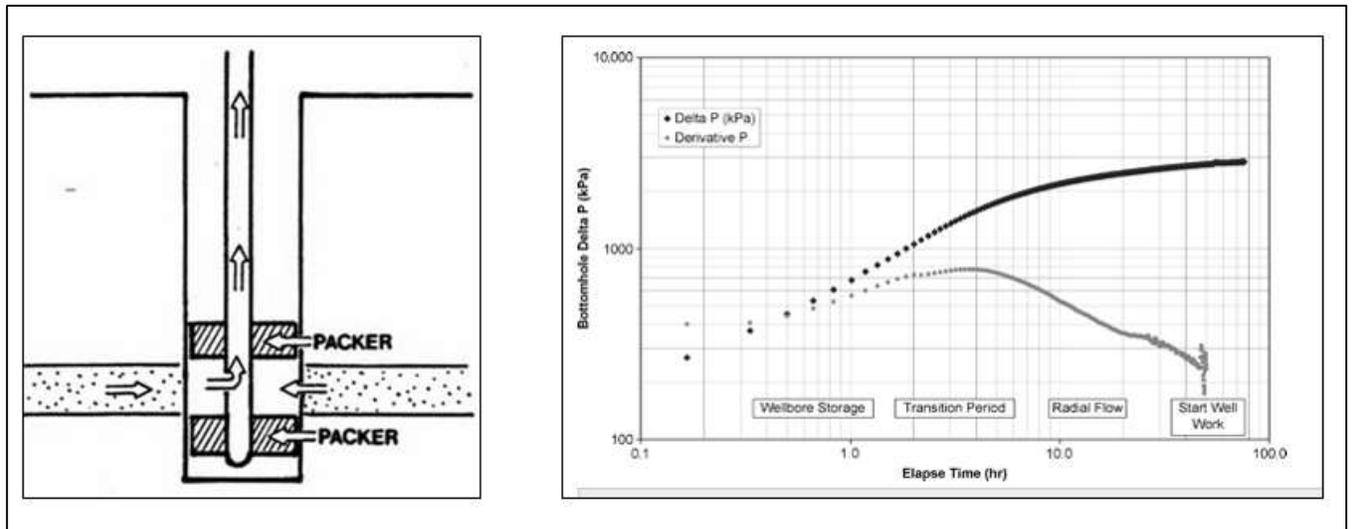


FIGURE 8-2 : ESSAI AUX TIGES DE FORAGE ET COURBE DE PRESSION DÉRIVÉE (POSTLER, 1997; ENVIRONMENTAL GEOSCIENCES, 2009)

Traduction de la figure 8-2	
PACKER	GARNITURE D'ÉTANCHÉITÉ
Bottomhole Delta P	Différentiel de pression (Delta P) au fond du puits
Delta P	Delta P
Derivative P	Dérivé P
Wellbore Storage	Stockage dans le trou de forage
Transition Period	Période de transition
Radial Flow	Écoulement radial
Start Well Work	Début de l'exploitation du puits
Elapse Time (hr)	Temps écoulé (h)

8.1.3 ESSAIS DE PRESSION DE FUITE

Essai de production

L'essai d'extraction et de production détermine la capacité d'écoulement du puits après le forage. Le puits est ouvert et le fluide peut s'écouler. Le volume de fluide écoulé pendant une période précise correspond au débit du puits à une pression déterminée en fond de puits. Cet essai révèle le potentiel énergétique de la production du puits, la composition chimique et la température des fluides ainsi que les variations de pression et de températures pendant la production (OpenEI, auteur inconnu). De plus, il établit le débit maximal absolu (DMA) et l'indice de productivité.

Essai d'injectivité

L'essai d'injectivité détermine le débit et la pression des fluides qui peuvent être injectés dans la cible de traitement sans fracturer la formation. Réalisées après l'essai d'injectivité, la plupart des simulations de traitement et de correction, comme la cimentation sous pression, servent à préciser les principaux paramètres de traitement et les limites d'exploitation. Qui plus est, des essais d'injectivité sont menés pendant le pompage d'autres fluides comme l'eau, l'azote, le dioxyde de carbone, le gaz naturel et la vapeur (Schlumberger, 2015). L'essai d'injectivité consiste essentiellement à faire à rebours un essai de productivité. La figure 8-3 montre les courbes de débit et de pression en fonction du temps pendant l'essai d'injectivité.

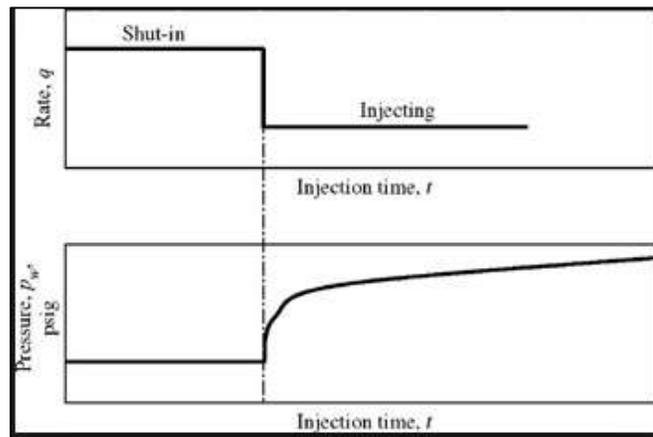


FIGURE 8-3 : DÉBIT ET PRESSION EN FONCTION DU TEMPS PENDANT UN ESSAI D'INJECTIVITÉ

Traduction de la figure 8-3	
Pressure, P_w (psig)	Pression, P_w (psig)

Rate, q	Débit, q
Shut-in	Fermeture
Injecting	Injection
Injection time, t	Durée de l'injection, t

8.1.4 DIAGRAPHIE DES CAROTTES

La diagraphie des carottes consiste à analyser les échantillons cylindriques de sol (carottes) prélevés pendant et après le forage afin de déterminer les propriétés géologiques de la formation comme la porosité, la saturation et la perméabilité. Il est aussi possible de faire la diagraphie en cours de forage (sans le prélèvement de carottes) et l'analyse des déblais de forage remontés à la surface. Habituellement, l'exploitant procède à un carottage conventionnel (diamètre complet) ou au carottage latéral, lorsqu'il est impossible de prélever les échantillons selon la méthode conventionnelle en raison de la présence d'une mince couche de sable dans le gisement ou de conditions géologiques incertaines. L'exploitant recourt également au carottage latéral pour obtenir des données précises sur une profondeur cible au moyen de la diagraphie en puits ouvert afin de produire des diagraphies de contrôle des profondeurs d'une grande précision. Cette méthode est également moins chère et plus facile à exécuter.

La figure 8-4 montre l'outil de carottage rotatif utilisé pour le prélèvement conventionnel des carottes. Une fois la carotte taillée, le carotteur rotatif la remonte à la surface où elle est récupérée. L'arrêt des travaux nécessaire pour récupérer chaque échantillon explique les coûts élevés de cette méthode.



FIGURE 8-4 : CAROTTEUR ROTATIF

8.1.5 RELEVÉS DIRECTIONNELS

Dans certains cas, il faut suivre de près la direction et la déviation du trou de forage (forage dirigé) pour atteindre la cible. C'est le cas notamment pour le forage de puits de secours, de plusieurs puits au même endroit ou d'une cible inaccessible directement depuis la surface. Les relevés directionnels fournissent des données qui sont ensuite compilées pour configurer le tracé tridimensionnel du forage dirigé. Les relevés directionnels procurent des données sur la profondeur mesurée (PM), l'inclinaison et l'orientation du puits à de nombreux points d'un bout à l'autre du puits. L'exécution de ces relevés repose sur des outils qui font appel à différentes méthodes, notamment la transmission des données par câble (outils de mesure de fond pendant le forage [MWD]) et le stockage de données sur bande ou autre (outils électroniques). En général, ces outils sont soit magnétiques, soit gyroscopiques. Les instruments gyroscopiques sont utilisés lorsque des facteurs externes, comme les trous tubés, risquent d'altérer la précision du système magnétique. Les capteurs magnétiques déterminent la direction du forage à partir du champ magnétique de la Terre.

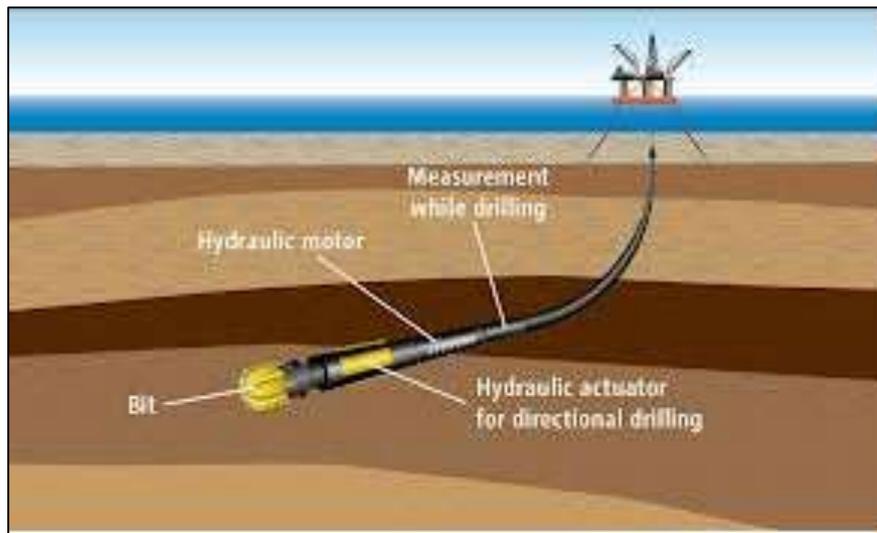


FIGURE 8-5 : FORAGE DIRIGÉ EXTRACÔTIER (GPAK OFFSHORE, 2014)

Traduction de la figure 8-5	
Measurement while drilling	Prise de mesures pendant le forage
Hydraulic motor	Moteur hydraulique
Bit	Outil de forage (trépan)
Hydraulic actuator for directional drilling	Actionneur hydraulique

8.2 Règlements et directives sur les essais de puits

8.2.1 ARCTIQUE

Les demandes d'autorisation de projets de production ou de forage de puits doivent comporter des programmes adéquats d'acquisition des données sur la formation (mesures, échantillons, analyses). Celles-ci serviront à l'évaluation complète des caractéristiques géologiques et de la qualité du gisement.

DORS/2009-15 (31) : Référence pour la profondeur du puits

L'exploitant veille à ce que toute mesure de la profondeur d'un puits soit prise à partir d'un point de référence unique, qui est soit la table de rotation, soit la fourrure d'entraînement de l'appareil de forage.

DORS/2009-315 (49 et 50)

L'exploitant veille à ce que les programmes d'acquisition des données relatives aux puits et aux champs soient appliqués selon les règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière. Si un tel programme ne peut être appliqué en totalité, l'exploitant en informe l'Office national de l'énergie (ci-après « l'Office ») et lui présente les mesures prévues pour atteindre autrement les objectifs du programme. L'Office approuve ces mesures supplémentaires à condition qu'elles soient raisonnables et qu'elles permettent d'atteindre les objectifs fixés.

DORS/2009-315 (51)

Toute formation doit être mise à l'essai et échantillonnée de manière à obtenir des données sur la pression et des échantillons pour l'évaluation du réservoir et des caractéristiques géologiques.

DORS/2009-315 (53, 54 et 55)

L'exploitant entrepose et transporte les échantillons de déblais de forage et de fluides ainsi que les carottes emballés dans des contenants durables et correctement étiquetés de manière à prévenir les pertes ou la détérioration. Il remet les échantillons ou au moins la moitié de la section transversale des carottes dans les 60 jours suivant la date de libération de l'appareil de forage ou aussitôt l'analyse terminée. Dans un avis écrit, il offre à l'Office la possibilité d'obtenir les échantillons (déblais, fluides, carottes et données) qu'il a l'intention d'éliminer.

8.2.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (31) : Référence pour la profondeur du puits

L'exploitant veille à ce que toute mesure de la profondeur d'un puits soit prise à partir d'un point de référence unique, qui est soit la table de rotation, soit la fourrure d'entraînement de l'appareil de forage.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (31) : mesurer la distance entre la table de rotation (TR) et le fond de la mer (FM), puis utiliser cette donnée comme mesure étalon. Enregistrer la distance entre la bride du tubage et la table de rotation ou la fourrure d'entraînement (FE).
- Pour une installation flottante, corriger la distance TR-FM en fonction du niveau moyen de la mer et des marées.
- Prendre les mesures de profondeur en mètres et les enregistrer, soit la profondeur mesurée à partir de la table de rotation, ou mTR(PM), et la profondeur verticale réelle à partir de la table de rotation, ou mTR(PVR).
- Utiliser les diagraphies de puits pour obtenir un bon contrôle de profondeur en vue des perforations, de la mise en place de la garniture d'étanchéité (packer), etc.

DORS/2009-316 (49 et 50)

L'exploitant veille à ce que les programmes d'acquisition des données relatives aux puits et aux champs soient appliqués selon les règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière. Si un tel programme ne peut être appliqué en totalité, l'exploitant en informe l'Office et lui présente les mesures prévues pour atteindre autrement les objectifs du programme. L'Office approuve ces mesures supplémentaires à condition qu'elles soient raisonnables et qu'elles permettent d'atteindre les objectifs fixés.

DORS/2009-316 (51)

Toute formation doit être mise à l'essai et échantillonnée de manière à obtenir des données sur la pression et des échantillons pour l'évaluation du réservoir et des caractéristiques géologiques.

DORS/2009-316 (53, 54 et 55)

L'exploitant entrepose et transporte les échantillons de déblais de forage et de fluides ainsi que les carottes emballés dans des contenants durables et correctement étiquetés de manière à prévenir les pertes ou la détérioration. Il remet les échantillons ou au moins la moitié de la section transversale des carottes dans les 60 jours suivant la date de libération de l'appareil de forage ou aussitôt l'analyse terminée. Dans un avis écrit, il offre à l'Office la possibilité d'obtenir les échantillons (déblais, fluides, carottes et données) qu'il a l'intention d'éliminer.

8.2.3 NORVÈGE

Le Règlement de gestion des ressources (en norvégien seulement) régit les essais d'écoulement.

PSA – Règlement sur les activités (29)

Pendant la programmation des travaux, l'exploitant s'assure de maîtriser les principaux facteurs de risque.

PSA – Règlement sur les activités (30)

Avant d'entreprendre les activités, il faut vérifier qu'elles satisfont aux exigences de sécurité.

PSA – Règlement sur les installations (53)

L'équipement de puits et de surface est conçu pour maintenir un débit régularisé pendant la production, l'injection et les essais, notamment au moyen de la rame de forage et du collecteur de duses. Les puits d'hydrocarbures en installation permanente, à l'exception de ceux forés dans le fond marin, doivent être équipés d'une vanne de sécurité dans l'espace annulaire. La conduite d'écoulement doit être équipée d'une vanne de sécurité de fond.

8.3 Règlements et directives sur les essais de pression et d'étanchéité

Les règlements et les directives de Terre-Neuve-et-Labrador exigent la réalisation des essais d'intégrité de la formation (FIT) avant que soit entrepris tout forage à plus de 10 m sous le sabot d'un tubage autre que le tubage initial. Ces essais servent à garantir des conditions de forage sécuritaires pour la colonne de tubage suivante. Les normes norvégiennes expliquent en détail les types d'essais d'intégrité de la formation à réaliser aux différentes étapes du cycle de vie d'un puits.

8.3.1 ARCTIQUE

DORS/2009-315 (33) : Test de pression de fracturation

Un test de pression de fracturation ou un essai d'intégrité de la formation est effectué avant tout forage à une profondeur de plus de 10 m au-dessous du sabot de tout tubage autre que le tubage initial. Un test de pression de fracturation ou un essai d'intégrité de la formation est effectué à une pression qui permet d'assurer la sécurité du forage jusqu'à la prochaine profondeur de colonne prévue. Un registre de chaque test de pression de fracturation est conservé et les résultats sont consignés dans le rapport

journalier de forage et dans le rapport final du puits. Il n'est pas nécessaire d'effectuer un essai d'intégrité de la formation pour un tubage initial. Conçus pour les tubages en surface, les colonnes de tubage et autres revêtements comportant un BOP, ces essais fournissent les données essentielles au contrôle du puits.

8.3.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (33)

Un test de pression de fracturation ou un essai d'intégrité de la formation est effectué avant tout forage à une profondeur de plus de 10 m au-dessous du sabot de tout tubage autre que le tubage initial. Un test de pression de fracturation ou un essai d'intégrité de la formation est effectué à une pression qui permet d'assurer la sécurité du forage jusqu'à la prochaine profondeur de colonne prévue. Un registre de chaque test de pression de fracturation est conservé et les résultats sont consignés dans le rapport journalier de forage dans le rapport final du puits. Il n'est pas nécessaire d'effectuer un essai d'intégrité de la formation pour un tubage initial. Conçus pour les tubages en surface, les colonnes de tubage et autres revêtements comportant un BOP, ces essais fournissent les données essentielles au contrôle du puits.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (33.1) : Les essais de pression de fuite et les essais d'intégrité de formation sont requis (et effectués suivant les normes de l'industrie) pour établir la pression maximale à laquelle la formation peut résister et pour vérifier l'intégrité du ciment à la hauteur du sabot de tubage. Ces essais fournissent également des données sur la résistance de la formation qui serviront à la conception du puits et à la planification des activités. Il n'est pas nécessaire d'effectuer un essai de pression de fuite ou un essai d'intégrité de formation pour un tubage initial. Les résultats de ces essais sont consignés dans le rapport de forage quotidien et dans le rapport final du puits. Le rapport final du puits fournit de l'information suffisamment détaillée, y compris les tables de pression et les calculs, afin de permettre aux examinateurs d'interpréter et d'analyser les résultats.

8.3.3 NORVÈGE

PSA – Règlement sur les installations (53)

Directives

- Pour que l'équipement de puits et de surface maintienne un débit régularisé pendant les essais, appliquer la norme NORSOK D-10 (art. 6, 7, 8, 14 et 15) et la norme NORSOK D-007 en matière de santé, d'environnement de travail et de sécurité.

- S'assurer que l'équipement en place peut s'adapter à toute variation des conditions préalables, notamment la défaillance d'un élément de barrière.
- S'assurer que l'équipement convient aux interventions de puits, au reconditionnement, à l'obturation de puits et à la collecte des données sur le puits, qui sont importantes du point de vue de la sécurité.
- Au besoin, consulter l'article 5, H 100-200, du chapitre 2 de la norme DNV OS-E101 pour les installations mobiles inscrites au registre de transport maritime.
- Consulter le *Règlement de gestion des ressources* (en norvégien seulement) qui régit les essais d'écoulement.

8.4 Règlements et directives sur les essais de pression aux tiges et les essais d'écoulement

Les autorités gouvernementales citées dans ce rapport donnent des précisions sur les facteurs à prendre en considération pour la tenue des essais, notamment les essais de production, d'extraction, d'injectivité et aux tiges. Leurs directives sur ce type d'essais sont souvent les mêmes, bien que, comme nous l'avons expliqué, ces essais servent à déterminer les nombreuses caractéristiques des gisements et sont menés dans différentes configurations et au moyen d'instruments divers. Les Lignes directrices sur l'exploitation pétrolière et gazière dans l'Arctique¹⁷ (ci-après les « directives de l'Arctique ») précisent que ces essais doivent être menés sur les nouveaux puits et sur les puits ayant subi des interventions susceptibles de nuire à leur productivité ou à l'injectivité. Les directives du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador vont dans le même sens. Les directives de l'Arctique exigent le prélèvement d'échantillons de fluides à des fins d'analyse. Les directives de la Norvège et de Terre-Neuve-et-Labrador insistent sur la nécessité de mener les essais au moyen d'équipement pouvant résister aux charges prévues pendant ces activités et de mettre en œuvre des procédures de déconnexion d'urgence. Les directives norvégiennes exigent aussi que les calculs de conception du train de tiges d'essai soient adéquatement étayés. Les directives de l'American Petroleum Institute (API) soulignent l'importance d'informer les autorités compétentes du programme d'essai de puits.

L'exploitant pourrait également prendre en considération les directives de Terre-Neuve-et-Labrador en ce qui a trait aux essais d'écoulement en eau profonde. Selon ces directives, pendant les essais en eau profonde, l'exploitant devrait envisager comme dispositif d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures dans le tube prolongateur d'installer un mandrin (ou l'équivalent), pour sceller le tube prolongateur immédiatement sous la table de rotation et de le relier au déflecteur de l'outil de forage. Si les moyens adéquats existent, l'exploitant fait circuler un fluide dans le tube

¹⁷ Arctic Offshore Gas and Oil Guidelines, document en anglais seulement

prolongateur pendant les essais d'écoulement pour suivre les volumes et détecter les infiltrations (OCTNLHE, 2011).

8.4.1 ARCTIQUE

DORS/2009-315 (34)

- L'équipement utilisé pour les essais d'écoulement est conçu de façon à contrôler en toute sécurité la pression du puits, à évaluer correctement la formation et à prévenir la pollution. La pression nominale de marche du collecteur d'essai du puits et en amont de celui-ci est supérieure à la pression statique maximale prévue.
- L'équipement en aval du collecteur d'essai du puits est suffisamment protégé contre la surpression. L'équipement utilisé pour les essais de puits comporte une vanne de sécurité de fond qui permet la fermeture du train de tiges d'essai au-dessus de la garniture d'étanchéité.
- Dans le cas d'une unité de forage flottante, l'équipement utilisé pour les essais d'écoulement comporte un arbre sous-marin muni d'une soupape qui peut être actionnée de la surface et se ferme automatiquement au besoin pour empêcher un écoulement incontrôlé du puits. L'arbre sous-marin est également muni d'un système de libération qui permet au train de tiges d'essai d'être débranché de façon mécanique ou hydraulique à l'intérieur ou au-dessous des BOP.

DORS/2009-315 (51)

- S'il y a lieu de croire que des données sur la pression des réservoirs ou des échantillons de fluide contribueraient sensiblement à l'évaluation du réservoir et de la géologie des lieux, l'exploitant veille à ce que toute formation dans un puits soit mise à l'essai et échantillonnée de manière à obtenir ces données ou échantillons.

DORS/2009-315 (52)

- Aucun puits d'exploitation n'est mis en production sans que l'Office n'en ait approuvé l'essai d'écoulement ou l'essai aux tiges. Lorsqu'un puits fait l'objet de travaux de reconditionnement qui pourraient en modifier la capacité de débit, la productivité ou l'injectivité, il est soumis, dans un délai raisonnable après la fin des travaux, à un essai d'écoulement. L'exploitant peut effectuer un essai d'écoulement si l'Office a approuvé le programme d'essai détaillé. L'Office peut exiger un essai aux tiges sur un puits foré dans une structure géologique, autre que le premier puits, s'il y a lieu de croire que cet essai contribuerait sensiblement à l'évaluation du réservoir et de la géologie des lieux. L'Office approuve l'essai d'écoulement si l'exploitant démontre que celui-ci sera effectué

en toute sécurité, sans causer de pollution et conformément aux règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière et qu'il lui permettra de recueillir des données sur la capacité de débit ou la productivité du puits, d'établir les caractéristiques du réservoir et d'obtenir des échantillons représentatifs des fluides de formation. Consulter la liste des normes à la section 8.7

8.4.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (34)

- L'équipement utilisé pour les essais d'écoulement est conçu de façon à contrôler en toute sécurité la pression du puits, à évaluer correctement la formation et à prévenir la pollution. La pression nominale de marche du collecteur d'essai du puits et en amont de celui-ci est supérieure à la pression statique maximale prévue.
- L'équipement en aval du collecteur d'essai du puits est suffisamment protégé contre la surpression. L'équipement utilisé pour les essais de puits comporte une vanne de sécurité de fond qui permet la fermeture du train de tiges d'essai au-dessus de la garniture d'étanchéité.
- Dans le cas d'une unité de forage flottante, l'équipement utilisé pour les essais d'écoulement comporte un arbre sous-marin muni d'une soupape qui peut être actionnée de la surface et se ferme automatiquement au besoin pour empêcher un écoulement incontrôlé du puits. L'arbre sous-marin est également muni d'un système de libération qui permet au train de tiges d'essai d'être débranché de façon mécanique ou hydraulique à l'intérieur ou au-dessous des BOP.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (34) : Appliquer la norme NORSOL D-SR-007 *Well Testing Systems* (systèmes d'essais de puits) à l'équipement et aux procédures, à moins qu'elle interfère avec les règles de l'OCTNLHE. Pendant les essais en eau profonde, un mandrin (ou l'équivalent) pour sceller le tube prolongateur immédiatement sous la table de rotation relié au déflecteur de l'outil de forage peut servir de dispositif d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures dans tube prolongateur. Si les moyens adéquats existent, il faut faire circuler un fluide dans le tube prolongateur pendant les essais d'écoulement pour suivre les volumes et détecter les infiltrations. Les pressions nominales de marche sont interprétées comme celles en amont du collecteur de duses et en supposant que les vannes de sûreté protègent l'équipement d'essai en aval. L'exploitant doit spécifier le type de vanne de sécurité de fond utilisée pour les essais d'écoulement.

DORS/2009-316 (51)

S'il y a lieu de croire que des données sur la pression des réservoirs ou des échantillons de fluide contribueraient sensiblement à l'évaluation du réservoir et de la géologie des lieux, l'exploitant veille à ce que toute formation dans un puits soit mise à l'essai et échantillonnée de manière à obtenir ces données ou échantillons.

DORS/2009-315 (52)

Aucun puits d'exploitation n'est mis en production sans que l'Office n'en ait approuvé l'essai d'écoulement ou l'essai aux tiges. Lorsqu'un puits fait l'objet de travaux de reconditionnement qui pourraient en modifier la capacité de débit, la productivité ou l'injectivité, il est soumis, dans un délai raisonnable après la fin des travaux, à un essai d'écoulement. L'exploitant peut effectuer un essai d'écoulement si l'Office a approuvé le programme d'essai détaillé. L'Office peut exiger un essai aux tiges sur un puits foré dans une structure géologique, autre que le premier puits, s'il y a lieu de croire que cet essai contribuerait sensiblement à l'évaluation du réservoir et de la géologie des lieux. L'Office approuve l'essai d'écoulement si l'exploitant démontre que celui-ci sera effectué en toute sécurité, sans causer de pollution et conformément aux règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière et qu'il lui permettra de recueillir des données sur la capacité de débit ou la productivité du puits, d'établir les caractéristiques du réservoir et d'obtenir des échantillons représentatifs des fluides de formation. Consulter la liste des normes à la section 8.7

- OCTNLHE, 2011 (51) : directive sur l'acquisition de données et la préparation de rapports.
- OCTNLHE, 2011 (52) : directive sur l'acquisition de données et la préparation de rapports.

8.4.3 NORVÈGE

PSA – Règlement sur les activités (69)

Consulter le *Règlement de gestion des ressources* (en norvégien seulement) qui régit les essais d'écoulement.

Les essais d'écoulement sont menés de manière à produire le moins de répercussions possible sur l'environnement, c'est-à-dire que les déversements en mer sont interdits, sauf si les matières déversées ont été assainies. Cette exigence ne s'applique pas aux installations qui n'ont pas de poste de traitement. Le torchage s'effectue de jour, mais on évitera cette pratique dans la mesure du possible. L'exploitant doit obtenir un permis avant de réinjecter des fluides produits.

Directives

NORSOK D-007 (5.6.2.2) : Concevoir un train de tiges d'essai capable de tuer le puits si la vanne d'essai ne se ferme pas.

NORSOK D-007 (annexe 1) : Les essais aux tiges de fond portent sur les éléments suivants : garnitures d'étanchéité permanentes ou amovibles, vanne d'essai, vannes de mise en circulation, joints coulissants, coulisse de forage hydraulique, joint de sûreté, vannes auxiliaires, vannes de vidange, ponts, vannes d'essai de tubage et vanne de sécurité de fond.

NORSOK D-010 (art. 6) : Respecter les exigences de contrôle de puits pendant les essais, y compris la présence de deux barrières de puits.

8.5 Règlements et directives sur les diagraphies de carottes

Les diagraphies de carottes servent à caractériser un gisement. Les carottes permettent d'évaluer la formation, notamment sa porosité, sa perméabilité, sa minéralogie et sa résistance aux contraintes. Elles peuvent également faire l'objet d'analyses conventionnelles ou plus poussées, comme le test de perméabilité relative et le balayage sur carotte.

8.5.1 ARCTIQUE

DORS/2009-315 (53 et 54)

L'exploitant entrepose et transporte les échantillons de déblais de forage et de fluides ainsi que les carottes emballés dans des contenants durables et correctement étiquetés de manière à prévenir les pertes ou la détérioration.

DORS/2009-315 (53, 54 et 55)

- L'exploitant prévoit effectuer le carottage d'un puits d'exploration ayant révélé la présence d'hydrocarbures dans la cible « principale » du puits (gisement), à condition que le puits remplisse les critères de carottage de l'exploitant.
- L'exploitant prélève des carottes dans les cibles « secondaires » s'il l'estime nécessaire.
- Dans les puits de délimitation, le carottage vise à déterminer l'hétérogénéité du gisement et, lorsque possible, à prévenir les contacts entre fluides.
- Dans les puits d'exploitation sélectionnés, le carottage sert à faire la représentation spatiale des couches horizontales ciblées, y compris des couches

- gazéifères, pétrolifères ou aquifères, et des couches du gisement pouvant servir à évaluer l'efficacité du schéma d'appauvrissement utilisé.
- L'exploitant recourt au carottage latéral lorsqu'il ne peut pas utiliser la méthode conventionnelle.
 - L'exploitant veille à ce que les échantillons de déblais de forage ou de fluides et les carottes recueillis soient :
 - transportés et entreposés de manière à prévenir les pertes ou la détérioration;
 - expédiés à l'Office dans les soixante (60) jours suivant la date de libération de l'appareil de forage, sauf s'ils sont en cours d'analyse, auquel cas ils sont expédiés, ou ce qu'il en reste est expédié, après l'analyse;
 - emballés dans des contenants durables et correctement étiquetés.
 - Lorsque les échantillons nécessaires à des analyses, à des recherches ou à des études universitaires ont été prélevés d'une carotte classique, l'exploitant veille à ce que 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 soit remis à l'Office.
 - L'exploitant veille à ce que, avant l'élimination de tout échantillon de déblais de forage ou de fluides, de carottes ou de données d'évaluation aux termes du présent règlement, l'Office en soit avisé par écrit et à ce qu'on lui offre la possibilité d'en demander livraison.

8.5.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (53 et 54)

L'exploitant entrepose et transporte les échantillons de déblais de forage et de fluides ainsi que les carottes emballés dans des contenants durables et correctement étiquetés de manière à prévenir les pertes ou la détérioration.

DORS/2009-315 (53, 54 et 55)

- L'exploitant prévoit effectuer le carottage d'un puits d'exploration ayant révélé la présence d'hydrocarbures dans la cible « principale » du puits (gisement), à condition que le puits remplisse les critères de carottage de l'exploitant.
- L'exploitant prélève des carottes dans les cibles « secondaires » s'il l'estime nécessaire.
- Dans les puits de délimitation, le carottage vise à déterminer l'hétérogénéité du gisement et, dans la mesure du possible, à prévenir les contacts entre fluides.
- Dans les puits d'exploitation sélectionnés, le carottage sert à faire la représentation spatiale des couches horizontales ciblées, y compris des couches gazéifères, pétrolifères ou aquifères, et des couches du gisement pouvant servir à évaluer l'efficacité du schéma d'appauvrissement utilisé.

- L'exploitant recourt au carottage latéral lorsqu'il ne peut pas utiliser la méthode conventionnelle.
- L'exploitant veille à ce que les échantillons de déblais de forage ou de fluides et les carottes recueillis soient :
 - transportés et entreposés de manière à prévenir les pertes ou la détérioration;
 - expédiés à l'Office dans les soixante (60) jours suivant la date de libération de l'appareil de forage, sauf s'ils sont en cours d'analyse, auquel cas ils sont expédiés, ou ce qu'il en reste est expédié, après l'analyse;
 - emballés dans des contenants durables et correctement étiquetés.
- Les échantillons nécessaires à des analyses, à des recherches ou à des études universitaires sont prélevés des carottes conventionnelles. Le reste des carottes, au moins la moitié de la section transversale, est remis à l'Office.
- L'exploitant veille à ce que, avant l'élimination de tout échantillon de déblais de forage ou de fluides, de carottes ou de données d'évaluation aux termes du présent règlement, l'Office en soit avisé par écrit et à ce qu'on lui offre la possibilité d'en demander livraison.

8.5.3 NORVÈGE

Les recherches en anglais sur les exigences norvégiennes en matière de diagraphie des carottes n'ont donné aucun résultat.

8.6 Règlements et directives sur les relevés directionnels

Les relevés directionnels servent à déterminer l'emplacement exact d'un trou de forage pendant le forage et l'exploitation subséquente du puits, ce qui est très utile pour prévenir la rencontre d'autres puits existants ou futurs. De plus, ils facilitent le forage du puits de secours et contribuent à l'exactitude de la modélisation géologique.

8.6.1 ARCTIQUE

DORS/2009-315 (32)

L'exploitant effectue le relevé directionnel à des intervalles qui permettent de situer correctement le trou de forage et de s'assurer qu'aucun puits n'en coupe un autre (à l'exception d'un puits de secours).

8.6.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (32)

L'exploitant effectue le relevé directionnel à des intervalles qui permettent de situer correctement le trou de forage et de s'assurer qu'aucun puits n'en coupe un autre (à l'exception d'un puits de secours).

Directives

- Effectuer les relevés à des intervalles permettant de situer avec précision le trou de forage.
- Sauf pour les puits de secours, forer chaque puits en veillant à ce qu'il n'en coupe aucun autre.
- Recueillir suffisamment de données relatives à la déviation et à la direction pour que le trou de forage atteigne la cible spécifiée.
- Définir préalablement l'espacement et la cible du puits.
- Indiquer la fréquence des relevés directionnels dans la demande d'autorisation de forage de puits.
- Consigner les résultats de ces relevés dans le rapport de forage quotidien et dans le rapport final du puits.
- Dans le cas de forage de puits multiples au même endroit ou à proximité les uns des autres, utiliser au besoin des mesures obtenues pendant le forage (MWD) ou des données gyroscopiques pour déterminer l'emplacement exact du trou de forage, toujours en vue d'éviter qu'ils n'en coupent d'autres.

8.6.3 NORVÈGE

Les relevés directionnels et l'emplacement des têtes de puits sont documentés conformément aux exigences de l'article 5.7.4 de la norme NORSOK D-010.

8.7 Normes sur les essais de puits

API

- Le programme d'essai de puits remis aux autorités compétentes comprend : une estimation de la pression d'écoulement et de la pression statique dans le tubage; une estimation du débit et des volumes cumulatifs; la durée de l'écoulement, de la montée de pression et des pompages; la description et la classification de l'équipement d'essai de surface et d'essai sous-marin; les dessins techniques, notamment ceux montrant la configuration de l'équipement d'essai; la description de l'équipement de sécurité, y compris les détecteurs de gaz et l'équipement de lutte contre les incendies; les méthodes proposées pour manipuler et transporter les fluides produits; et la description des procédures

d'essai. Le directeur de district donne un avis d'au moins 24 heures avant le début d'un essai de puits.

NORSOK

- Norme NORSOK D-010 : Les données sur la mécanique des roches sont systématiquement recueillies pour garantir l'intégrité du puits tout au long de son cycle de vie. Il existe différents essais d'intégrité de formation. Ils sont choisis en fonction des objectifs.
- Les essais de résistance à la pression (ERP) et les essais d'intégrité de la formation (FIT) servent à confirmer si la formation et le tubage peuvent résister à la pression prédéterminée.
- Les essais de pression de fuite (FLOT) servent à déterminer la pression à laquelle la paroi du trou de forage et du tubage peut résister.
- Les essais de pression de fuite de la formation étendue (XLOT) servent à déterminer la contrainte minimale in situ.
- En puits d'exploration et d'exploitation (forage et injection de boue dans le trou de forage), l'intégrité de la formation est déterminée à l'aide des essais ERP, FIT ou XLOT. Les mesures prélevées doivent être supérieures à la pression de conception de la section en tenant compte de la pression hydrostatique.
- En puits de production (activités de complétion au moyen de fluide dépourvu d'impureté et activités de production, d'injection et d'abandon), la mesure étalon de la pression du trou de forage est calculée en fonction de la pression du gisement (moins la pression hydrostatique) pour les producteurs en fonction de la pression d'injection maximale (plus la pression hydrostatique) pour les injecteurs. Pour les puits de production existants, il est possible d'utiliser la pression d'intégrité de la formation.
- Les valeurs initiales doivent être réévaluées avant l'abandon définitif d'un puits.
- Normes NORSOK D-010 (5.7.4) : Un relevé directionnel est exécuté tous les 100 m. Ces données servent à dissiper les incertitudes découlant des erreurs d'analyse des outils.
- Norme NORSOK D-010 : La sélection des méthodes et des procédures d'essai de puits et de l'équipement connexe prend en considération la sécurité et les risques pour l'environnement, l'efficacité opérationnelle et le rapport coût-efficacité.
- Tous les composants du train de tiges d'essai doivent faire l'objet d'une vérification du cas de charge.
- Les calculs de conception du train de tiges d'essai sont étayés suivant des méthodes reconnues.
- Les cas de charge, notamment les calculs de la résistance à l'éclatement et à l'effondrement et de la charge axiale, portent sur des activités programmées.

- Le train de tiges d'essai comporte au moins les éléments suivants : garnitures d'étanchéité amovibles d'essai, deux vannes de mise en circulation indépendantes et un joint de sûreté.
- Le train de tiges d'essai doit pouvoir se fermer à la hauteur du BOP pour remplir les critères d'acceptabilité de barrière.
- Dans le cadre d'activités sous-marines, il faut pouvoir :
 - déconnecter le train de tiges d'essai sous les mâchoires à fermeture totale et les mâchoires de cisaillement;
 - couper la tige ou le tubage d'ancrage et sceller le trou de forage;
 - tuer le puits en y injectant un fluide par l'arbre d'essai à la surface, au moyen d'une pompe ou d'une pompe HP, et en récupérant les retours de fluide par le collecteur de duses ou le dégazeur;
 - maintenir une voie de circulation en tout temps dans le train de tiges d'essai.
- Les outils d'essai de fond présentent un facteur de conception minimal de 1,10.
- Les instruments d'essai sont conçus pour résister aux charges prévues durant les phases d'exploitation et sont exempts d'arêtes vives.
- L'équipement de fond de puits canalise la production de fluide du gisement dans le tubage d'essai, ou l'écoulement du tubage dans la formation.
- L'équipement de fond de puits assure la circulation entre le tubage et l'annulaire aux fins de contrôle du puits.

8.8 Recommandations

Les essais de puits sont importants pour évaluer la formation et confirmer les estimations de l'étanchéité et de l'intégrité du puits et celles de l'injectivité et de la productivité. La Norvège décrit en détail l'équipement utilisé pour les essais de puits et les méthodes de contrôle des puits (barrières) pendant les essais. Bien peu de documents en anglais traitent des exigences en matière d'essai de puits. L'OCTNLHE définit les critères et les objectifs des programmes d'essai de puits. Les autorités de réglementation devraient définir ses exigences quant aux types d'essais à réaliser et aux intervalles visés pour obtenir des données précises. Il est important de mesurer la profondeur verticale réelle et de prendre les mesures de profondeur à partir du point de référence préétabli. Comme les programmes d'essai de puits sont coûteux, un manque d'encadrement par des directives ou des exigences pourrait encourager l'exploitant à repousser la préparation de son programme. Le programme d'essai de puits que l'exploitant remet à l'autorité de réglementation comprend un programme de carottage.

9. STIMULATION DE PUIITS

9.1 Résumé

On emploie les techniques de stimulation lorsque le forage, la construction ou la production a endommagé une formation, ou que la perméabilité de celle-ci est de nature faible.

La présente partie décrit les règlements et pratiques éprouvées propres à la fracturation hydraulique, qui comprend la fracturation à l'acide et l'acidification matricielle. On utilise généralement la fracturation à l'acide en cas de réservoir carbonaté riche en calcaire et en dolomie. Si l'acidification matricielle est quant à elle peu recommandable dans la pierre riche en silice en raison de la faible distance de pénétration dans le réservoir, elle se révèle en revanche fort utile lorsque des fractures naturelles sont susceptibles de s'ouvrir par acidification de l'équipement d'obturation.

La stimulation par fracturation hydraulique s'emploie dans le milieu du pétrole et du gaz depuis 1947. Les formations très peu perméables, soit celles composées de grains fins comme du sable fin ou du schiste, offrent une porosité limitée et une faible perméabilité, notamment en raison des rares pores communicants. On entend par « perméabilité » la capacité d'écoulement d'un fluide dans une roche (quelque peu) poreuse. Pour tirer du gaz naturel ou du pétrole d'un réservoir peu perméable, les molécules de fluide doivent pénétrer dans le puits au terme d'un chemin tortueux. Sans la fracturation hydraulique, la faible quantité de gaz naturel ou de pétrole ainsi produite ne rentabiliserait jamais le forage et le parachèvement d'un puits (API, 2009).

La figure 9-1 compare un parachèvement « naturel » (sans fracturation) à un autre obtenu par fracturation hydraulique. Les flèches rouges indiquent l'écoulement de la formation vers le trou. On voit que le fluide provenant d'un réservoir fracturé parcourt une distance plus courte pour se rendre au puits. La figure 9-2 montre des fractures dans un puits horizontal et un puits vertical.

La présente partie examine notamment les directives et les normes de l'API sur la fracturation hydraulique. Au Canada (Terre-Neuve-et-Labrador et l'Arctique canadien en ce qui nous concerne), l'Office national de l'énergie (ONE) a publié des exigences à cet égard, mais aucun qui traite expressément de l'exploration et de l'exploitation extracôtière. Les directives régissant les activités terrestres se trouvent sur le site Web de l'organisme, sous la rubrique « Exigences de dépôt relatives aux opérations de forage sur terre utilisant la fracturation hydraulique ». Les limites de ces exigences les écartent du présent rapport puisque les stratégies et les milieux propres au forage diffèrent largement sur terre et en mer. Les exploitants disposent toutefois de directives reconnues par l'industrie, notamment celles de l'Association canadienne des

producteurs pétroliers (CAPP), pour orienter leurs travaux, tant qu'ils respectent les lois provinciales et fédérales.

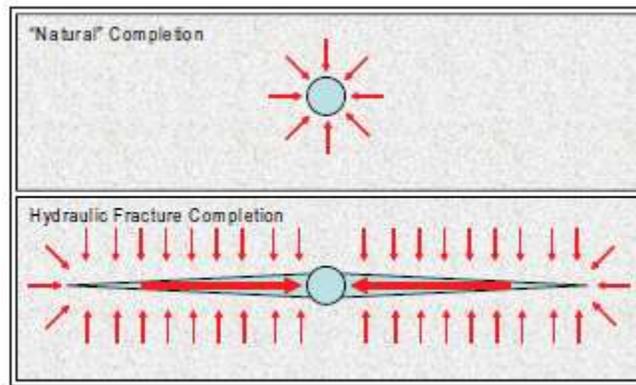


FIGURE 9-1 : COMPARAISON D'UN Puits NON FRACTURÉ ET D'UN Puits FRACTURÉ (API, 2009)

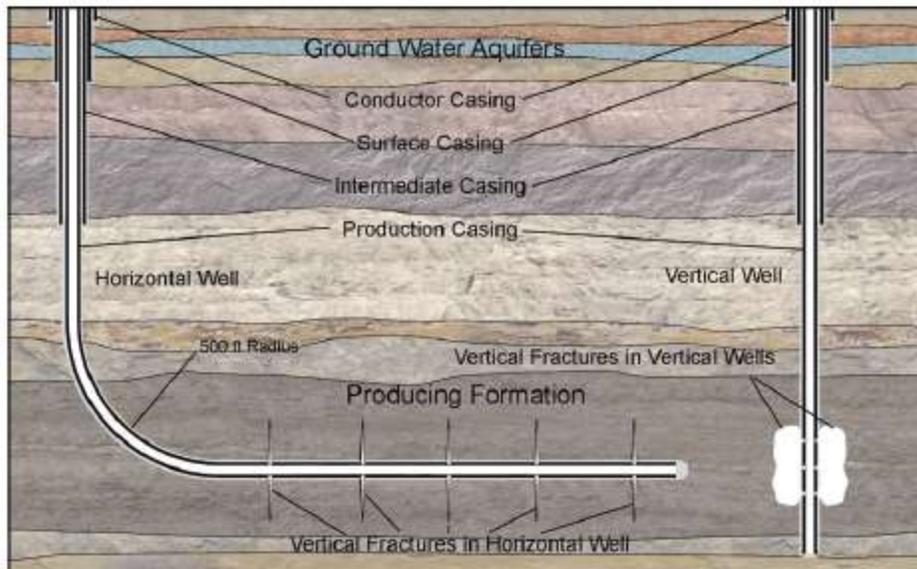


FIGURE 9-2 : FRACTURES DANS UN Puits HORIZONTAL ET UN Puits VERTICAL (API, 2009)

9.2 Règlements et directives sur la stimulation de puits

9.2.1 ARCTIQUE

En vertu des alinéas 101(7) (a) à (c) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH), l'Office national de l'énergie cherche à faire approuver la publication des obligations propres à la fracturation hydraulique qui touchent son territoire d'autorité sur le site Web www.fracfocus.ca (en anglais).

9.2.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

Au terme d'une recherche appliquée en quête de règlements ou de directives, la seule exigence propre à la stimulation de puits est l'approbation de modifier l'état du puits. Les règles sur la surveillance, l'intégrité et le contrôle demeurent.

9.2.3 NORVÈGE

Au terme d'une recherche appliquée, il n'existe vraisemblablement pas de règlements ni de directives propres à la stimulation de puits.

9.3 Normes de stimulation de puits

API

- API Bulletin E5, Environmental Guidance Document : Waste Management in Exploration and Production Operations.
- API Specification 6A, Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment.
- API Recommended Practice 100-1, Hydraulic Fracturing: Well Integrity and Fracture Containment.
- ANSI/API Recommended Practice 100-2, août 2015. Managing Environmental Aspects Associated with Exploration and Production Operations Including Hydraulic Fracturing.
- Le tubage de production installé et cimenté doit résister à la pression de la fracturation hydraulique. Il est possible d'utiliser une sorte de tige de fracturation haute pression, retirée après l'utilisation, pour isoler le tubage de la pression de traitement élevée.
- Il est recommandé que l'exploitant ou son représentant soit présent lors de la fracturation. Des réunions sur la sécurité et les activités sont obligatoires.

- Vérifier le bon fonctionnement de tout l'équipement avant la fracturation. Effectuer un essai à la pression maximale sur toutes les conduites à haute pression reliant les appareils de pompage à la tête de puits. Éliminer toutes les fuites avant d'amorcer le traitement.
- S'il s'agit d'un puits horizontal, il est possible de procéder en plusieurs étapes ou cycles, du bas vers le haut de l'intervalle de production.
- Les traitements par fracturation hydraulique sont conçus par ordinateur pour fracturer seulement au-dessus du toit imperméable de la formation.
- Les techniques de surveillance des fractures servent à confirmer la zone touchée et à peaufiner la modélisation informatique pour améliorer les prévisions.
- Effectuer des évaluations pour déterminer les conditions originales de la surface et de l'eau souterraine avant la fracturation.
- Réaliser une « mini-fracturation » et l'analyser aux fins d'études favorisant la planification des travaux de fracturation.

NORSOK

- Selon la norme NORSOK D-010 (4.3.3), il faut que la pression de conception maximale au puits tienne compte des activités dont la pression d'injection dépasse celle du réservoir, c'est-à-dire pendant l'injection, l'extraction au gaz et la stimulation.
- La norme NORSOK D-010 (7.6.3) exige que les essais de charge d'injection de boue lourde et de pompage s'appliquent aussi à la stimulation et à la fracturation.
- La norme NORSOK D-010 (15.11) propose de concevoir, de construire et de choisir les bouchons du dispositif de suspension du tubage en fonction des fluides, notamment ceux de stimulation, pour vérifier la compatibilité.

9.4 Pratiques éprouvées de stimulation de puits

En octobre 2014, le ministre des Ressources naturelles de Terre-Neuve-et-Labrador a chargé le comité d'examen indépendant sur la fracturation hydraulique de Terre-Neuve-et-Labrador (NLHFRP) de réaliser une enquête publique sur les incidences socioéconomiques et environnementales de la fracturation hydraulique dans l'ouest de Terre-Neuve, et de lui présenter des recommandations quant à la faisabilité. Ce mandat ne touche toutefois pas le milieu extracôtier.

9.5 Recommandations

S'il existe peu de règlements et de directives régissant la stimulation et la fracturation de puits marins, de nombreuses règles encadrent l'importante question de l'intégrité et du

contrôle du puits en tout temps. La norme NORSOK D-010 s'attarde sur la stimulation dans sa partie sur les essais de charge et la sélection des matériaux pour l'obturation de puits. Les autorités de Terre-Neuve-et-Labrador et de l'Arctique canadien imposent l'approbation du changement au puits préalablement à toute activité de stimulation. L'exploitant est alors tenu d'en prouver la sécurité et le caractère écoresponsable. Cette exigence est raisonnable puisque les pressions de stimulation diffèrent grandement de celles liées à la production, à l'injection et aux essais sur le puits.

10. FERMETURE ET ABANDON DU PUIT

L'abandon de puits peut être temporaire ou permanent. Un puits inactif se classe dans la catégorie « abandon temporaire » lorsque l'intervalle de complétion est isolé. L'abandon (ou la fermeture) temporaire concerne un trou de forage appelé à être exploité ultérieurement (API, 1993), notamment en vue de la récupération assistée des hydrocarbures ou lorsque les conditions météorologiques comme la glace forcent l'interruption des activités pour les reporter après le retour de conditions favorables. Au contraire, l'exploitant entame la procédure d'abandon permanent s'il ne compte plus utiliser le puits ou s'il entend interrompre les activités à long terme.

Dans les cas de fermeture de puits et de cessation des activités de forage, il importe de bien isoler toute couche renfermant des hydrocarbures ou présentant une pression distincte aux fins de sécurité et de protection environnementale. La présente partie traite des règlements et pratiques éprouvées relativement à l'interruption et à l'abandon de puits dans les régions concernées.

Il faut d'abord préparer convenablement les installations aux travaux de déconnexion et d'abandon, puis vérifier la résistance de l'équipement aux pressions et aux charges envisagées. On doit bien connaître l'emplacement du puits et disposer de systèmes de suivi afin de préserver son intégrité à la suite de l'abandon ou de l'interruption.

10.1 Règlements et directives sur l'abandon de puits

À moins d'indication contraire, on considère indifféremment la fermeture temporaire et permanente de puits dans la présente partie, mais la distinction subsiste entre ces deux types de fermeture et une interruption pour des raisons de sécurité.

10.1.1 ARCTIQUE

DORS/2009-315 (56)

L'exploitant veille à ce que tout puits abandonné ou dont l'exploitation est suspendue soit facilement localisable, isole toute couche renfermant des hydrocarbures et toute couche de pression distincte, et empêche l'écoulement ou le rejet de fluides de formation du trou de forage.

DORS/2009-315 (56 et 57)

L'exploitant d'un puits dont l'exploitation est suspendue veille à ce que le puits soit surveillé et inspecté pour en préserver l'intégrité et prévenir la pollution, et qu'il reste facile à localiser à long terme.

DORS/2009-315 (58)

Après l'abandon d'un puits, l'exploitant veille à débarrasser le fond marin de tout matériel ou équipement qui pourrait nuire aux autres utilisations commerciales de la mer.

DORS/2009-315 (59)

Il est interdit à l'exploitant de retirer une installation de forage d'un puits à moins que l'exploitation du puits n'ait cessé conformément au présent règlement.

Directives

Les *Lignes directrices sur l'exploitation pétrolière et gazière dans l'Arctique* (2002) mentionnent des pratiques de surveillance précises à l'égard de telles activités.

« Il est recommandé d'harmoniser les données de surveillance environnementale de pair avec le PSEA et de les consigner dans l'un des centres de données sur l'Arctique, comme ARIA ou ADD, pour qu'elles soient à la disposition de tous, comme des responsables de la protection ou du suivi de l'environnement du pays aux fins d'évaluation circumpolaire. »

10.1.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (56, 57 et 58)

Tout puits abandonné ou dont l'exploitation est suspendue doit être facilement localisable. Isoler particulièrement toute couche renfermant des hydrocarbures ou présentant une pression distincte pour éviter l'écoulement ou le rejet de fluides de la formation. Veiller à ce que tout puits abandonné ou dont l'exploitation est suspendue soit surveillé et inspecté pour en préserver l'intégrité, et que le fond marin laisse libre cours aux autres utilisations commerciales de la mer.

DORS/2009-316 (56)

L'exploitant veille à ce que tout puits abandonné ou dont l'exploitation est suspendue soit facilement localisable, isole toute couche renfermant des hydrocarbures et toute couche de pression distincte, et empêche l'écoulement ou le rejet de fluides de formation du trou de forage.

DORS/2009-316 (56 et 57)

L'exploitant d'un puits dont l'exploitation est suspendue veille à ce que le puits soit surveillé et inspecté pour en préserver l'intégrité et prévenir la pollution, et qu'il soit facile à localiser à long terme.

DORS/2009-316 (58)

Après l'abandon d'un puits, l'exploitant veille à débarrasser le fond marin de tout matériel ou équipement qui pourrait nuire aux autres utilisations commerciales de la mer.

DORS/2009-316 (59)

Il est interdit à l'exploitant de retirer une installation de forage d'un puits à moins que l'exploitation du puits n'ait cessé conformément au présent règlement.

Directives

- Les plans visent à garantir la mise en place de deux barrières lorsque c'est possible, soit notamment le fluide de forage (y compris le besoin d'en augmenter la densité, lorsque c'est possible, pour compenser la marge du tube prolongateur), les garnitures d'étanchéité, les bouchons de ciment et le BOP.
- Au besoin, l'exploitant veille à la réalisation d'une inspection de la tête de puits afin de vérifier l'efficacité des barrières et l'absence de fuite de fluide hors du trou.
- Suspendre l'exploitation pour favoriser la sécurité et l'efficacité des activités.
- L'exploitant s'assure que tout puits abandonné est facile à localiser.
- La densité du fluide dans un puits abandonné doit compenser la pression de la formation.
- Boucher le fond du puits pour empêcher le trou de servir de passage aux fluides des formations situées au-dessous et d'ainsi isoler celles qui n'ont pas été détectées par câble.
- Installer un bouchon de ciment dans toute partie non tubée pour isoler une éventuelle formation de pression anormale, bloquer toute perte de circulation et confiner toute couche d'hydrocarbures ou d'eau potable. Sauf pour les puits d'exploitation, munir tout intervalle perforé voué à l'abandon d'un bouchon de ciment placé le plus près possible de la limite supérieure de la perforation, ou d'un bouchon de support situé à ce niveau, surmonté d'un bouchon de ciment.
- Si la couche renferme du gaz ou est en surpression, soumettre les perforations à l'esquichage et à un essai de pression d'au moins 3 450 kPa supérieure à la pression de fracture de la formation.
- Boucher l'intervalle perforé le plus élevé de tout puits d'exploitation au moyen d'une des techniques ci-dessus.
- Isoler les différentes couches des puits d'exploitation aux fins de gestion des réservoirs seulement au moyen d'un bouchon de support.

- Si une section non tubée se trouve sous la dernière colonne de tubage, obturer celle-ci en plaçant un bouchon de ciment d'au moins 30 m de longueur sur le sabot et dépassant celui-ci d'au moins 15 m, ou en installant un bouchon de support dans les 100 m au-dessus de la tête du revêtement, et en le coiffant d'un bouchon de ciment, ou d'une autre méthode qui isole la partie ouverte du trou.
- Effectuer un essai de pression sur la colonne la plus près du centre et prendre les mesures qui s'imposent en cas de fuite.
- Étanchéifier tout espace annulaire s'ouvrant sur une couche de liquide.
- S'il faut couper et recouvrir certaines colonnes de tubage, installer un bouchon de ciment dans le tronçon pour qu'il dépasse celui-ci d'au moins 15 m au-dessus et au-dessous, ou placer un bouchon de support le plus près possible de l'extrémité supérieure et le coiffer d'un bouchon de ciment.
- Éviter de laisser de la boue à base d'huile au-dessus du bouchon le plus élevé à moins de précautions évitant les fuites.
- Chercher à faire des bouchons de longueur optimale, idéalement 100 m dans un puits ouvert et 30 m dans une colonne de tubage.
- Après 8 h de durcissement, la résistance à la compression des bouchons de ciment doit dépasser de 3 450 kPa la pression de fracture.
- Confirmer la mise en place de tout bouchon de ciment qui n'est pas placé sur un bouchon de support, notamment par marquage.
- Effectuer un essai de pression sur tout bouchon de support servant de barrière pour en confirmer l'efficacité. (De façon générale, l'essai se fait à 3 450 kPa au-dessus de la pression de fracture, ou à une pression différentielle d'au moins 6 900kPa.)
- Soumettre les puits en surpression à des essais à pression négative.
- Toute méthode offrant un degré de sécurité au moins équivalent est envisageable, sous réserve de l'approbation de l'Office.
- Condamner tout avant-trou décalé avec du ciment.
- Cimenter tout début de trou ou trou de surface d'un puits que l'on souhaite abandonner au lieu de battre au câble de nouveau.
- Sectionner tout tubage en deçà du fond de la mer, à une profondeur évitant vraisemblablement l'érosion glacière.
- L'exploitant est tenu de récupérer la tête de puits et toute pièce d'équipement qui sont susceptibles de nuire aux autres utilisations commerciales de la mer.

10.1.3 NORVÈGE

PSA : Règlements sur les installations¹⁸ (48)

Installer deux barrières indépendantes et éprouvées dans tout puits en abandon temporaire sans colonne de paraachèvement, et vérifier leur capacité à maintenir

¹⁸ **The Facilities Regulations, traduit du norvégien.**

l'intégrité du puits pendant toute la durée de l'abandon. En cas d'obturation de puits, il est impératif de sectionner le tubage en épargnant les environs.

PSA : Règlement sur les activités¹⁹ (88)

Avant d'abandonner un puits, en garantir l'intégrité pendant toute la durée prévue. Surveiller l'intégrité des puits sous-marins achevés à abandonner pendant plus d'un an. Il est interdit d'abandonner pendant plus de deux ans un puits d'exploration lancé après le 1^{er} janvier 2014. Il faut boucher et abandonner de façon permanente les couches d'hydrocarbures de tout puits de production abandonné après cette même date lorsqu'il l'a été pendant trois ans, à défaut de surveillance continue. On doit être en mesure de vérifier l'intégrité d'un puits en abandon temporaire en cas de reconnexion. S'il est impossible de retirer des sources radioactives et inévitable de les abandonner, procéder avec grande prudence.

10.2 Règlements et directives sur le démantèlement des installations

10.2.1 ARCTIQUE

En vertu du Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada (DORS/2009-315, paragraphe 59) et du Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve (DORS/2009-316, paragraphe 59), il est interdit de retirer une installation de forage d'un puits dont l'exploitation n'a pas cessé conformément au règlement cité.

DORS/2009-315 (58) : Nettoyage du fond marin entourant un puits abandonné

Lorsqu'un puits extracôtier est abandonné, l'exploitant veille à ce que le fond marin soit débarrassé de tout matériel ou équipement qui pourrait nuire aux autres utilisations commerciales de la mer.

DORS/2009-315 (59) : Déplacement d'une installation

Il est interdit de retirer une installation de forage d'un puits dont l'exploitation n'a pas cessé conformément au règlement cité.

¹⁹ **The Activities Regulations, traduit du norvégien.**

Directives

Les *Lignes directrices sur l'exploitation pétrolière et gazière dans l'Arctique* (2002) traitent du démantèlement et du nettoyage des lieux en citant la décision OSPAR 98/3 et la Convention de Londres de 1972 et 1996 : rien ne doit rester sur le fond marin à moins de circonstances particulières. La résolution A.672(16) de l'Organisation maritime internationale (OMI) privilégie le retrait absolu de toute structure installée après 1998.

10.2.2 TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR

DORS/2009-316 (58) : Nettoyage du fond marin entourant un puits abandonné

Lorsqu'un puits est abandonné, l'exploitant veille à ce que le fond marin soit débarrassé de tout matériel ou équipement qui pourrait nuire aux autres utilisations commerciales de la mer.

DORS/2009-316 (59) : Déplacement d'une installation

Il est interdit de retirer une installation de forage d'un puits dont l'exploitation n'a pas cessé conformément au règlement cité.

10.2.3 NORVÈGE

PSA : Règlement sur les activités (48)

Directives

- Consulter les chapitres 4, 5 et 9 de la norme NORSOK D-010 pour respecter les exigences propres aux travaux, à l'environnement et à la sécurité liés aux barrières de puits.

PSA : Règlement sur les activités (88)

Directives

- Consulter le chapitre 9 de la norme NORSOK D-010 pour vérifier la sécurité d'un puits avant son abandon.
- En cas d'abandon de plus de 12 mois, toujours surveiller la pression dans la couche au-dessus de la barrière la plus basse.
- L'exploitant est tenu de maintenir l'intégrité du puits en surveillant la pression ou en installant un bouchon plein d'un côté ou de l'autre de la garniture d'étanchéité.
- Il faut être en mesure de surveiller la pression dans l'espace annulaire et le tube de production ou en alternance dans la dernière colonne de tubage installée dans un puits en surface.

- En ce qui concerne les puits sous-marins, il doit être possible de surveiller la pression dans l'espace annulaire et le tube de production.
- Si l'abandon d'une source radioactive est inévitable, consulter le chapitre 9 et le tableau 15.24 de la norme NORSOK D-010, et :
 - Effectuer un examen interne de chaque source abandonnée, vérifier son emplacement, et effectuer une mise à jour au besoin.
 - Indiquer clairement l'emplacement d'une source abandonnée dans une colonne de travail à l'intention de quiconque effectue un forage aux environs.

10.3 Normes sur la fermeture et la cessation des activités au puits

API

- Cimenter tout puits destiné à l'abandon ou à l'interruption des activités temporaire comme s'il s'agissait d'un abandon permanent, sauf en ce qui concerne le nettoyage des lieux. Placer dans le tubage un bouchon de support permanent ou amovible, ou un bouchon de ciment d'au moins 100 pi, entre 15 et 200 pi sous le fond marin.
- Éviter de placer un bouchon de ciment dans un puits satellite sec en attente de parachèvement, surmonté d'un arbre de Noël et muni d'une plateforme ou d'un manchon pour éviter les dommages au tubage lors de l'éventuel retrait.
- Établir un plan d'exécution en vue de respecter les règles applicables et les pratiques de travail admises.
- Former tout le personnel en classe ou sur le chantier à effectuer ses tâches efficacement en toute sécurité.
- Avant le retrait d'un arbre de Noël, évacuer toute pression dans les colonnes de tubage de l'espace annulaire.
- En ce qui concerne l'obturation ou l'isolation d'intervalles perforés au moyen d'une colonne de travail :
 - Installer devant chaque perforation un bouchon de ciment dépassant de 100 pi au-dessus et au-dessous de l'intervalle concerné ou allant jusqu'au nouveau fond du puits après rebouchage, selon la plus courte distance.
 - Si les perforations sont isolées du trou inférieur, procéder par esquichage.
 - Installer un bouchon de support permanent coiffé d'au moins 50 pi de ciment dans les 150 pi au-dessus de l'intervalle perforé.

- Obturation ou isolation d'intervalles perforés, par l'intermédiaire du tubage :
 - Si les perforations sont isolées du trou inférieur, installer un bouchon posé sous la colonne de production coiffé de ciment au-dessus de l'intervalle perforé.
 - Abandonner les intervalles perforés par esquichage des perforations au moyen du tubage.
 - S'il y a plusieurs intervalles séparés par des garnitures d'étanchéité, installer un bouchon dans un raccord à portée intérieure au moyen d'un câble, ou un bouchon de support dans le tubage reliant les deux couches à isoler. S'il s'agit de l'intervalle supérieur, procéder par esquichage.
 - S'il est impossible d'injecter du ciment sous pression, perforer le tubage et disposer un bouchon de ciment dans la colonne de tubage de l'espace annulaire par la méthode du déplacement.
- Obturation des tronçons de tubage, soit si le tubage a été sectionné et récupéré, ce qui a créé un tronçon dans la colonne de dimension supérieure :
 - Installer devant chaque perforation un bouchon de ciment dépassant de 100 pi au-dessus et au-dessous de l'intervalle concerné.
 - Installer à au moins 50 pi au-dessus du tronçon un obturateur de cimentation coiffé d'au moins 50 pi de ciment, et injecter dans la section inférieure au moins 150 pi de ciment.
 - Placer au moins 50 pi au-dessus du tronçon un bouchon de support permanent coiffé d'au moins 50 pi de ciment.
- Isolation de couches dans un trou non tubé :
 - En présence d'une couche de pétrole, de gaz ou d'eau douce, éviter la contamination des couches avoisinantes en installant un bouchon de ciment la dépassant d'au moins 100 pi au-dessus et au-dessous.
- Isolation d'un puits non tubé :
 - Installer par déplacement un bouchon de ciment dépassant d'au moins 100 pi le haut et le bas du sabot de tubage.
 - Installer un obturateur de cimentation muni d'une soupape de décharge et coiffé d'au moins 50 pi de ciment dans les 50 pi inférieurs et les 100 pi supérieurs au sabot de tubage, et injecter au moins 100 pi de ciment sous celui-ci.
 - En cas de perte de circulation réelle ou possible, placer un bouchon de support permanent dans les 150 pi au-dessus du sabot de tubage et le coiffer d'au moins 50 pi de ciment. Mettre ce bouchon à l'épreuve avant toute autre obturation.

- Obturation d'un espace annulaire :
 - Aucun espace annulaire ne doit relier directement le fond marin et le trou foré; en tel cas, l'obturation par cimentation est impérative.
- Exigences d'obturation de surface :
 - Placer un bouchon de ciment d'au moins 150 pi dans les 150 pi supérieurs de la plus petite colonne de tubage s'ouvrant sur le fond marin.
- Mise à l'épreuve des bouchons :
 - Vérifier l'emplacement du premier bouchon situé dans les 150 pi inférieurs au bouchon de surface et le mettre à l'épreuve au moyen d'une pression minimale de 1 000 psi ou d'une pression équivalant au moins à 15 000 lb.
- Nettoyage des lieux :
 - Retirer tout tubage et élément de protection à la satisfaction de l'autorité compétente.

NORSOK

- Conformément à la norme NORSOK D-010, paragraphe 15.24, tableau 24, caractéristique F, surveiller de façon régulière le niveau de fluide et la pression au-dessus du bouchon le moins profond de tout puits en abandon temporaire.
- Vérifier que le matériel d'abandon temporaire résiste au double de la durée d'abandon prévue.
- Évaluer l'usure du tubage en cas de prolongation de l'abandon temporaire.
- Protéger toute tête de puits ou installation sous-marine étant en abandon temporaire dans un secteur accueillant des activités de pêche ou autre contre les charges externes.
- Surveiller la pression dans le tubage et l'espace annulaire situés au-dessus de la barrière de puits d'un réservoir si un puits sous-marin y a été achevé, puis abandonné pendant plus d'un an.
- En ce qui concerne les puits en surface, il doit être possible de surveiller la pression dans l'espace annulaire et le tubage.
- Au moins une barrière de puits doit séparer la surface de toute source d'infiltration potentielle.
- Le colmatage d'un réservoir doit prévoir les accès possibles à cette partie du puits (en cas d'effondrement, etc.) ainsi que l'installation d'un élément de barrière de puits adéquat.
- La dernière section non tubée d'un puits de forage ne doit pas être abandonnée définitivement sans que l'on ait d'abord installé une barrière de puits permanente, peu importe les risques de surpression ou d'écoulement.
- Le trou de forage doit être parfaitement colmaté.

10.5 Recommandations

Il existe trois types d'abandon de puits, chacun assorti d'exigences propres, soit l'abandon d'urgence, temporaire ou permanent. La bonne gestion à long terme des ressources naturelles repose largement sur la capacité et l'obligation de retrouver, de contrôler et de surveiller un puits abandonné.

Aux fins de gestion continue des risques, il s'impose de contrôler un puits abandonné au moyen de deux barrières, d'isoler les formations et de limiter les infiltrations par cimentation du fond. Il existe des méthodes pour dresser des barrières de puits, ainsi que des directives sur la résistance des bouchons de béton, l'isolation de zones et l'entretien d'un puits en surpression qui est abandonné ou dont les activités sont interrompues. Les pratiques recommandées et les directives propres à l'abandon de puits sont semblables en Norvège et à Terre-Neuve-et-Labrador.

Les autorités norvégiennes ont modifié les règles pour limiter la durée d'un abandon temporaire à deux ans. Si celles de Terre-Neuve-et-Labrador n'imposent aucune échéance, elles exigent en revanche de vérifier l'intégrité du puits tous les trois ans. Cette exigence se prête mieux au contexte d'ici, caractérisé par de longs délais entre l'exploration et l'exploitation dans les milieux vierges et inexploités, comparativement au plateau continental norvégien, où l'exploitation bat son plein.

Si l'exigence de nettoyer le fond de la mer prévaut partout, les autorités du Canada et de Terre-Neuve-et-Labrador l'étendent à toute activité commerciale, alors que la Norvège la restreint au milieu de la pêche, ce qui se révèle parfois facultatif. Les directives de Terre-Neuve-et-Labrador imposent par ailleurs d'éliminer le tubage à une certaine profondeur sous le fond marin pour empêcher les éventuels glaciers d'endommager le puits abandonné par érosion. Si de tels risques sont minces dans le golfe du Saint-Laurent, cette exigence se veut prudente en raison des autres activités humaines se déroulant parfois en milieu peu profond.

Il est possible de s'appuyer sur les directives de l'API en ce qui concerne les exigences de cimentation et les pratiques d'abandon, mais les directives de l'OCTNLHE ne citent pas précisément cet organisme lorsqu'il est question de cessation des activités et d'abandon de puits. De façon générale, les directives à cet égard font preuve de plus de prudence et d'aversion au risque que les normes et pratiques recommandées de l'API, en plus d'être de nature plus prescriptive.

L'intégrité à long terme d'un puits abandonné repose largement sur sa surveillance. Il serait d'intérêt public de diffuser de tels renseignements, notamment les techniques de mesure, par l'intermédiaire de bases de données ou de l'autorité de réglementation elle-même.

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Après avoir passé en revue, résumé et comparé les règlements et directives des trois territoires visés, soit l'Arctique canadien, Terre-Neuve-et-Labrador et la Norvège, il appert que ces derniers protègent les humains et l'environnement de manière semblable au moyen de règlements généraux et de directives détaillées les interprétant.

En général, la plupart des directives sont axées sur des objectifs et renvoient aux règles de l'art, aux pratiques recommandées et aux spécifications de l'industrie en ce qui a trait au plan et au processus de mise en œuvre. Cette approche fait porter la diligence raisonnable sur les exploitants, et le cas échéant, impose des limites normatives précises en matière de sécurité ou de protection de l'environnement tout en laissant la porte ouverte au durcissement. Le processus de renvoi à de nombreuses directives, normes, pratiques recommandées et spécifications est fastidieux, mais son approche objective convient à la nature multidisciplinaire des activités pétrolières et gazières. Les *Lignes directrices en matière de forage et de production* de l'OCTNLHE (2011) sont un excellent modèle à suivre pour la mise en œuvre. Rassemblant les pratiques exemplaires, elles réitèrent les règlements, décrivent ensuite en détail les lignes directrices et interprètent les règlements en fonction des normes, des pratiques recommandées et des spécifications auxquelles ils font référence. Il s'avère avantageux de se doter de règlements de niveau supérieur qui ne nécessitent pas de modification fréquente, puis d'actualiser régulièrement les lignes directrices afin de faciliter l'interprétation des règlements pour en clarifier la signification et attirer l'attention sur les normes et les pratiques exemplaires de l'industrie.

À la lumière de la revue en profondeur et du renvoi aux règlements de l'Autorité norvégienne de sécurité pétrolière et du Canada en matière de forage extracôtier à Terre-Neuve-et-Labrador et en Arctique ainsi qu'aux normes NORSOK et aux lignes directrices de l'OCTNLHE, on peut dégager les recommandations suivantes :

- La structure adoptée par l'OCTNLHE pour l'écriture de ses lignes directrices, soit en suivant l'ordre des articles des règlements, facilite l'interprétation de ces derniers. Il est parfois ardu de trouver les renseignements auxquels elles renvoient (surtout dans le cas de l'Arctique) et de savoir si les directives correspondantes sont encore pertinentes et en vigueur. Il serait utile d'indiquer les dates d'entrée en vigueur et des notes sur leur pertinence par rapport à des règlements précis.
- Structure très utile, les normes NORSOK sont divisées par équipement de forage et activité et séparées ensuite par sous-catégories cohérentes relatives à l'activité ou à l'équipement. En revanche, comme les renvois ne sont qu'en sens unique des

règlements PSA vers les normes NORSOK (en général), le processus d'association des sections des normes NORSOK aux règlements PSA est chronophage. Les normes NORSOK imposent un format normalisé pour la description des barrières et des autres critères. L'uniformisation de certaines demandes des exploitants pourrait en faciliter l'étude par l'autorité de réglementation.

- Bien que ce processus demande du temps, il pourrait être utile de combiner le style des lignes directrices de l'OCTNLHE et les renvois réciproques des directives sur les activités et les équipements de la Norvège.
- Il n'existe pas de relation bijective hiérarchique ou logique entre les règlements et les directives ou normes sur les activités et l'équipement. Même dans le présent rapport, l'organisation logique de l'équipement, de la conception et des contrôles du puits, des activités comme la stimulation et de la gestion des fluides et des solides fait parfois jouer les mêmes activités et équipements et relève des mêmes ou de multiples règlements. Un document contenant des renvois réciproques associerait les différents éléments (règlements, directives sur les activités et l'équipement, normes et pratiques recommandées).
- Le contrôle des documents, notamment les dates d'entrée en vigueur, les numéros de révision et les références bijectives assure la clarté et facilite la compréhension.
- Il est souhaitable de rendre publique l'information et d'assurer la transparence envers le public. Il faut examiner la pertinence de rendre publiques l'information et les données recueillies sur les règlements et les directives aux fins de contrôles et de surveillance.

Activités de forage

Sélection de l'équipement : Les installations doivent tenir compte du milieu physique local et des risques géologiques possibles. Il pourrait y avoir lieu d'étudier davantage la combinaison d'une profondeur d'eau de plus de 450 m, des courants marins et du vent. Une recommandation à cet effet est formulée ci-dessous. Nous recommandons que les équipes de forage et l'équipement possèdent de l'expérience dans des conditions ambiantes similaires particulièrement dans le cas des premiers puits forés dans le secteur. Tout équipement critique pour la sécurité est réparable ou remplaçable et redondant.

Surveillance et contrôle Il est impératif de mener une analyse des risques et de l'exploitabilité. Le plan d'intervention d'urgence doit tenir compte des leçons tirées des incidents et des quasi-incidents précédents. L'installation est conçue de manière à assurer la rétention des hydrocarbures, à prévenir leur inflammation en cas de fuite et à

combattre les flammes en cas d'inflammation. Il faut surveiller les risques qui menacent la santé et l'environnement et mettre en place des mesures préventives et un plan d'intervention d'urgence.

Gestion des fluides et des solides Les limites de rejet sont normatives. La boue de forage à base d'huile est la moins désirable. Il faut garder des quantités suffisantes de tous les produits consommables rapidement et facilement utilisables en tenant compte des facteurs environnementaux, du milieu (éloigné, rude) et de la consommation maximale. L'exploitant décrit toutes les voies d'évacuation et les limites relatives à toute évacuation dans le milieu naturel. Les bilans matières du fluide sont constamment surveillés pour détecter les pertes.

L'exploitant expose les processus et les méthodes de détection, de signalement, d'enquête et de redressement des causes fondamentales et des facteurs à l'origine de la pollution, ainsi que les mesures visant à prévenir que ces causes et facteurs ne réapparaissent.

Conception du puits : Il n'y a pas de différenciation entre les puits horizontaux et verticaux. En cas de formation unique, il faut que la production mélangée maximise la récupération des ressources. À l'exception des puits de secours, aucun puits ne doit en couper un autre. La conception du puits doit tenir compte de la géologie et des risques peu profonds.

Contrôle du puits : Deux barrières sont recommandées pour le contrôle du puits à toutes les étapes de sa vie : forage pour l'exploitation du gisement, et abandon temporaire ou permanent. Les blocs obturateurs de puits peuvent actionner les obturateurs de deux manières sans connectivité. Il faut être en mesure d'intervenir avec un VTG sur les BOP sous-marins au moins de deux manières. Il faut mettre à l'essai chaque semaine tout l'équipement de contrôle de pression. Pour ce faire, on met à l'essai au moins un élément par jour, à tour de rôle, de sorte que tous subissent un essai hebdomadaire.

Essais de puits : Les essais de puits sont importants pour évaluer la formation et confirmer les estimations de l'étanchéité et de l'intégrité du puits et celles de l'injectivité et de la productivité. Il est recommandé d'utiliser des modèles standard de rapport pour la conception et la communication des barrières selon la norme NORSOL D-010. L'OCTNLHE définit les critères et les objectifs des essais de puits. L'autorité de réglementation devrait définir ses exigences quant aux types d'essais à réaliser et aux intervalles visés pour obtenir des données précises. Il est important de mesurer la profondeur verticale réelle et de prendre les mesures de profondeur à partir du point de référence préétabli. Le programme d'essai de puits remis à l'autorité de réglementation doit comporter un programme de carottage.

Stimulation du puits : La stimulation du puits est gérée par l'approbation de modifier l'état du puits. La réutilisation des fluides est recommandée et la gestion des rejets n'est pas traitée. La Norvège traite spécifiquement de la stimulation du puits et des fluides utilisés selon la sélection des matériaux et les essais de charge.

Abandon de puits et d'installation : L'isolement et le colmatage individuels peuvent être examinés pour les hydrocarbures, l'eau et les formations de pressions différentes pour l'abandon. Il faut prévoir deux barrières, peu importe les raisons de suspension ou d'abandon de puits. Il est prudent pour la gestion des risques d'assurer une surveillance continue de l'intégrité du puits abandonné ou suspendu.

Risques géologiques du gisement Old Harry

Dans la pratique, le gisement Old Harry présente un risque physique. La profondeur de l'eau y atteint presque 500 m. Or, pour certaines définitions, il s'agit d'un gisement en eaux profondes, tandis que d'autres réservent cette appellation aux profondeurs supérieures à 600 m. Le gisement se trouve dans le chenal laurentien où l'étude GTEC07 a observé la présence de courants marins. Ces courants marins combinés à la profondeur de l'eau à cet endroit pourraient avoir une incidence sur les tubes prolongateurs. Les tubes prolongateurs en eau profonde doivent être examinés particulièrement pour la force additionnelle sur leurs joints, notamment les vibrations produites par le courant et les répercussions supplémentaires sur l'installation. La vitesse du vent dans le secteur d'Old Harry pourrait également être un facteur. Il est recommandé d'étudier la combinaison des courants marins, de la profondeur de l'eau et des conditions de vent pour déterminer l'emplacement des installations.

Il n'y a pas encore eu de forage dans le secteur d'Old Harry. C'est le risque le plus important. Des relevés sismiques ont été effectués dans le golfe du Saint-Laurent y compris dans le secteur d'Old Harry. Des forages dans le bassin du Saint-Laurent près d'Anticosti et dans le bassin Scotian n'ont pas soulevé de risques géologiques inattendus selon GTEC02. À la lumière des relevés sismiques et des puits analogues dans le secteur et d'autres puits à l'est, à l'ouest et au sud d'Old Harry, le forage semble poser peu de risques géologiques. En se basant sur le gisement Panuke et les puits d'exploration à Anticosti et sur la péninsule de Port au Port, Old Harry pourrait contenir des gaz d'hydrocarbures ou des condensats liquides. Il n'y aurait pas de gaz corrosif, mais le risque est toujours présent. Advenant le forage d'un premier puits par Corridor Resources dans le secteur terre-neuvien d'Old Harry, il serait utile que le MERN ait accès à ces renseignements. Il pourrait certainement en faire la demande dans le cadre d'une approbation de licence de forage d'un puits par Corridor dans les secteurs PG963 et PG964 en sol québécois. Le forage s'accompagne toujours de certains risques comme les

fractures naturelles, les failles, la présence de dolomie et la piètre cohésion entre les couches. Ces risques se gèrent par un programme de forage sous pression contrôlée.

RÉFÉRENCES

- American Petroleum Institute. January 1986. *Offshore Well Completion, Servicing, Workover, and Plug and Abandonment Operations*, First Edition, http://publications.api.org/documents/API_RP_57_1stPubAcc/html5.html.
- American Petroleum Institute. May 1998. *Fugitive Emissions from Equipment Leaks I: Monitoring Manual*, Publication Number 342, <http://specs4.ihserc.com/Document/Document/ViewDoc?docid=TWZMCAAAAAAAAAAAAA>.
- American Petroleum Institute. July 2004. *Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment and Control Systems for Diverter Equipment*, Second Edition, <http://publications.api.org/documents/16D-e2-PubAcc/html5.html>.
- American Petroleum Institute. May 2008. *Selection of Centralizers for Primary Cementing Operations*, First Edition, <http://publications.api.org/documents/10TR4-e1-PubAcc/html5.html>.
- American Petroleum Institute. October 2009. *Hydraulic Fracturing Operations*, First Edition. <http://publications.api.org/documents/HF1-PubAcc/html5.html>.
- American Petroleum Institute. October 2009. *Hydraulic Fracturing Operations- Well Construction and Integrity Guidelines*, First Edition, <http://publications.api.org/documents/HF1-PubAcc/html5.html>.
- American Petroleum Institute. May 2010. *Isolating Potential Flow Zones During Well Construction*, Second Edition, <http://publications.api.org/documents/65-2%20e1-PubAcc/html5.html>.
- American Petroleum Institute. June 2010. *Water Management Associated with Hydraulic Fracturing*, First Edition, http://publications.api.org/documents/HF2_e1-PubAcc/html5.html.
- American Petroleum Institute. July 2010. *Recommended Practice for Centralizer Placement and Stop-Collar Testing*, First Edition, <http://publications.api.org/documents/10D-2-e1-PubAcc/html5.html>.
- American Petroleum Institute. August 2010. *Specification for Bow-String Casing Centralizers*, Sixth Edition, <http://publications.api.org/documents/10D-e6-PubAcc/html5.html>.
- American Petroleum Institute. May 2011. *Design and Operation of Subsea Production systems – Subsea Wellhead and Tree Equipment*, Second Edition, <http://publications.api.org/documents/17D-e2-PubAcc/html5.html>.
- American Petroleum Institute. June 2011. *Specification for Cements and Material for Well Cementing*, Twenty Fourth Edition, <http://publications.api.org/documents/10A-e24-PubAcc/html5.html>.
- American Petroleum Institute. July 2011. *Specification for Casing and Tubing*, Ninth Edition, <http://publications.api.org/documents/5CT-e9-PubAcc/html5.html>.

American Petroleum Institute. 2012. *Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells*, First Edition, http://publications.api.org/documents/90_e1-PubAcc/html5.html.

American Petroleum Institute. November 2012. *Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells*, Fourth Edition, <http://publications.api.org/documents/53-e4-PubAcc/html5.html>.

American Petroleum Institute. April 2013. *Recommended Practice for Testing Well Cements*, Second Edition. <http://publications.api.org/documents/10B-2-e2-PubAcc/html5.html>.

Arctic Council Protection of the Arctic Marine Environment Working Group. 2002. *Arctic Offshore Oil and Gas Guidelines*, October 2002. www.pame.is/index.php/projects/offshore-oil-and-gas

Arctic Council Protection of the Arctic Marine Environment Working Group. *Arctic Offshore Oil and Gas Guidelines*, March 2009. <http://www.pame.is/index.php/projects/offshore-oil-and-gas>

Canada-Québec, 2011. Accord between the Government of Canada and the Government of Quebec for the shared management of petroleum resources in the Gulf of St. LawrenceCanada-Québec Accord, <https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/www/pdf/media/newcom/2011/201149a-eng.pdf>.

Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP). 2012. CAPP Hydraulic Fracturing Operating Practice: Fluid Transport, Handling, Storage and Disposal, www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/218146.

Chaudhry, A. 2015. *Oil Well Testing Handbook - Chapter 14: Injection Well Transient Testing and Analysis*. IHS Engineering 360. <http://www.globalspec.com/reference/45427/203279/chapter-14-injection-well-transient-testing-and-analysis>

Corridor Resources Inc. 2011. Project Description for the Drilling of an Exploration Well on the Old Harry Prospect – EL 1105, Rev. 0. <http://www.C-NLOPB.ca/assessments/corridorresinc.php>.

C-NLOPB. CNSOPB. March 2011. *Drilling and Production Guidelines*, www.CNLOPB.ca/pdfs/guidelines/drill_prod_guide.pdf.

C-NLOPB. n.d. Guidelines for Drilling Equipment, www.CNLOPB.ca/pdfs/guidelines/guidelines_for_drilling_equipment.pdf

Dagg, J. et al. 2011. *Comparing the Offshore Drilling Regulatory Regimes of the Canadian Arctic, the U.S., the U.K., Greenland and Norway*, Pembina Institute, www.pembina.org/reports/comparing-offshore-oil-and-gas-regulations-final.pdf.

Durling, Paul and Martel, Tom, 2004. Exploration Challenges and Opportunities, Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder, Nov 2004, 29(09), <http://csegrecorder.com/articles>.

Hariharan, M. and Theti, R. 2007. Drilling Risk Management in Deepwater Environments, 2H Offshore Inc. www.2hoffshore.com/technical-papers.

GeoScienceWorld. 2009. *Well test and reservoir performance for a carbon dioxide injection test in the Bass Islands Dolomite in the Michigan Basin.*

<http://eg.geoscienceworld.org/content/16/3/153/F6.expansion.html>

Government of Canada. 2009. *Canada Oil and Gas Drilling and Production Regulations*, SOR/2009-315, <http://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/SOR-2009-315/FullText.html>.

Health Canada. 2014. Guidelines for Canadian Drinking Water Quality—Summary Table. Water and Air Quality Bureau, Healthy Environments and Consumer Safety Branch, Health Canada, Ottawa, Ontario, www.healthcanada.gc.ca/waterquality

Houseworth.J. n.d. *Advanced Well Stimulation Technologies*. CCST (California Council on Science & Technology) <http://ccst.us/publications/2014/2014wst2.pdf>

ICG (International Centre for Geohazards). 2010. Offshore Geohazards, www.ngi.no/en/Geohazards/Content/Shortcuts/Research-and-development/to-befilled-1/.

Lake. W.L. et al. 2006. *Petroleum Engineering Handbook – Drilling Engineering*, Volume II. Society of Petroleum Engineers.

Lake. W. L et al. 2007. *Petroleum Engineering Handbook – Reservoir Engineering and Petrophysics*, Volume V (A). Society of Petroleum Engineers.

MacQuarie Tristone. 2012. Overview Memorandum Joint Venture Opportunity: Corridor Resources Inc. 2012 Joint Venture Opportunity – Old Harry Prospect, www.macquarietristone.com.

Minister of Justice. 2014. Newfoundland Offshore Certificate of Fitness Regulations. SOR/95-100, <http://laws-lois.justice.gc.ca>.

Minister of Justice. 2014. Newfoundland Offshore Petroleum Installations Regulations. SOR/95-104, <http://laws-lois.justice.gc.ca>.

Minister of Justice. 2014. Newfoundland Offshore Petroleum Drilling and Production Regulations. SOR/95-316, <http://laws-lois.justice.gc.ca>.

Minister of Justice. 2015. *Canada- Newfoundland and Labrador Offshore Marine Installations and Structures Occupational Health and Safety Transitional Regulations*, <http://laws-lois.justice.gc.ca/PDF/SOR-2015-1.pdf>

National Energy Board. n.d. *Filing Requirements for Offshore Drilling in the Canadian Arctic*, www.neb-one.gc.ca/bts/ctrg/gnthr/rctcrvwflngrqmnt/rctcrvwflngrqmnt-eng.pdf.

NEB, C-NLOPB, CNSOPB. December 2010. Offshore Waste Treatment Guidelines, www.CNLOPB.ca/pdfs/guidelines/owtg1012e.pdf

NLHFRP. *Welcome*. <http://nlhfrp.ca/>.

OpenEI. *Definitions*. N.d. <http://en.openei.org>.

Petroleum Safety Authority Norway. N.d. *Regulations Relating to Design and Outfitting of Facilities, etc. in the Petroleum Activities (The Facilities Regulations)* (Regulations 48) www.ptil.no/facilities/category400.html.

Petroleum Safety Authority Norway. N.d. *Regulations Relating to Conducting Petroleum Activities (The Activities Regulations)* (Section 87) www.ptil.no/activities/category399.html.

Petroleum Safety Authority Norway. December 2014. *Guidelines Regarding the Activities Regulations*. www.ptil.no/activities/category404.html.

Postler, D.P. 1997. *Pressure Integrity Test Interpretation*, SPE/IADC Drilling Conference, 4-6 March, Amsterdam, Netherlands, SPE-37589-MS, <http://dx.doi.org/10.2118/37589-MS>.

Rigzone. 2015. *How Does Formation Testing Work?* http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=318&c_id=1

Rigzone. 2015. *How Does Core Analysis Work?* http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=325&c_id=18

Schlumberger. 2015. *Oilfield Glossary*. <http://glossary.oilfield.slb.com/en/Terms.aspx?filter=d&LookIn=term%20name&searchtype=starts%20with>

Séjourné, S. July 2015. GTEC02 Évaluation des risques géologiques de surface et sous-surface pour les structures Massé, Galt, Bourque, Haldimand et Old Harry, Rapport préliminaire soumis au Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles Direction générale des hydrocarbures et des biocombustibles, CONFIDENTIEL.

Standards Norway. 2012. NORSOK Standard D-001 *Drilling Facilities*, Edition 3, www.standard.no/en/sectors/energi-og-klima/petroleum/norsok-standard-categories/d-drilling/d-0012/.

Standards Norway. 2013. NORSOK Standard D-002 *Well Intervention Equipment*, Revision 2, www.standard.no/en/sectors/energi-og-klima/petroleum/norsok-standard-categories/d-drilling/d-0021/.

Standards Norway. 2013. NORSOK Standard D-007 *Well Testing System*, Edition 2, www.standard.no/en/sectors/energi-og-klima/petroleum/norsok-standard-categories/d-drilling/d-0071/.

Standards Norway. 2013. NORSOK Standard D-010 *Well Integrity in Drilling and Well Operations*, Revision 4, www.standard.no/en/sectors/energi-og-klima/petroleum/norsok-standard-categories/d-drilling/d-0104/.

Standards Norway. 2004. *NORSOK Standard D-010 Well Integrity in Drilling and Well Operations, Revision 3*, www.standard.no/PageFiles/1315/D-010r3.pdf.

Standards Norway. 2014. NORSOK Standard M-001 *Materials Selection*, Edition 5, www.standard.no/en/PDF/FileDownload/?redir=true&filetype=Pdf&item=714600&category=4.

Stantec Consulting, 2013. Environmental Assessment of the Old Harry Prospect Exploration Drilling Program, Report prepared for Corridor Resources Inc, File: 121510468.500, February 2013. www.C-NLOPB.ca/assessments/corridorresinc.php.

U.S. Code of Federal Regulations Title 30, Pt. 250.411. 2013. *What information must I submit with my application*, www.gpo.gov/fdsys/pkg/CFR-2013-title30-vol2/pdf/CFR-2013-title30-vol2-sec250-411.pdf.

U.S. Code of Federal Regulations Title 30, Pt. 250.413. 2013. *What must my description of well drilling design criteria address?*, www.gpo.gov/fdsys/pkg/CFR-2013-title30-vol2/pdf/CFR-2013-title30-vol2-sec250-413.pdf.

U.S. Code of Federal Regulations Title 30, Pt. 250.460.2013. *What are the requirements for conducting a well test*, www.gpo.gov/fdsys/pkg/CFR-2013-title30-vol2/pdf/CFR-2013-title30-vol2-sec250-460.pdf.

U.S. Code of Federal Regulations Title 30, Pt. 250.201. 2014. *What plans and information must I submit before I conduct any activities on my lease or unit*, www.gpo.gov/fdsys/pkg/CFR-2014-title30-vol2/pdf/CFR-2014-title30-vol2-sec250-288.pdf.

West, G., Hall, J., and Seaton, S. 2007. Drilling Fluids. in L.W. Lake and R.F. Mitchell (Ed). Petroleum Engineering Handbook (pp. II-89-II-95). Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.

ANNEXE A : TABLEAU COMPARATIF

Arctique

Terre-Neuve-et-Labrador

Norvège

Normes et pratiques recommandées

CHOIX DE L'ÉQUIPEMENT

- Détermination des limites de conception et de fonctionnement du système de forage dans le milieu physique où il se trouvera.
 - En cas d'urgence, l'unité de forage doit s'arrêter et protéger le puits en toute sécurité.
 - Les différents systèmes doivent avoir la capacité d'exécuter les activités de forage dans les limites de fonctionnement prévues.
 - On doit avoir en main des procédures de description, de détection, de suivi, de prévision et de gestion des risques pour chaque système.
 - Il doit être possible de vérifier que l'unité de forage reste dans la bonne position.
- Le choix de l'équipement destiné à Terre-Neuve-et-Labrador respecte la partie 4 des directives de forage et de production (OCTNLHE, 2011).
- DORS/2009-316 (25, 26, 27) : Général**
- Tout puits, toute installation, tout équipement et tout matériel sont conçus, construits, mis à l'essai, entretenus et exploités de manière à prévenir les incidents et le gaspillage dans des conditions de charge maximale normalement prévisibles pendant les activités. On doit réaliser une inspection régulière et minutieuse des installations de forage et de production au moins une fois tous les cinq ans pour en vérifier la sécurité, et tenir un registre de l'entretien, des inspections et des essais réalisés. Il est impératif de réparer sur-le-champ, ou le plus tôt possible en cas de délai inévitable, tout défaut du puits, de l'installation, de l'équipement ou d'un autre élément qui menace la sécurité ou l'environnement, et de mettre en place des mesures d'atténuation dans l'intervalle.
- Directives**
- OCTNLHE, 2011 (25.1 à 25.3) : La conception et la construction de l'installation et des véhicules de service respectent le Règlement sur les installations (DORS/95-104), et l'installation a reçu un certificat conformément au Règlement sur les certificats de conformité (DORS/95-100) en

PSA : Règlement sur les activités (16)

Jamais pendant la mise en place de chacun de leurs éléments, les installations ne doivent être exposées à des charges supérieures à celles figurant à la partie 11 du Règlement sur les installations.

Dès leur achèvement, il faut que les installations respectent les exigences du Règlement sur les installations, de la partie 23 du Règlement-cadre et de la partie 5 du Règlement de gestion.

Les installations, les systèmes et l'équipement doivent conserver leurs propriétés techniques jusqu'à leur mise en service.

Directives

- La préservation de l'équipement avant sa mise en service fait l'objet de la norme NORSOK Z-006.
- La mise en service des installations est régie par la norme NORSOK Z-007.

PSA : Règlement sur les installations (5)

L'équipement doit porter des indications pour faciliter son fonctionnement et son entretien, réduire les risques d'accidents graves et éviter qu'un élément défectueux n'entraîne des conséquences fâcheuses.

Les exploitants savent manipuler le matériel avec efficacité et prudence, et répertorient toutes les hypothèses et les restrictions relatives au fonctionnement avec soin. On met en place des protections contre les conditions anormales afin de réduire les risques de défaillance et d'entraver les accidents et autres situations causant d'éventuelles blessures et

Le choix de l'équipement se fonde sur de nombreux organismes de normalisation comme l'American Petroleum Institute (API), NORSOK, l'Organisation internationale de normalisation (ISO), l'American Standards of Testing Materials (ASTM), l'American National Standards Institute (ANSI), l'American Society of Mechanical Engineers (ASME) et l'Association canadienne de normalisation (CSA).

API

Installation et équipement en général

- API RP 1FSC API RP 1FSC: Facilities Systems Completion Planning and Execution, 1^{re} édition, juillet 2013
- API TR 1PER15K-1: Protocol for Verification and Validation of High-Pressure High-Temperature Equipment, 1^{re} édition, mars 2013
- API RP 2A-WSD API RP Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms—Working Stress Design, 22^e édition, novembre 2014
- API Spec 2B: Specification for the Fabrication of Structural Steel Pipe, 6^e édition, juillet 2001
- API Spec 2C: Offshore Pedestal-Mounted Cranes, 7^e édition, mars 2012
- API RP 2D: Operation and Maintenance of Offshore Cranes, 7^e édition, décembre 2014
- API Spec 2F: Specification for Mooring Chain, 6^e édition, juin 1997
- API RP 2FB: Recommended Practice for Design of Offshore Facilities Against Fire and Blast Loading, 1^{re} édition, avril 2006
- API RP 2FPS: Planning, Designing, and Constructing Floating Production Systems, 2^e édition, octobre 2011

plus de respecter les directives de l'OCTNLHE sur l'équipement de forage. Comme tout équipement, les installations et les véhicules de service doivent convenir au type et au milieu de fonctionnement, qu'il s'agisse de glace, de givre, d'embruns salins, de températures extrêmes ou de manifestations très rares comme des icebergs, des tempêtes et des vagues.

- OCTNLHE, 2011 (25.4) : Les exploitants sont chargés de veiller au respect des normes et codes de conception par les installations, l'équipement et le matériel, qu'ils leur appartiennent ou non.
- OCTNLHE, 2011 (25.5) : La conception et la construction des installations d'exploitation pétrolière doivent respecter les règlements sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière et sur les certificats de conformité connexes (hors du cadre du présent rapport).
- OCTNLHE, 2011 (25.6-25.10) : Les exploitants veillent à la sécurité et à la fiabilité de l'équipement et au respect du niveau de risque aussi bas que raisonnablement possible par les activités de travail au moyen d'analyses des risques, de vérifications de l'intégrité des biens, d'inspections, d'essais non destructifs et de système de gestion de l'entretien.
- OCTNLHE, 2011 (25.8) : Dès l'étape de conception préliminaire, on détermine les éléments critiques pour la sécurité (ÉCS) liés à chaque danger repéré pour ensuite réaliser une analyse des risques tout au long de la conception et de la construction. En ce qui concerne les installations existantes, on procède à un examen de validation. Il est primordial d'établir les critères de performance des ÉCS pour que ceux-ci préviennent efficacement les accidents et que le fonctionnement de l'équipement reste dans les limites acceptables.

autres conséquences fâcheuses.

Directives

- Les installations sont aussi simples et robustes que possible.
- Réduire autant que possible la pollution et les risques d'accidents graves.
- Éviter qu'un élément défectueux entraîne des conséquences inadmissibles.
- Maintenir les fonctions de sécurité en état de marche.
- Privilégier efficacité et prudence pendant l'utilisation de l'équipement de manutention du matériel.
- Respecter les restrictions et hypothèses relatives au fonctionnement.
- Mettre en place des protections contre les conditions anormales afin de prévenir l'aggravation d'une situation dangereuse.
- Éviter de soumettre l'équipement de sécurité à des vagues d'une récurrence supérieure à 100 ans.
- Doter les installations ayant un puits en surface sans circuit de fluide de forage d'une capacité de stockage et de pompage de fluide suffisant au contrôle de la pression.
- L'aménagement des lieux, des fonctions et de l'équipement :
 - diminue les risques d'incendie ainsi que l'accumulation et la propagation de matières dangereuses;
 - isole les pièces contenant des matières dangereuses;
 - réduit le risque d'incendie et d'explosion, et évite l'aggravation d'une telle situation.
- Consulter la norme EN ISO 13702 au sujet des situations dangereuses.

PSA : Règlement sur les installations (9)

L'exploitant souhaitant utiliser de nouvelles technologies doit vérifier qu'elles respectent les

- API RP 2GEO/ISO 19901-4:2003: Geotechnical and Foundation Design Considerations, 1^{re} édition, avril 2011
- API Spec 2H: Specification for Carbon Manganese Steel Plate for Offshore Structures, 9^e édition, juillet 2006
- API RP 2MET/ISO 19901-1:2006: Deprivation of Metocean Design and Operating Conditions, 1^{re} édition, novembre 2014
- API RP 2MOP/ISO 19901-6:2009: Marine Operations, 1^{re} édition, juillet 2010
- API RP 2N: Recommended Practice for Planning, Designing, and Constructing Structures and Pipelines for Arctic Conditions, 2^e édition, décembre 1995
- API 2RD: Dynamic Risers for Floating Production Systems, 2^e édition, septembre 2013
- API Spec 4F: Drilling and Well Servicing Structures, 1^{re} édition, mai 1985
- API Spec 9A: Specification for Wire Rope, 23^e édition, mai 1984
- API RP 9B: Recommended Practice on Application, Care and Use of Wire Rope for Oilfield Service, 9^e édition, mai 1986
- API Spec 8A: Specification for Drilling and Production Hoisting Equipment, 11^e édition, mai 1985
- API RP 8B: Recommended Practice for Hoisting Tool Inspection and Maintenance Procedures, 4^e édition, avril 1979
- API Spec 8C: Specification for Drilling and Production Hoisting Equipment (PSL 1 and PSL 2), 1^{re} édition, janvier 1990
- API, Specification for Casing and Tubing, 9^e édition, juillet 2011

Contrôle du puits

- API Spec 6A: Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment, 16^e édition, octobre 1989
- API Spec 16A: Specification for Drill Through Equipment, 1^{re} édition, novembre 1986
- API RP 53: Recommended Practice for Blowout

Arctique

Terre-Neuve-et-Labrador

- OCTNLHE, 2011 (25.8.1) : Une exigence doit imposer la réalisation d'essais exhaustifs et non destructifs sur tous les joints critiques, éléments structuraux et pièces d'équipement au moins aux cinq ans.
- OCTNLHE, 2011 (25.9) : Les systèmes de gestion de l'entretien de l'exploitant comprennent des méthodes ou des processus pour établir des habitudes d'entretien propres à chaque ÉCS et repérer leurs défaillances, répertorier les tâches d'entretien reportées, signaler les retards (avec analyse et mesures de contrôle connexes) et y remédier, veiller à transmettre des renseignements pertinents aux dirigeants, évaluer la sécurité de l'installation au moyen d'indicateurs de rendement clés (IRC) et prévoir les activités de vérification des autorités concernées.
- OCTNLHE, 2011 (25.10) : L'exploitant répond de l'intégrité des biens.

DORS/2009-316 (26) : Éléments de l'installation et exposition à un environnement acide

L'exploitant veille à ce que les éléments de l'installation, le matériel tubulaire des puits, les têtes d'éruption et têtes de puits soient utilisés conformément aux règles de l'art en matière d'ingénierie et que toute partie de l'installation susceptible d'être exposée à un environnement acide soit conçue, construite et entretenue pour fonctionner en toute sécurité dans un tel environnement.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (26) : L'exploitant suit les règles de l'art en matière d'ingénierie et prend en considération la présence possible de gaz acide dans un puits d'exploration ou d'une couche acide pendant la production. Dans cette optique, il décrit l'éventuelle réaction à un tel problème, notamment les mesures d'atténuation, en fonction de

Norvège

exigences au moyen d'essais et de procédures de qualification.

Directives

- Recourir à la pratique recommandée DNV RP-A203 Qualification Procedures for New Technology.

PSA : Règlement sur les installations (10)

Mettre au point des installations intégrant des solutions simples et fiables, et réduire le risque d'erreur humaine. Toujours utiliser, mettre à l'épreuve et entretenir les installations dans une optique de sécurité du personnel, de pollution minimale et de respect de la capacité en fonction des conditions raisonnablement envisageables.

Directives

- Voici la liste des normes de conception d'installations et d'équipements particuliers en ce qui concerne l'environnement, la santé et la sécurité :
 - NORSOK D-001 et D-002 sur les installations pour les activités de forage et au puits
 - NORSOK N-004 sur les structures d'acier
 - NORSOK L-002 et L-004 sur la tuyauterie et les vannes
 - NORSOK P-001 et P-100 sur l'installation de traitement
 - NORSOK R-001 sur l'équipement mécanique
 - NORSOK R-002 sur l'équipement de levage
 - DNV-OS-A101 sur les installations mobiles figurant au registre de transport maritime, sauf les plateformes de production
 - NORSOK S-005 sur la machinerie
 - NORSOK Z-015 sur l'équipement temporaire
 - U-001 et ISO 13628 sur les installations sous-marines
 - IMCA/AODC 035 sur les installations électriques sous-marines

Normes et pratiques recommandées

Prevention Equipment Systems for Drilling Wells, 2^e édition, mai 1984

Entretien du BOP

American Petroleum Institute Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment, API Spec 6A, 16^e édition, octobre 1989
API RP 53: Recommended Practice for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells, 2^e édition, mai 1984

Commandes du BOP

API Spec 16D: Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment, 1^{re} édition, mars 1993
API RP 16E: Recommended Practice for Design of Control Systems for Drilling Well Control Equipment, 1^{re} édition, octobre 1990
American Petroleum Institute Recommended Practice for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells, API RP 53, 2^e édition, mai 1984

Lignes et collecteur de duses

API RP 53: Recommended Practice for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells, 2^e édition, mai 1984
American National Standards Institute/American Society Mechanical Engineers Chemical, Rig and Petroleum Refinery Piping, ANSI/ASME B31.3, 1987
API Spec 6A: Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment, 16^e édition, octobre 1989
API Spec 7: Specification for Rotary Drilling Equipment, 37^e édition, avril 1989
API RP 14E: Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems, 4^e édition, avril 1984
API Spec 16C: Specification for Choke and Kill Systems, 1^{re} édition, décembre 1992

Arctique

Terre-Neuve-et-Labrador

- l'équipement et des obstacles en place.
- Consulter la norme NACE MR0175–92, art. 53024, intitulée Standard Material Requirements, Sulfide Stress Cracking Resistant – Metallic Materials for Oilfield Equipment.

DORS/2009-316 (27) : Correction des défaillances

Toute défaillance de l'installation, de l'équipement, du matériel ou d'un véhicule de service pouvant présenter un risque pour la sécurité ou l'environnement est corrigée sans délai. En cas de retard inévitable, des mesures d'atténuation sont prises entre-temps pour réduire les risques au minimum.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (27) : Consulter DORS/2009-316 (25) et les directives qui suivent.
- Examiner particulièrement la question des éléments critiques pour la sécurité (ÉCS).

DORS/2009-316 (29) : Tube prolongateur

L'exploitant veille à ce que le tube prolongateur fournisse un accès au puits, isole le trou de sonde de la mer, résiste à la différence de pression entre le fluide de forage et la mer, résiste aux forces physiques prévues pendant le programme de forage, retourne le fluide de vers l'installation et soit supporté de manière à compenser efficacement les forces résultant du mouvement de l'installation.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (29.1) : Le présent règlement a pour objectif de préserver l'intégrité du tube prolongateur, qui doit retourner le fluide de forage vers l'installation.
- OCTNLHE, 2011 (29.2) : Les tubes prolongateurs respectent les exigences suivantes :
 - Pratiques éprouvées de l'American

Norvège

- IEC 61892 sur l'équipement et les systèmes électriques
- NS-EN ISO 11064 sur la conception réduisant les risques d'erreur humaine
- Voici la liste des normes de conception des installations, systèmes et pièces d'équipement mobiles figurant au registre de transport maritime :
 - DNV-OS-D101 sur les machines de navires, la tuyauterie et l'équipement mécanique
 - DNV-OS-D201 sur l'équipement et les systèmes électriques
 - DNV-OS-D202 sur les instruments et les systèmes de contrôle
 - DNV-OS-E101K sur les installations pour les activités de forage et au puits
 - NORSOK Z-DP-002 sur le marquage de l'équipement
- Indiquer leur fonction sur les principaux éléments des installations, et le sens d'écoulement sur les tuyaux.

PSA : Règlement sur les installations (11)

On doit déterminer les charges théoriques pour la conception et le fonctionnement des installations, des systèmes et de l'équipement de façon à éviter qu'une charge accidentelle mais envisageable n'entraîne des conséquences fâcheuses. Aux fins de conception du système de sécurité principal, on doit calculer ces charges accidentelles et environnementales selon une récurrence annuelle d'au moins 0,0004.

Directives

- Mettre au point l'équipement afin qu'il résiste aux charges et aux actions résultant de son fonctionnement, de l'environnement ou d'un imprévu.
- Consulter les normes NORSOK N-004 et N-003 pour les structures portantes et NORSOK N-004 pour les structures d'acier.
- La norme NORSOK S-001 sert à la conception

Normes et pratiques recommandées

Défecteurs

API RP 64: Recommended Practices for Diverter Systems Equipment and Operations, janvier 1991

API Spec 16D: Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment, 1^{re} édition, mars 1993

API RP 16E: Recommended Practice for Design of Control Systems for Drilling Well Control Equipment, 1^{re} édition, octobre 1990

Dégazeur atmosphérique

American Society of Mechanical Engineers Boiler and Pressure Vessel Code, ASME, décembre 1989

Tube prolongateur

API RP 16Q: Recommended Practice for Design, Selection, Operation and Maintenance of Marine Drilling Riser Systems, 1^{re} édition, novembre 1993 (proposition : ISO 13624-1,2)

API Spec 16R: Specification Pertaining to the Design, Rating and Testing of Marine Drilling Riser Couplings, 1^{re} édition, janvier 1997

Directives de gestion de l'intégrité des tubes prolongateurs pour forage en mer de l'Atlantic Margin Joint Industry Group (AMJIG), 2H Offshore Engineering Limited, mars 2000

Petroleum Institute en matière de conception, de sélection, d'exploitation et d'entretien des tubes prolongateurs pour forage en mer, API RP 16Q, 1^{re} édition, novembre 1993. Proposition : ISO 13624-1,2.

- Spécification de l'American Petroleum Institute sur la conception, la classification et la mise à l'épreuve des raccords de tubes prolongateurs, API Spec 16R, 1^{re} édition, janvier 1997.
- Directives de gestion de l'intégrité des tubes prolongateurs pour forage en mer de l'Atlantic Margin Joint Industry Group (AMJIG), 2H Offshore Engineering Limited, mars 2000.
- OCTNLHE, 2011 (29.3) : L'analyse d'intervention dynamique propre aux tubes prolongateurs est réalisée en fonction de la profondeur de l'eau, des courants, de la densité attendue dans les couches à forer, de l'état de la mer, des mouvements de l'installation, des systèmes d'amarrage et de positionnement, etc. afin de maintenir l'intégrité des tubes malgré la différence de pression et la poussée sur les joints pour éviter la vibration induite par vortex, établir les exigences liées à la tension à la tête en toutes conditions (c.-à-d. les différentes densités des fluides et les conditions météorologiques et océanographiques) et déterminer les enveloppes de fonctionnement en mode forage, connecté, arrêt et non connecté, et les limites sécuritaires pour éviter les dommages pendant les manœuvres de mise en place, de retrait, de mise en pendant et de survie. Voir GTEC07.
- OCTNLHE, 2011 (29.4-29.5) : La déconnexion d'urgence doit se faire en limitant les dommages résultant de la tension de recul. La norme API RP 16Q exige des doubles joints télescopiques (coulissants) pour

en fonction d'une charge accidentelle.

- Au besoin, consulter la norme DNV-OS-A101 pour les installations mobiles figurant au registre de transport maritime, sauf les plateformes de production.
- Voici la liste des normes comprenant les exigences de capacité de l'équipement :
 - ISO 13623, chapitre 6, et DNV-OS-F101, paragraphes 3, 4 et 5 sur les pipelines d'acier, et API 17J sur les pipelines flexibles
 - DNV-OS-F201 sur les tubes prolongateurs caténaire en métal
 - NORSOK D-001, chapitres 5 et 6, et NORSOK D-010, chapitres 4 et 5 sur l'équipement pour activités de forage et au puits, et autrement lié au puits, notamment l'équipement de contrôle, d'achèvement et d'intervention
- En cas d'incertitude concernant les capacités, les répercussions ou les facteurs de résistance, réaliser des mesures ou des essais sur modèle pour augmenter la qualité des analyses.

PSA : Règlement sur les installations (12)

Lors de la sélection des matériaux à employer sur les installations, prendre en compte la résistance au feu; les conditions de fonctionnement changeantes; les processus de fabrication, d'assemblage et de construction; la nécessité de protéger le matériel; la possibilité de réduire l'utilisation de produits chimiques et la pollution; la perspective de réduire, de récupérer et de réutiliser les rejets; et l'éventuel démantèlement.

PSA : Règlement sur les activités (16)

L'équipement doit conserver ses propriétés techniques jusqu'à sa mise en service. Aux fins de la mise en service de l'équipement des installations, les responsables sont tenus de respecter les exigences des règlements

équilibrer et atténuer les risques de rejet de fluides de forage.

- OCTNLHE, 2011 (29.6) : Préserver l'intégrité du puits en cas de déconnexion d'urgence, de défaut dans la structure du tube prolongateur, ou de toute autre situation où le système de commande hydraulique ou multiplexe n'active pas le BOP. Consulter la partie 5 sur le contrôle du puits pour des précisions sur l'activation du BOP en cas de déconnexion du tube.
- Selon 2H Offshore Engineering (2000), les exploitants sont tenus d'inspecter l'intégrité des tubes prolongateurs.
- Le manuel de l'IADC sur le contrôle de puits en eau profonde présente les manœuvres de déconnexion d'urgence servant à prévenir les risques ou à limiter leurs conséquences.
- OCTNLHE, 2011 (29.9) : Selon la norme DNV-OS-F201 (janvier 2001), les tubes prolongateurs à haute pression doivent obtenir une certification supplémentaire attestant que leur conception et leur fonctionnement résistent à toutes conditions environnementales, pressions et tensions, et que l'installation reste stable malgré les forces appliquées au tube.

SOR/2009-316 (30) : Pratiques de forage

L'exploitant veille à ce que du personnel, des procédures et de l'équipement adéquats soient en place pour constater et contrôler les pressions normales et anormales, pour assurer le déroulement sûr et contrôlé des activités de forage et pour prévenir la pollution.

Directives

- Ce règlement vise le suivi et le contrôle des pressions de la formation. Seul l'équipement figure ici. Selon le cas, consulter les parties suivantes du présent rapport :
 - Partie 4 : Systèmes de surveillance et de contrôle

régissant les installations elles-mêmes, les cadres de travail et la gestion.

PSA : Règlement sur les installations (20,23, 24, 26)

Les installations sont conçues dans une optique de réduction des vibrations, du bruit et des radiations pour protéger le personnel et éviter de le gêner dans ses tâches.

PSA : Règlement sur les installations (47)

L'équipement électrique comprend des protections contre les conditions anormales et les anomalies risquant de blesser le personnel ou d'endommager l'installation.

PSA : Règlement sur les installations (50)

Les installations flottantes sont munies d'un système de déconnexion qui protège le puits et retire le tube prolongateur avant d'atteindre un angle critique. Le compensateur intègre des solutions techniques fiables pour éviter les conséquences fâcheuses.

Directives

- Définir les limites de l'équipement de forage en fonction de ce qui suit :
 - mouvement de l'installation résultant de la résonance (fréquence des vagues et mouvements de l'installation en soi);
 - mouvement de l'installation résultant d'un changement de position lié au bris ou à la dérive d'une ligne d'amarre;
 - charges et actions appliquées au puits et à sa tête en raison de la traction du tube prolongateur;
 - incertitude dans le calcul de conception du tube;
 - blocage involontaire du compensateur.
- Norme NORSOK Z-013 sur l'équipement intervenant dans la fonction principale de sécurité
- Norme NS-EN ISO 20815:2008 sur la

- Partie 6 : Conception et achèvement de puits
- Partie 7 : Contrôle du puits
- L'équipement doit avoir la sensibilité requise pour détecter et répertorier les pressions de la formation ainsi que différentes plages de transition entre une pression normale et anormale.

- cohérence et la fiabilité de la conception
- Concevoir le système de déconnexion pour qu'il s'exécute avant l'atteinte d'un angle critique conformément aux articles 5 et 6 de la norme NORSOK D-001.

PSA : Règlement sur les installations (56)

Les structures portantes restent sécuritaires lors de l'utilisation et en conditions limites de défaillance, d'usure et d'accident. En conditions limites de défaillance, elles doivent supporter les charges jusqu'à une récurrence annuelle de 0,01, et en conditions limites d'accident, les charges indiquées à la partie 11 du Règlement sur les installations.

PSA : Règlement sur les installations (57)

Les systèmes de pipeline sont conçus de façon à pouvoir en effectuer l'entretien intérieur. En ce qui concerne les pipelines qui ne sont pas constitués d'acier, comme les pipelines flexibles, les facteurs de calcul propres à l'utilisation, à la capacité et au matériel doivent permettre d'atteindre un niveau de sécurité au moins égal à celui des pipelines et tubes prolongateurs en acier.

PSA : Règlement sur les installations (62)

Il faut que les installations flottantes, en ce qui concerne la stabilité, l'étanchéité et l'imperméabilité (compartiments et mécanismes de fermeture), respectent le Règlement pertinent de l'Autorité maritime norvégienne (en norvégien seulement).

Directives

- Mettre au point les installations avec une stabilité conforme à la norme NORSOK N-001, chapitre 7.10.

PSA : Règlement sur les installations (63)

Les systèmes des installations flottantes restent bien en place en tout temps, mais sont

amovibles en cas de danger ou d'accident. Le système d'ancrage répond obligatoirement aux exigences des parties 6 à 17 du Règlement de l'Autorité maritime norvégienne, qui portent sur les systèmes de positionnement et d'ancrage des installations mobiles en mer. Le système d'amarrage respecte obligatoirement les exigences de la partie 35 du même règlement, qui porte sur les installations mobiles en mer munies d'unités et d'équipement de production. Les systèmes de positionnement dynamique maintiennent l'installation en place malgré certaines défaillances et certains dommages au système, et en cas d'accident.

- Norme NORSOK N-001, chapitres 7.11 et 7.12 sur la conception des systèmes d'ancrage
- Dispositions techniques de la norme IMO MSC/Circular 645 sur la conception des systèmes de positionnement dynamique

PSA : Règlement sur les installations (64)

La conception des tourelles se fait en conformité avec la partie 15 (nos 1 à 4) du Règlement de l'Autorité maritime norvégienne, qui porte sur les installations mobiles en mer munies d'unités et d'équipement de production.

- NORSOK S-001, chapitre 5.8.2.2 sur la conception des tourelles

SYSTÈMES DE SURVEILLANCE ET CONTRÔLE

Surveillance et contrôle

DORS/2009-315 (8)

Les plans de sécurité doivent prévoir les procédures, les pratiques et les mesures de surveillance nécessaires pour assurer la sécurité des activités projetées, y compris une description des modes d'application du système de gestion; un résumé des études réalisées pour cerner les dangers et évaluer les risques pour la sécurité; un résumé des mesures à prendre pour éviter, prévenir, réduire et contrôler les risques; une liste des structures, du matériel, de l'équipement et des systèmes essentiels à la sécurité et un résumé du système d'inspection, de mise à l'essai et d'entretien en place. Ces plans doivent également comprendre les systèmes de détection et de surveillance des glaces, de collecte des données, de signalement et de prévision et de déviation des glaces, sans oublier une description des mécanismes de surveillance de leur mise en œuvre et de leur respect.

DORS/2009-315 (9)

Les plans de protection de l'environnement doivent fournir une description détaillée des mesures de surveillance et de signalement des risques

DORS/2009-316 (8)

Les plans de sécurité doivent prévoir les procédures, les pratiques et les mesures de surveillance nécessaires pour assurer la sécurité des activités projetées, y compris une description des modes d'application du système de gestion; un résumé des études réalisées pour cerner les dangers et évaluer les risques pour la sécurité; un résumé des mesures à prendre pour éviter, prévenir, réduire et contrôler les risques; une liste des structures, du matériel, de l'équipement et des systèmes essentiels à la sécurité et un résumé du système d'inspection, de mise à l'essai et d'entretien en place. Ces plans doivent également comprendre les systèmes de détection et de surveillance des glaces, de collecte des données, de signalement et de prévision et d'évitement ou de déviation des glaces, sans oublier une description des mécanismes de surveillance de leur mise en œuvre et de leur respect.

DORS/2009-316 (9)

Les plans de protection de l'environnement doivent fournir une description détaillée des mesures de surveillance et de signalement des risques environnementaux et des mesures de prévention, de réduction et d'élimination des risques environnementaux. Ils doivent également comporter une liste des structures, du matériel, de l'équipement et des systèmes essentiels à la sécurité et un résumé du système d'inspection, de mise à l'essai et d'entretien en place.

DORS/2009-316 (28)

Le circuit du fluide de forage et l'équipement

PSA : Règlement sur les installations (17)

L'installation est équipée des instruments de surveillance des conditions et des paramètres (y compris des données environnementales) qui conviennent aux activités pétrolières. Son système de surveillance et de contrôle déclenche une alarme lorsqu'il détecte des incidents, des irrégularités ou des défaillances qui représentent une menace pour la sécurité. Le déclenchement des alarmes est programmé de manière à laisser un délai suffisant pour le fonctionnement sécuritaire de l'équipement, des usines et des procédés.

Directives

- Doter l'installation d'instruments conçus pour surveiller et enregistrer :
 - les données sur l'intégrité structurelle des structures porteuses et des réseaux de conduites (p. ex. la tension significative, le stress de compression ou le mouvement découlant du roulis des vagues et des courants);
 - les signes de dégradation sérieuse du matériel (p. ex. la corrosion et l'érosion);
 - les paramètres opérationnels majeurs (p. ex. la pression du fluide de forage, la concentration en particules).

PSA : Règlement sur les activités (31)

L'exploitant surveille l'exécution constante et en bonne et due forme des activités relatives à la santé, à la sécurité et à l'environnement.

Directives

- S'abstenir de confier aux membres du personnel des tâches qui les empêchent de surveiller et de contrôler les activités.
- Affecter au moins deux personnes à la

API

- API RP 13B-1: Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids
- API RP 13B-2: Recommended Practice for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids
- API RP 14F: Design, Installation, and Maintenance of Electrical Systems for Fixed and Floating Offshore Petroleum Facilities for Unclassified and Class I, Division 1, and Division 2 Locations, 5^e édition, juillet 2008
- API RP 14J: Recommended Practice for Design and Hazards Analysis for Offshore Production Facilities, 2^e édition, mai 2001
- API RP 131: Recommended Practice for Laboratory Testing Drilling Fluids
- API RP 54: Recommended Practice for Occupational Safety for Oil and Gas Well Drilling and Servicing Operations, 3^e édition, août 1999
- API RP 75: Recommended Practice for Development of a Safety and Environmental Management Program for Offshore Operations and Facilities, 3^e édition, mai 2004
- API Spec 16A/ISO 13533:2001: Specification for Drill-Through Equipment, 3^e édition, juin 2004

ISO

- 2000 ISO 10414-1 : Industries du pétrole et du gaz naturel – Essais in situ des fluides de forage – Partie 1 : Fluides aqueux
- 2000 ISO 10414-2 : Industries du pétrole et du gaz naturel – Essais in situ des fluides de forage – Partie 2 : Fluides à base d'huiles
- 2000 ISO 10416 : Industries du pétrole et du gaz naturel – Fluides de forage – Essais en laboratoire
- 2003 ISO 10418 : Industries du pétrole et du

Arctique

environnementaux et des mesures de prévention, de réduction et d'élimination des risques environnementaux. Ils doivent également comporter une liste des structures, du matériel, de l'équipement et des systèmes essentiels à la sécurité et un résumé du système d'inspection, de mise à l'essai et d'entretien en place.

DORS/2009-315 (28)

Le circuit du fluide de forage et l'équipement de surveillance connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation. Les indicateurs et les dispositifs d'alarme sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

DORS/2009-315 (30) : Pratiques de forage

L'exploitant veille à ce que du personnel, des procédures et de l'équipement adéquats soient en place pour mesurer et régulariser la pression afin d'assurer le déroulement sûr et contrôlé des travaux de forage et de prévenir la pollution.

DORS/2009-315 (45)

Toutes les activités de manutention, de transport, de traitement et de réinjection du

Terre-Neuve-et-Labrador

de surveillance connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation. Les indicateurs et les dispositifs d'alarme sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

Directives

Surveillance du fluide de forage et du puits

- OCNEHE, 2011 (28.1.2) : Garantir la présence de capteurs et d'alarmes pour assurer la surveillance du fluide de forage.
- OCNEHE, 2011 (28.6) : Garantir la présence d'équipement et de procédures pour surveiller minutieusement et détecter les pertes ou les ajouts de fluide de forage afin qu'il continue de former une barrière efficace. Éliminer tout risque de pollution découlant d'une fuite de fluide de forage.
- OCTNLHE, 2011 (28.7) : Dans les forages sans tube prolongateur, surveiller les retours de fluide au fond marin à l'aide d'un véhicule téléguidé (VTG) et détecter les fuites à l'aide d'une caméra sous-marine.
- OCTNLHE, 2011 (28.11.1) : Doter le système de surveillance du fluide de forage de capteurs et d'alarmes capables de mesurer, d'afficher et d'enregistrer tous les paramètres de détection des risques pour le personnel et la sécurité du puits et les fuites de fluide de forage dans la mer. Le système de surveillance du fluide de forage et du puits comprend un dispositif de surveillance des retours de fluide de forage, un indicateur de niveau du réservoir de fluide de forage, un réservoir mesurant le volume de fluide de forage déplacé entre le réservoir et le trou et la quantité nécessaire pour remplir le trou pendant la remontée. Sur les installations de forage flottantes, ces dispositifs doivent corriger le roulis des vagues. Les alarmes sonores et visuelles s'activent automatiquement lorsque le

Norvège

surveillance et au contrôle :

- dans la salle de commande centrale des installations habitées en permanence;
- de l'équipement d'ancrage dynamique;
- des travaux de forage et de puits.

PSA : Règlement sur les installations (34a)

L'installation dispose de systèmes de surveillance et de contrôle qui déclenchent une alarme lorsqu'ils détectent des incidents, des irrégularités ou des défaillances représentant une menace pour la sécurité. Ces alarmes sont clairement perceptibles et sont programmées de manière à laisser un délai suffisant pour le fonctionnement sécuritaire de l'équipement, des usines et des procédés.

PSA : Règlement sur les activités (50)

Le suivi technique des nouvelles structures et des nouveaux systèmes marins est réalisé au cours de la première année de service. Les nouveaux types de structures porteuses sont comparés aux calculs techniques fondés sur les données recueillies pendant les deux premiers hivers. Il faut surveiller les signes de vieillissement des installations utilisées au-delà de leur vie utile initiale. Les résultats de cette observation serviront à déterminer la sécurité d'installations similaires. Il faut mener des inspections pour surveiller les modes de défaillance potentiels pouvant nuire à l'intégrité des réseaux de conduites dans la mesure où ces modes de défaillance représentent une menace pour l'environnement et la sécurité.

Directives

- Appliquer la norme NORSOK N-005 pour la surveillance technique des conditions de l'environnement de travail, de santé et de sécurité.
- Examiner l'équipement et les installations ayant dépassé leur durée de vie utile afin

Normes et pratiques recommandées

gaz naturel - Plates-formes de production en mer – Analyse, conception, installation et essais des systèmes essentiels de sécurité de surface

- 1999 ISO 13702 : Industries du pétrole et du gaz naturel - Contrôle et atténuation des feux et des explosions dans les installations en mer – Exigences et lignes directrices
- ISO 11064 : Conception ergonomique des centres de commande

NORSOK

- NS—EN ISO 9000, norme à consulter pour la formulation de procédures et des fonctions connexes
- NS-EN ISO 20815:2008, norme à consulter pour préparer les programmes d'entretien
- IEC 61508-1 (art. 7.7), IEC 61508-2 (art. 7.6), directive 070 des Directives de l'Association des producteurs norvégiens de gaz et de pétrole (art. 10 et 11), à consulter pour les systèmes électriques, électroniques et programmables ainsi que pour la stratégie de préparation aux situations d'urgence
- NORSOK D-001
- NORSOK N-005, à consulter pour la surveillance de l'état de la structure et la surveillance technique des conditions de l'environnement de travail, de santé et de sécurité
- NORSOK Z-006, à consulter pour la description des mesures de préservation
- NORSOK Z-008, à consulter pour sélectionner les travaux d'entretien et déterminer leur fréquence
- Disposer de programmes d'entretien dès le démarrage
- Mener des essais et vérifier l'intégrité :
 - des systèmes de sécurité selon l'annexe C5 de la norme ISO 13702, la norme IEC 61508 et la directive 070 des Directives de l'Association des

Arctique

pétrole et du gaz font l'objet d'une surveillance adéquate pour prévenir tout incident et tout gaspillage. De même, tous les systèmes d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle sont entretenus adéquatement et maintenus en bon état pour prévenir tout incident et tout gaspillage. Les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

Exigences de dépôt relatives aux forages extracôtiers dans l'Arctique canadien (4.14, 4.16)

- L'exploitant décrit toutes les voies d'évacuation et les limites relatives à toute évacuation dans le milieu naturel.
- L'exploitant expose les processus et les méthodes de détection, de signalement, d'enquête et de redressement des causes fondamentales et des facteurs à l'origine de la pollution, ainsi que les mesures visant à prévenir la réapparition de ces causes et facteurs.

Lignes directrices sur l'exploitation pétrolière et gazière dans l'Arctique (2009)

- Les activités prioritaires de surveillance comprennent les volets suivants à toutes les phases d'activité pour évaluer et réduire au minimum les conséquences

Terre-Neuve-et-Labrador

niveau du réservoir de fluide ou du capteur de retour est supérieur ou inférieur aux limites préétablies, le fluide de forage contient du sulfure d'hydrogène ou une concentration élevée de vapeurs d'hydrocarbures, ou encore, de l'air est détecté dans le tube fontaine, le tamis vibrant, les réservoirs de forage actif, le plancher de forage ou le collecteur de duses. Le poste du foreur est doté de l'équipement nécessaire pour surveiller la profondeur du puits, la charge au crochet, le poids sur l'outil, le couple et la vitesse de la foreuse rotative, le taux de pénétration, la cadence et le débit des pompes à boue, les retours de boue ou le trop-plein du trou de forage, le volume de fluide actif dans les bassins à boue, le volume de fluide dans le bac de manœuvre, la pression dans la colonne montante et tous les paramètres de surveillance de l'équipement critique pour la sécurité (ÉCS).

- Mesurer à intervalles réguliers les propriétés du fluide de forage conformément aux pratiques d'essais sur chantier recommandées par l'API lorsqu'il est envisagé d'utiliser une balance à boue pressurisée dans les secteurs potentiellement gazéifères.
- OCTNLHE, 2011 (28.12) : En l'absence de données claires sur les caractéristiques géologiques et les profils de pression, veiller à ce que du personnel qualifié, installé ailleurs qu'au poste du foreur, surveille en permanence les indices présents dans la boue (diagraphie de boue). La diagraphie de boue comprend la mesure, la surveillance et l'enregistrement de la composition et des quantités de vapeurs d'hydrocarbures présentes dans le retour de fluide de forage, la densité et le débit du fluide de forage, le niveau de boue dans le puits, les retours de fluide de forage, le niveau du bac de

Norvège

d'appliquer les constatations à la prolongation de la vie utile des installations existantes et futures.

- Dans le cadre de la surveillance des modes de défaillance, appliquer la norme DNV RP F-101 pour tout mode de défaillance résultant du mécanisme de défaillance de corrosion.

PSA : Règlement sur les activités (56)

L'exploitant doit surveiller les conditions de l'environnement extérieur et rapporter aussitôt que possible au ministère de l'Environnement de Norvège les écarts par rapport aux conditions d'exploitation prévues.

Directives

- Surveiller les conditions environnementales pour détecter les écarts par rapport aux conditions initiales qui sont causés par les activités.

PSA : Règlement sur les activités (84)

Pendant les activités, notamment le forage, il faut surveiller et enregistrer les données de forage de puits pour vérifier les pronostics de puits afin de prendre les mesures nécessaires et, au besoin, de faire des ajustements.

Directives

- Surveiller, enregistrer et traiter les données indiquant de possibles incidents de contrôle de puits. Collecter les données conformément aux articles 4.7, 5.7.3 et 5.7.4 de la norme NORSOK D-010.

Normes et pratiques recommandées

producteurs norvégiens de gaz et de pétrole;

- des systèmes d'arrêt d'urgence selon la norme IEC 61508 et la directive 070 des Directives de l'Association des producteurs norvégiens de gaz et de pétrole;
- des pièces de système de sécurité. Celles qui ne sont pas couvertes par la norme doivent faire l'objet d'un test complet au moins une fois par année
- NORSOK R-003, annexes G et H, à consulter pour procéder à l'entretien de l'équipement de levage
- DNV RP F-101, à consulter pour détecter tout mode de défaillance résultant du mécanisme de défaillance de corrosion
- DNV RP G-101, à consulter pour procéder à l'entretien des installations électriques et de l'équipement connexe
- DNV RP G-101, à consulter pour monter les programmes d'inspection des usines de transformation et des systèmes auxiliaires
- NORSOK D-010, articles 4.2.3 et 4.2.4 et tableau 15.9, ISO 10417 et ISO 10423, article 9, à consulter pour procéder à l'entretien de l'équipement de contrôle et d'intervention de puits, des vannes de sécurité de fond et des arbres de Noël
- NORSOK D-010, articles 4.7, 5.7.3 et 5.7.4, à consulter pour des recommandations sur la surveillance, l'enregistrement et le traitement des données pour assurer la surveillance et le contrôle du puits
- NORSOK D-010 : Well Integrity in Drilling and Well Operations [Intégrité du puits pendant le forage et l'exploitation], document de référence exhaustif, à consulter pour tout ce qui touche la surveillance du puits, plus particulièrement les parties suivantes :
 - Article 15.2, tableau 2F: Surveiller en permanence l'espace annulaire entre le tube et le tubage (A-annulus) pour

Arctique

- environnementales néfastes :
- la comptabilisation des émissions atmosphériques, des déversements dans l'eau et sur le fond marin et des émissions de bruits;
 - les concentrations de contaminants comme les métaux lourds, les hydrocarbures totaux, l'hydrocarbure aromatique polycyclique, le phénol, le baryum et les polluants organiques persistants (POP) dans les sédiments marins et la colonne d'eau;
- Il faut également surveiller la contamination découlant des activités pétrolières, c'est-à-dire des sources de contaminants, des voies de propagation dans l'environnement (rejets aqueux, particuliers ou atmosphériques) et des voies de bioaccumulation. En plus des agents contaminants et des procédés de traitement des particules, il faut aussi considérer les éléments naturels suivants : la force et les variations de la vitesse du vent, les courants océaniques, les débits fluviaux, les précipitations, la température de l'air, la température de l'océan, l'état des glaces marines et leurs déplacements, la profondeur de l'eau, l'état de la surface de la mer, la géologie de subsurface et toute autre ressource touchée.

Terre-Neuve-et-Labrador

manœuvre et tous les paramètres de surveillance de l'équipement critique pour la sécurité (ÉCS).

DORS/2009-316 (30) : Pratiques de forage

L'exploitant veille à ce que du personnel, des procédures et de l'équipement adéquats soient en place pour mesurer et régulariser la pression afin d'assurer le déroulement sûr et contrôlé des travaux de forage et de prévenir la pollution.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (30.1) : Mettre en place un programme pour surveiller la pression de formation pendant le forage (principalement pendant les travaux sous le tubage de surface) et la zone de transition entre la pression normale et la pression anormale.
- OCTNLHE, 2011 (30.2) : Surveiller les paramètres de pression suivants : le taux de pénétration, l'indice de forage, la densité du schiste, la taille et la forme des débris de forage, la quantité de gaz dans la boue, le couple, la résistance de frottement, le remplissage, la température et les autres paramètres nécessaires à la détection de venues et de la zone de transition entre la pression normale et la pression anormale. La pression de formation peut être confirmée par la diagraphie en cours de forage et la diagraphie par câble.
- OCTNLHE, 2011 (30.3) : Détecter adéquatement les venues et mettre en place des mesures adéquates de tolérance aux venues.

DORS/2009-316 (45)

Toutes les activités de manutention, de transport, de traitement et de réinjection du pétrole et du gaz font l'objet d'une surveillance adéquate pour prévenir tout incident et tout gaspillage. De même, tous les systèmes

Norvège

Normes et pratiques recommandées

détecter les anomalies de pression; surveiller à intervalles réguliers les autres espaces annulaires. Faire la diagraphie des colonnes de tubage pour confirmer l'usure excessive possible révélée par les simulations.

- Article 15.2, tableau 2G : Surveiller en permanence l'espace annulaire à l'extérieur du tubage en place selon les niveaux d'alarme prédéterminés.
- Article 15.3, tableau 3F : Surveiller en permanence la pression de la pompe de la rame de forage, en plus de mener des inspections à intervalles réguliers, notamment des inspections visuelles, et d'exécuter les tâches d'entretien conformément aux procédures documentées.
- Article 15.5, tableau 5C : Concevoir et construire la tête de puits de manière à permettre la surveillance de la pression annulaire.
- Article 15.5, tableau 5G : Inspecter à intervalles réguliers les vannes annulaires et les joints accessibles pour détecter les fuites et en vérifier le bon fonctionnement; dans le cas de joints accessibles, mener cette inspection durant la première année et tous les deux ans par la suite. Surveiller les mouvements de la tête de puits et les comparer aux normes acceptées pendant le reconditionnement, le démarrage et la fermeture. Inspecter visuellement ou à l'aide d'un VTG l'intégrité générale du puits pour détecter les fuites ou la détérioration au moins une fois par année ou suivant les indications de l'évaluation des risques. Surveiller en permanence l'espace annulaire à l'extérieur du tubage en place selon les niveaux d'alarme prédéterminés.
- Article 15.7, tableau 7F : Surveiller l'étanchéité en surveillant la pression de

d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle sont entretenus adéquatement et maintenus en bon état pour prévenir tout incident et tout gaspillage. Les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (45.2) : Mettre en place des systèmes et de l'équipement de contrôle du processus de forage (conforme à la norme ISO 10418:2003), de détection d'incendie et de gaz et d'arrêt d'urgence qui interagissent entre eux et veiller à les tester, à les entretenir et à les utiliser de manière à prévenir, à contenir et à atténuer les accidents sans intervention humaine. Évaluer le système de protection du processus et fournir la preuve qu'il fonctionnera adéquatement en cas de circonstances imprévues menaçant la sécurité ou l'environnement. Déterminer et évaluer les implications pour la sécurité du système de protection du processus dans le cadre de l'analyse des risques et, dans la mesure du possible, réduire les risques. Voir DORS/2009-316 (25-27).
- OCTNLHE, 2011 (45.3) : Veiller à ce que la gestion des processus de traitement, de stockage et de transport des hydrocarbures comprenne des mesures de contrôle des processus, d'arrêt d'urgence, de détection d'incendie et de gaz et d'intervention, de gestion des alarmes, de contrôle des isolements et des inhibitions et de contrôle du travail (y compris les permis et les certificats), en plus de contribuer à la supervision des activités simultanées et des procédures potentiellement nuisibles à la sécurité des processus. Les systèmes de gestion intègrent des normes, des directives, la conception technique, des procédures d'exploitation, l'entretien, les essais, les

l'espace annulaire entre le tube et le tubage (A-annulus).

- Article 15.8, tableau 8F : Inspecter la vanne de sécurité de fond pour détecter les fuites à intervalles réguliers, selon les procédures indiquées (une fois par mois pendant un trimestre, une fois par trimestre ou une fois par semestre). Les tests de fuite d'une durée de 30 minutes reposent sur le volume et la compressibilité. Consulter les normes API RP 14B et ISO 10417. Les tests directs sont privilégiés, mais les tests indirects sont acceptés. Mesurer d'abord la fonctionnalité d'arrêt d'urgence (au moins une fois par an) ainsi que sa mise à exécution dans un délai acceptable après le déclenchement de l'alarme. Les mêmes critères s'appliquent à la vanne de sécurité de l'espace annulaire (art. 15.9, tableau 9, F. Surveillance).
- Article 15.10, tableau 10F : Surveiller les garnitures d'étanchéité du dispositif de suspension du tubage en surveillant la pression de l'espace annulaire entre le tube et le tubage (A-annulus) au moment de l'installation, puis un an plus tard et aux deux ans par la suite.
- Article 15.11, tableau 11F : Surveiller à intervalles réguliers le bouchon du dispositif de suspension du tubage en surveillant la pression.
- Article 15.12, tableau 12F : Ouvrir la vanne d'accès de l'espace annulaire de la tête de puits pour surveiller en permanence la pression et l'étanchéité. Les tests de fuite d'une durée de 10 minutes reposent sur le volume et la compressibilité. Les vannes manuelles exposées aux fluides d'injection ou de production font l'objet de tests semestriels, tandis que les vannes passives des annulaires sont testées annuellement. Les vannes d'injection sont testées

compétences et l'expérience du personnel et le taux de défaillance.

- OCTNLHE, 2011 (45.4): Renforcer les systèmes automatisés par des politiques et des procédures de soutien comme les boucles de rétroaction, l'affectation d'un personnel qualifié à la gestion des systèmes et l'assurance qualité (y compris les audits, l'entretien ordinaire, la surveillance et la validation). Ces procédures tiennent compte du démarrage des nouvelles installations ou des nouveaux processus, du démarrage normal ou de la reprise des activités après un arrêt d'urgence, des activités normales ou temporaires, des arrêts normaux ou d'urgence et des limites d'exploitation d'un processus ou d'une installation. Elles comprennent également des mesures de prévention et de correction et des fonctions de sécurité pour pallier les dépassements des limites et leurs conséquences.
- Le système de gestion distingue les activités et les procédures d'entretien exécutées simultanément de celles qui ne le sont pas, seulement lorsque des mesures de précaution spéciales sont en vigueur.
- L'exploitant enregistre les réglages des alarmes et applique les mesures adéquates de gestion et de contrôle des changements. Surveiller le fonctionnement des alarmes dans une perspective d'optimisation. Mettre en place les mesures adéquates et affecter du personnel qualifié capable de prendre les mesures qui s'imposent et d'appliquer les protocoles en cas d'activation des alarmes.
- Enregistrer et signaler toutes les inhibitions et appliquer les correctifs appropriés pour garder le niveau de risque acceptable. Concevoir et installer un processus de surveillance et de contrôle, puis procéder à des essais pour s'assurer qu'il est fonctionnel et capable de détecter et maîtriser les dangers.

mensuellement pendant trois mois, puis trimestriellement pour trois trimestres consécutifs et semestriellement par la suite. Les tests directs sont privilégiés, mais les tests indirects sont acceptés. Mesurer d'abord la fonctionnalité d'arrêt d'urgence (au moins une fois par an) ainsi que sa mise à exécution dans un délai acceptable après le déclenchement de l'alarme.

- Article 15.13, tableau 13F: Surveiller en permanence le tubage concentrique en surveillant la pression de la tête de puits conformément à la norme NORSOK D-002, en plus de mener des inspections, notamment des inspections visuelles et la surveillance pendant les activités, et d'exécuter les tâches d'entretien à intervalles réguliers conformément aux procédures documentées, sans oublier de consigner les signes d'usure et la durée de vie résiduelle.
- Article 15.14, tableau 14F: Le BOP, le manchon de sécurité (art. 15.16, tableau 16, F. Surveillance) et les garnitures d'étanchéité du tubage concentrique (art. 15.17, tableau 17, F. Surveillance) font l'objet d'inspections visuelles bimensuelles (chaque quinzaine) pour détecter les fuites et en vérifier le bon fonctionnement.
- Le BOP (art. 15.19, tableau 19, F. Surveillance), le manchon de sécurité (art. 15.21, tableau 21, F. Surveillance), le clapet antiretour (art. 15.18, tableau 18, F. Surveillance) et la garniture d'étanchéité du dispositif de curage sous pression (art. 15.20, tableau 20, F. Surveillance) font l'objet d'inspections visuelles périodiques pour détecter les fuites, au moins deux fois par mois (chaque quinzaine) pour le BOP et le manchon de sécurité.

Arctique

Terre-Neuve-et-Labrador

Norvège

Normes et pratiques recommandées

- Tester à intervalles réguliers toutes les fonctions de sécurité définies pendant l'élaboration du processus de sécurité, puis modifiées selon les besoins à la lumière des données opérationnelles.
- OCTNLHE, 2011 (45.5) : Concevoir et installer des systèmes de surveillance et de contrôle, puis procéder à des essais pour s'assurer qu'ils sont capables de détecter et de maîtriser les dangers. Ces systèmes sont disponibles, fiables et prêts pour les activités opérationnelles, les essais et l'entretien. Grâce à leur redondance, ils fonctionnent indépendamment des autres systèmes et peuvent survivre à d'éventuels incidents.

- Article 15.22, tableau 22F : Surveiller à intervalles réguliers le tubage cimenté, s'il est accessible, et le tubage de surface raccordé à l'ouverture de l'annulaire.
- Article 15.23, tableaux 23E et 23F : Surveiller le manchon protecteur du joint d'étanchéité de l'arbre de Noël durant l'exploitation. Surveiller en permanence la pression entre l'arbre et son dispositif d'isolement pour détecter la montée de pression, un signe de fuites.

Mesures de prévention

DORS/2009-315 (28) : Circuit de fluide de forage

Le circuit du fluide de forage et l'équipement de surveillance connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation. Les indicateurs et les dispositifs d'alarme sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

DORS/2009-315 (45)

Toutes les activités de manutention, de transport, de traitement et de réinjection du pétrole et du gaz font l'objet d'une surveillance adéquate pour prévenir tout incident et tout gaspillage. De même, tous les

DORS/2009-316 (24) : Cession des activités

L'exploitant veille à ce que les activités cessent sans délai si elles menacent ou sont susceptibles de menacer la sécurité des personnes et la sécurité ou l'intégrité du puits ou de l'installation, et si elles causent ou sont susceptibles de causer de la pollution. En cas d'interruption des activités, l'exploitant veille à ce qu'elles ne soient reprises que si la situation ayant mené à la cessation est rétablie.

Directives

OCTNLHE, 2011 (24.2) : Appliquer les mesures correctives adéquates pour prévenir toute récurrence de la situation.

DORS/2009-316 (28) : Circuit de fluide de forage

Le circuit du fluide de forage et l'équipement de surveillance connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation. Les indicateurs et les dispositifs d'alarme sont installés à des endroits

PSA : Règlement sur les activités (23)

Le personnel reçoit une formation sur les dangers, la prévention des accidents et les procédures à suivre en cas d'accident.

PSA : Règlement sur les activités (24)

L'exploitant met en place un ensemble de procédures pour prévenir les défaillances, les dangers et les accidents. Les dispositions de ces procédures doivent faire en sorte qu'elles remplissent efficacement leur fonction.

Directives

- Formuler clairement des procédures de prévention des défaillances, des dangers et des accidents faciles à comprendre et à mettre en application et parfaitement adaptées aux compétences du personnel.
- Suivre la norme NS—EN ISO 9000 pour formuler des procédures qui remplissent efficacement leur fonction.

PSA : Règlement sur les activités (25)

L'exploitation des installations respecte les

Arctique

systèmes d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle sont entretenus adéquatement et maintenus en bon état pour prévenir tout incident et tout gaspillage. Les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

Terre-Neuve-et-Labrador

stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (28.8) : Exécuter des pesées périodiques (hausse de 4 à 8 m3 de la boue par 120 à 240 kg/m3) pour vérifier la réponse dynamique de l'équipement et des procédures dans une perspective préventive.
- OCTNLHE, 2011 (28.9) : Disposer d'une quantité suffisante de fluide de densité adéquate pour tuer un puits pendant les essais et les phases d'amorçage ou de complétion du puits.

DORS/2009-316 (45)

Toutes les activités de manutention, de transport, de traitement et de réinjection du pétrole et du gaz font l'objet d'une surveillance adéquate pour prévenir tout incident et tout gaspillage. De même, tous les systèmes d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle sont entretenus adéquatement et maintenus en bon état pour prévenir tout incident et tout gaspillage. Les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (45.2) : Mettre en place des systèmes et de l'équipement de contrôle du processus de forage (conforme à la norme ISO 10418:2003), de détection d'incendie et de gaz et d'arrêt d'urgence qui interagissent entre eux et veiller à les tester, à les entretenir et à les utiliser de manière à prévenir, à contenir et à atténuer les accidents sans intervention humaine. Évaluer le système de protection du processus et fournir la preuve qu'il fonctionnera adéquatement en cas de circonstances imprévues menaçant la sécurité ou l'environnement. Déterminer et évaluer les implications pour la sécurité du

Norvège

exigences des lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement ainsi que les limites relatives à la fabrication, à l'installation et à la mise en service.

Directives

- Respecter les limites d'utilisation des installations et des pièces (p. ex. la pression, le poids, la température, les produits chimiques et la charge environnementale).

PSA : Règlement sur les activités (26)

Il faut établir d'avance les mesures et les restrictions nécessaires au maintien des barrières des systèmes de sécurité en cas de contournement, de déconnexion et de défaillance de tels systèmes. Le cas échéant, il faut appliquer rapidement les mesures correctives. Le personnel doit en tout temps avoir accès à tous les systèmes de sécurité et en connaître l'état.

Directives

- Faire en sorte que les responsables de la salle de commande centrale connaissent en tout temps l'état des systèmes de sécurité en fonction.
- Pour les systèmes de sécurité électriques, électroniques et programmables, suivre l'article 7.7 de la norme IEC 61508-1, l'article 7.6 de la norme IEC 61508-2 et les articles 10 et 11 de la directive 070 des Directives de l'Association des producteurs norvégiens de gaz et de pétrole.

PSA : Règlement sur les activités (27)

Les activités critiques sont exécutées dans le respect des restrictions opérationnelles établies à la phase de la conception technique et par l'analyse des risques mentionnée à l'article 16 du Règlement de gestion et à l'article 30 du Règlement sur les activités.

Directives

- Au moment de cerner les principaux facteurs de risque, utiliser les résultats des analyses

Normes et pratiques recommandées

système de protection du processus dans le cadre de l'analyse des risques et, dans la mesure du possible, réduire les risques. Voir DORS/2009-316 (25-27).

- OCTNLHE, 2011 (45.4) : Renforcer les systèmes automatisés par des politiques et des procédures de soutien comme les boucles de rétroaction, l'affectation d'un personnel qualifié à la gestion des systèmes et l'assurance qualité (y compris les audits, l'entretien ordinaire, la surveillance et la validation). Ces procédures tiennent compte du démarrage des nouvelles installations ou des nouveaux processus, du démarrage normal ou de la reprise des activités après un arrêt d'urgence, des activités normales ou temporaires, des arrêts normaux ou d'urgence et des limites d'exploitation d'un processus ou d'une installation. Elles comprennent également des mesures de prévention et de correction et des fonctions de sécurité pour pallier les dépassements des limites et leurs conséquences.
- Le système de gestion distingue les activités et les procédures d'entretien exécutées simultanément de celles qui ne le sont pas, seulement lorsque des mesures de précaution spéciales sont en vigueur.
- L'exploitant enregistre les réglages des alarmes et applique les mesures adéquates de gestion et de contrôle des changements. Surveiller le fonctionnement des alarmes dans une perspective d'optimisation. Mettre en place les mesures adéquates et affecter du personnel qualifié capable de prendre les mesures qui s'imposent et d'appliquer les protocoles en cas d'activation des alarmes.
- Enregistrer et signaler toutes les inhibitions et appliquer les correctifs appropriés pour garder le niveau de risque acceptable. Concevoir et installer un processus de surveillance et de contrôle, puis procéder à des essais pour s'assurer qu'il est fonctionnel

de risques, des dangers observés et des leçons tirées à la suite d'incidents.

- Appliquer les articles 4.4, 4.5 et 4.6 de la norme NORSOK D-010 pour que les activités critiques respectent les limites établies lors de la phase de conception technique.

PSA : Règlement sur les activités (28)

Lorsque des activités qui se déroulent simultanément (selon la définition de l'exploitant) causent une augmentation inacceptable des risques, il faut appliquer les mesures nécessaires comme le prévoit l'article 9 du Règlement de gestion.

Directives

- Prendre en considération les effets de l'interdépendance des travaux de forage, de puits, de modification et d'entretien s'ils se déroulent simultanément.
- Respecter les limites et les interdictions prévues pendant les travaux de démarrage, d'exploitation et d'arrêt.
- Répondre aux exigences relatives aux travaux simultanés énoncées aux articles 4.4, 4.5 et 4.6 de la norme NORSOK D-010.

PSA : Règlement sur les activités (29)

Au moment de programmer les travaux, l'exploitant s'assure que les principaux facteurs de risque sont maîtrisés.

PSA : Règlement sur les activités (29a)

L'entreposage, la manipulation et l'utilisation d'explosifs se font de manière à prévenir l'allumage accidentel.

PSA : Règlement sur les activités (30)

Avant d'entreprendre les activités programmées, il faut vérifier qu'elles satisfont aux exigences de sécurité. Cet exercice se fonde sur les mesures prélevées avant, pendant et après l'exécution des travaux et vise essentiellement à prévenir les accidents et les

et capable de détecter et maîtriser les dangers.

- Tester à intervalles réguliers toutes les fonctions de sécurité définies pendant l'élaboration du processus de sécurité, puis modifiées selon les besoins à la lumière des données opérationnelles.

blessures. L'installation est conçue pour déverser le moins possible de rejets polluants dans l'environnement marin.

PSA : Règlement sur les activités (45)

L'exploitant entretient l'installation et toutes ses pièces afin d'en préserver l'intégrité et le bon état pendant leur cycle de vie.

PSA : Règlement sur les activités (46)

Les systèmes et l'équipement des installations sont classés en fonction des éventuelles conséquences d'une défaillance, ce qui sert à déterminer la fréquence et l'ordre de priorité des travaux d'entretien. Il faut déterminer les modes de défaillance, les causes connexes, les mécanismes et le risque de défaillance des systèmes et de l'équipement.

Directives

- Appliquer la norme NORSOK Z-008 pour sélectionner les travaux d'entretien et déterminer leur fréquence.

PSA : Règlement sur les activités (47)

Le programme d'entretien doit systématiquement prévenir les modes de défaillance définis à l'article 46 du Règlement sur les activités et pouvant poser un risque pour la santé, la sécurité et l'environnement. Ce programme comprend la surveillance du fonctionnement et des conditions techniques afin de détecter les modes de défaillance et de les corriger, ainsi que la surveillance et le contrôle des mécanismes de défaillance qui sont à l'origine des modes de défaillance.

Directives

- Disposer de programmes d'entretien dès le démarrage.
- Préparer les programmes d'entretien conformément à la norme NS-EN ISO 20815:2008.
- Mener des essais et vérifier l'intégrité :

- des systèmes de sécurité selon l'annexe C5 de la norme ISO 13702, la norme IEC 61508 et la directive 070 des Directives de l'Association des producteurs norvégiens de gaz et de pétrole;
- des systèmes d'arrêt d'urgence selon la norme IEC 61508 et la directive 070 des Directives de l'Association des producteurs norvégiens de gaz et de pétrole;
- des pièces de système de sécurité. Celles qui ne sont pas couvertes par la norme doivent faire l'objet d'un test complet au moins une fois par année.
- Prévoir l'inspection des vannes et la détection de fuite interne à vannes fermées.
- Enregistrer les données sur la performance des installations et de l'équipement lorsque la fonction de sécurité est déclenchée afin de les utiliser en remplacement des tests.
- Surveiller l'état des structures conformément à la norme NORSOK N-005.
- Appliquer des mesures de préservation conformément à la norme NORSOK Z-006.
- Inspecter au moins une fois par année l'état des tubes prolongateurs et des autres pièces vulnérables du réseau de conduites.
- Effectuer l'entretien de l'équipement de levage conformément aux annexes G et H de la norme NORSOK R-003.
- Voir à l'entretien de l'équipement de contrôle et d'intervention de puits, des vannes de sécurité de fond et des arbres de Noël conformément aux articles 4.2.3 et 4.2.4 et au tableau 15.9 de la norme NORSOK D-010, à la norme ISO 10417 et à l'article 9 de la norme ISO 10423.
- Procéder à l'entretien des installations électriques et de l'équipement connexe conformément à la norme DNV RP G-101.
- Fonder les programmes d'inspection des usines de transformation et des systèmes

auxiliaires sur la norme DNV RP G-101.

PSA : Règlement sur les activités (48)

Il convient de préparer un plan global pour établir le déroulement du programme d'entretien et des réparations nécessaires conformément à l'article 12 du Règlement de gestion. À cette fin, il faut disposer de critères pour fixer l'ordre de priorité et les échéances des activités d'entretien et les classer comme l'explique l'article 46 du Règlement sur les activités.

Directives

- Calculer l'échéance des programmes d'entretien à partir du déclenchement d'un mode de défaillance.

PSA : Règlement sur les activités (49)

L'efficacité de l'entretien fait l'objet d'une évaluation systématique fondée sur la performance et les données techniques enregistrées dans une perspective d'amélioration continue.

Directives

- Surveiller et enregistrer les données sur l'entretien et les défaillances conformément à la norme NS-EN ISO 14224 et à l'annexe E de la norme NS-EN ISO 20815.

PSA : Règlement sur les activités (50)

L'exploitant vérifie l'état des installations devant être éliminées. Les résultats de cette inspection serviront à évaluer la sécurité des installations semblables.

Directives

- Appliquer la norme DNV RP F-101 pour détecter tout mode de défaillance résultant du mécanisme de défaillance de corrosion et pouvant compromettre l'intégrité du réseau de conduites.

PSA : Règlement sur les installations (34)

Le système de sécurité s'exécute indépendamment des autres systèmes et se déclenche automatiquement en cas d'irrégularité. Ses deux niveaux de sécurité assurent la protection de l'équipement.

Directives

- Interrelier le système de sécurité aux autres systèmes seulement à condition qu'il ne soit pas touché en cas de défaillance, d'erreur ou d'incident des autres systèmes.
- Concevoir les systèmes de sécurité conformément aux normes ISO 10418, NORSOK P-001 et NORSOK P-100.
- Concevoir une protection contre la surpression conformément aux normes API RP 520/NS-EN ISO 4126 et API 521/NS-EN ISO 23251.
- Protéger chaque niveau de sécurité du système contre les erreurs de l'autre niveau de sorte qu'une erreur isolée ne se répercute pas sur l'autre niveau de sécurité.

PSA : Règlement sur les installations (40)

L'installation est équipée de systèmes de drainage capables de détourner et de capter le pétrole et les produits chimiques afin de réduire les risques d'incendie, de pollution et de blessures corporelles.

Directives

- Concevoir des systèmes de drainage ouverts pour détourner les produits chimiques et le pétrole et les empêcher de poser un risque pour l'environnement et le personnel conformément à l'article 8 et à l'annexe A de la norme NS-EN ISO 13702, de l'article 8 de la norme NORSOK S-001 et de l'article 23 de la norme NORSOK P-100. Dans le cas d'installation mobile, appliquer la norme NORSOK S-001.

Arctique

DORS/2009 315 (5) :

Le système de gestion efficace doit intégrer un processus de signalement interne et d'analyse des dangers, des blessures sans gravité, des incidents et des quasi-incidents, et prendre des mesures correctives pour empêcher qu'ils se reproduisent. Il doit également prévoir des examens ou des vérifications périodiques du système et l'application des mesures correctives en cas d'irrégularité. Les procédures opérationnelles qui menacent la sécurité ou l'environnement doivent être corrigées et, le cas échéant, le personnel concerné doit en être informé.

Le plan de gestion comporte tous les renseignements nécessaires à la préparation d'une réponse efficace. Conservé dans un lieu facilement accessible aux premiers intervenants, il prévoit notamment :

- les organigrammes d'intervention d'urgence, y compris les rôles du personnel;
- une équipe médicale sur place et des renforts;
- l'équipement et les installations de communication;
- les procédures d'intervention, d'alerte et de notification;
- les coordonnées des premiers intervenants et des personnes-ressources désignées;
- les simulations et les exercices d'alerte;
- les documents de soutien

Terre-Neuve-et-Labrador

DORS/2009 316 (5) :

Le système de gestion efficace doit intégrer un processus de signalement interne et d'analyse des dangers, des blessures sans gravité, des incidents et des quasi-incidents, et prendre des **mesures correctives** pour empêcher qu'ils se reproduisent. Il doit également prévoir des examens ou des vérifications périodiques du système et l'application des mesures correctives en cas d'irrégularité. Les procédures opérationnelles qui menacent la sécurité ou l'environnement doivent être corrigées et, le cas échéant, le personnel concerné doit en être informé.

Le plan de gestion comporte tous les renseignements nécessaires à la préparation d'une réponse efficace. Conservé dans un lieu facilement accessible aux premiers intervenants, il prévoit notamment :

- les organigrammes d'intervention d'urgence, y compris les rôles du personnel;
- une équipe médicale sur place et des renforts;
- l'équipement et les installations de communication;
- les procédures d'intervention, d'alerte et de notification;
- les coordonnées des premiers intervenants et des personnes-ressources désignées;
- les simulations et les exercices d'alerte;
- les documents de soutien requis.

DORS/2009-315 (6i)

Les plans d'urgence, y compris des procédures d'intervention d'urgence, en vue de réduire les conséquences de tout événement normalement prévisible qui pourrait compromettre la sécurité ou la protection de l'environnement, doivent :

- prévoir des mesures de coordination avec tout plan d'intervention d'urgence municipal, provincial, territorial ou fédéral

Norvège

PSA : Règlement sur les installations (7)

Il faut définir clairement les principales fonctions de sécurité de chaque installation afin d'assurer la sécurité du personnel et de limiter la pollution. Plus précisément, ces fonctions de sécurité visent à : prévenir l'aggravation des accidents et réduire les risques de blessure pour le personnel présent sur les lieux; maintenir la capacité portante des principales structures et la capacité opérationnelle des locaux stratégiques pour la lutte contre les incendies et garder ouverte au moins une voie d'évacuation, le tout jusqu'après l'évacuation de l'installation.

Directives

- Définir les principales fonctions de sécurité en fonction des caractéristiques de chaque installation.

PSA : Règlement sur les installations (8)

Chaque installation doit être équipée des fonctions de sécurité nécessaires et fonctionnelles en tout temps pour : détecter les anomalies et les empêcher d'entraîner des risques ou des accidents, et limiter les dommages causés par les accidents. Les exigences de performance des fonctions de sécurité sont spécifiées. La salle de commande centrale doit pouvoir connaître en tout temps l'état des systèmes de sécurité en fonction.

Directives

- Définir les fonctions de sécurité actives servant de barrières en suivant les normes NORSOK S-001, NS-EN ISO 13702, IEC 61508 et ISO 13849 ainsi que la directive 070 des Directives de l'Association des producteurs norvégiens de gaz et de pétrole. 070.
- Maintenir en service continu les fonctions de sécurité pour ne pas nuire à leur performance pendant les essais et les activités d'entretien, en suivant notamment l'article 4 de la norme NORSOK I-002.

Normes et pratiques recommandées

Arctique

requis.

DORS/2009-315 (6j)

Les plans d'urgence, y compris des procédures d'intervention d'urgence, en vue de réduire les conséquences de tout événement normalement prévisible qui pourrait compromettre la sécurité ou la protection de l'environnement, doivent :

- prévoir des mesures de coordination avec tout plan d'intervention d'urgence municipal, provincial, territorial ou fédéral pertinent;
- dans le cas d'une région extracôtière où du pétrole peut vraisemblablement être découvert, préciser l'étendue et la fréquence des exercices d'intervention en cas de rejet de pétrole.

DORS/2009-315 (45)

Toutes les activités de manutention, de transport, de traitement et de réinjection du pétrole et du gaz font l'objet d'une surveillance adéquate pour prévenir tout incident et tout gaspillage. De même, tous les systèmes d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle sont entretenus adéquatement et maintenus en bon état pour prévenir tout incident et tout gaspillage. Les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

Terre-Neuve-et-Labrador

pertinent;

- dans le cas d'une région extracôtière où du pétrole peut vraisemblablement être découvert, préciser l'étendue et la fréquence des exercices d'intervention en cas de rejet de pétrole.

DORS/2009-316 (45)

Toutes les activités de manutention, de transport, de traitement et de réinjection du pétrole et du gaz font l'objet d'une surveillance adéquate pour prévenir tout incident et tout gaspillage. De même, tous les systèmes d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle sont entretenus adéquatement et maintenus en bon état pour prévenir tout incident et tout gaspillage. Les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (45.2) : Mettre en place des systèmes et de l'équipement de contrôle du processus de forage (conforme à la norme ISO 10418:2003), de détection d'incendie et de gaz et d'arrêt d'urgence qui interagissent entre eux et veiller à les tester, à les entretenir et à les utiliser de manière à prévenir, à contenir et à atténuer les accidents sans intervention humaine. Évaluer le système de protection du processus et fournir la preuve qu'il fonctionnera adéquatement en cas de circonstances imprévues menaçant la sécurité ou l'environnement. Déterminer et évaluer les implications pour la sécurité du système de protection du processus dans le cadre de l'analyse des risques et, dans la mesure du possible, réduire les risques. Voir DORS/2009-316 (25-27).
- OCTNLHE, 2011 (45.4) : Renforcer les systèmes automatisés par des politiques et

Norvège

- Pour les systèmes de sécurité électriques, électroniques et programmables des fonctions de sécurité, suivre la norme IEC 61508 et la directive 070 des Directives de l'Association des producteurs norvégiens de gaz et de pétrole.

PSA : Règlement sur les installations (33)

Le système d'arrêt d'urgence remplit ses fonctions et s'exécute indépendamment des autres systèmes. Il se déclenche automatiquement en cas d'irrégularité et ses deux niveaux de sécurité assurent la protection de l'équipement. Ce système et ses fonctions doivent pouvoir être activés manuellement depuis les postes de commande stratégiques de l'installation afin de rétablir la sécurité de l'installation indépendamment des composants du système nécessitant une programmation. Il faut également installer des vannes d'arrêt de sécurité pour arrêter la circulation des hydrocarbures et des produits chimiques entre l'installation et le puits et isoler les foyers d'incendie.

Directives

- Concevoir un système d'arrêt d'urgence en se fondant sur les normes NS-EN ISO 13702 et NORSOK S-001.
- Configurer une interface entre le système de sécurité et les autres systèmes seulement, à condition qu'il ne soit pas touché en cas de défaillance, d'erreur ou d'incident des autres systèmes.
- Définir clairement la chaîne de commande et d'alerte.
- Concevoir les fonctions de sécurité pouvant être activées manuellement en suivant les articles 10.4.1 et 15.3.4 de la norme NORSOK S-001.
- S'assurer que les vannes suivantes se ferment en cas d'arrêt d'urgence pour arrêter, isoler et sectionner : vannes de

Normes et pratiques recommandées

DORS/2009 315 (62) :

Tout composant du système d'écoulement pouvant avoir des effets sur la précision ou sur l'intégrité du système d'écoulement est réparé ou remplacé sans délai. Des **mesures correctives** sont prises pour réduire au minimum ces effets. Il faut informer l'agent de conservation de toute déféctuosité ou défaillance d'un composant du système d'écoulement pouvant avoir des effets sur l'exactitude du système d'écoulement.

Lignes directrices sur l'exploitation pétrolière et gazière dans l'Arctique (2009)

- Mener des analyses de risques pour détecter les incidents potentiels et leurs conséquences.
- Réaliser une analyse visant à définir les exigences de préparation aux situations d'urgence, y compris les stratégies, les techniques et ressources d'urgence à déployer en cas de déversement de pétrole.
- Les exigences de préparation d'éventuels déversements doivent prévoir des mesures comme l'identification rapide de la source, le colmatage des fuites et la récupération rapide du pétrole à proximité de la brèche.
- Prévoir des procédures d'intervention d'urgence adaptées aux environnements

des procédures de soutien comme les boucles de rétroaction, l'affectation d'un personnel qualifié à la gestion des systèmes et l'assurance qualité (y compris les audits, l'entretien ordinaire, la surveillance et la validation). Ces procédures tiennent compte du démarrage des nouvelles installations ou des nouveaux processus, du démarrage normal ou de la reprise des activités après un arrêt d'urgence, des activités normales ou temporaires, des arrêts normaux ou d'urgence et des limites d'exploitation d'un processus ou d'une installation. Elles comprennent également des mesures de prévention et de correction et des fonctions de sécurité pour pallier les dépassements des limites et leurs conséquences.

- Le système de gestion distingue les activités et les procédures d'entretien exécutées simultanément de celles qui ne le sont pas, seulement lorsque des mesures de précaution spéciales sont en vigueur.
- L'exploitant enregistre les réglages des alarmes et applique les mesures adéquates de gestion et de contrôle des changements. Surveiller le fonctionnement des alarmes dans une perspective d'optimisation. Mettre en place les mesures adéquates et affecter du personnel qualifié capable de prendre les mesures qui s'imposent et d'appliquer les protocoles en cas d'activation des alarmes.
- Enregistrer et signaler toutes les inhibitions et appliquer les correctifs appropriés pour garder le niveau de risque acceptable. Concevoir et installer un processus de surveillance et de contrôle, puis procéder à des essais pour s'assurer qu'il est fonctionnel et capable de détecter et maîtriser les dangers.
- Tester à intervalles réguliers toutes les fonctions de sécurité définies pendant l'élaboration du processus de sécurité, puis modifiées selon les besoins à la lumière des

sécurité de fond, vannes à ailettes et vannes générales automatiques des puits de production et d'injection, vannes de sectionnement de l'usine de traitement et vannes de sectionnement entre les foyers d'incendie.

- Appliquer les taux de fuites calculés à partir d'estimations prudentes des conditions préalables (p. ex. taux de départ pouvant agir de manière néfaste sur la charge thermique, la taille et la durée d'un incendie) pour assurer la fiabilité du système.
- Configurer les barrières de ciments résistantes aux feux en fonction de chaque secteur et s'assurer qu'elles remplissent les fonctions de lutte aux incendies pertinentes.

PSA : Règlement sur les installations (35)

- Il faut doter d'un système de décharge de gaz chaque installation comportant une installation de traitement ou étant reliée à une telle installation.
- Ce système prévient l'aggravation des dangers et des accidents en réduisant la pression afin d'éviter les dommages matériels et corporels.
- Il doit pouvoir être activé manuellement depuis la salle de commande centrale.
- Les séparateurs de liquides du système de décharge de gaz sont dotés d'une protection de trop-plein.

PSA : Règlement sur les installations (40)

L'installation est conçue pour polluer le moins possible en cas de déversement de pétrole et de produits chimiques dans l'environnement marin de manière à remplir les exigences de la section XI du Règlement sur les activités.

PSA : Règlement sur les installations (50)

Les installations flottantes sont équipées d'un système de déconnexion qui protège le puits et

Arctique

caractérisés par la présence de glace où l'état de la glace détermine le type de technique à utiliser pour colmater la brèche et récupérer le pétrole.

- Affecter du personnel dûment qualifié et formé aux rôles d'intervention d'urgence.
- Intégrer dans la préparation aux situations d'urgence des mesures de coordination avec tout plan d'intervention d'urgence municipal, provincial, territorial ou fédéral pertinent.
- Se plier aux exigences des gouvernements qui régissent les activités pétrolières, notamment des plans d'intervention d'urgence. Respecter les accords conclus par les gouvernements pour faciliter la coordination et la coopération internationales.

Exigences de dépôt relatives aux forages extracôtiers dans l'Arctique canadien (4.17)

- L'exploitant envisage le pire scénario et, à cette fin, il estime notamment le débit et le volume de fluide, les propriétés du pétrole et la durée maximale d'une éruption de puits.
- L'exploitant élabore son plan d'intervention en tenant compte des leçons tirées des incidents et quasi-incidents précédents.
- L'exploitant crée un processus d'essais et d'attestation pour

Terre-Neuve-et-Labrador

données opérationnelles.

DORS/2009 316 (62) :

Tout composant du système d'écoulement pouvant avoir des effets sur la précision ou sur l'intégrité du système d'écoulement est réparé ou remplacé sans délai. Des **mesures correctives** sont prises pour réduire au minimum ces effets. Il faut informer l'agent de conservation de toute défectuosité ou défaillance d'un composant du système d'écoulement pouvant avoir des effets sur l'exactitude du système d'écoulement.

Norvège

retire le tube prolongateur avant d'atteindre un angle critique. Le compensateur intègre des solutions techniques fiables pour éviter les conséquences fâcheuses.

Directives

- Concevoir le système de déconnexion pour qu'il s'exécute avant l'atteinte d'un angle critique conformément aux articles 5 et 6 de la norme NORSOK D-001.
- S'assurer de pouvoir déplacer rapidement les systèmes ancrés du site de forage en cas d'incident.
- En présence de puits sous-marins équipés de tubes prolongateurs à haute pression, le système de déconnexion comprend :
 - une vanne commandée à distance, située sous le point de décharge, qui empêche tout objet de franchir les barrières du puits et maintient la pression de fonctionnement après la coupure;
 - une vanne principale commandée à distance qui se ferme après la coupure;
 - une vanne de sectionnement au-dessus du point de décharge qui prévient les éruptions du tube prolongateur dans la mer;
 - une vanne de mise à l'atmosphère qui libère la pression statique entre la mâchoire à fermeture sur tubage et la mâchoire de cisaillement ou la vanne de sectionnement.

PSA : Règlement sur les activités (57)

L'exploitant, en collaboration avec les autorités responsables de la stratégie de préparation aux situations d'urgence, met en place un système de mesures à distance qui détecte rapidement la pollution aiguë et qui en fait la cartographie afin d'en déterminer l'ampleur.

PSA : Règlement sur les activités (58)

Des études environnementales doivent être menées aussitôt que possible en cas d'épisode

Normes et pratiques recommandées

Arctique

les systèmes de fermeture et de confinement de puits, y compris pour la qualification de nouvelles technologies s'il y a lieu.

Terre-Neuve-et-Labrador

Norvège

Normes et pratiques recommandées

de pollution aiguë.

PSA : Règlement sur les activités (59)

Il convient de caractériser aussitôt que possible le pétrole ou le condensat dont la présence est associée à des activités exploratoires.

Il convient de mesurer à intervalles réguliers le pétrole et le condensat associés à un épisode de pollution aiguë à l'aide de paramètres physiques et chimiques. Il faut reprendre la caractérisation lorsque ces mesures révèlent des changements importants.

PSA : Règlement sur les activités (73)

L'exploitant prépare un plan d'intervention d'urgence en se fondant sur les analyses des risques et de la préparation aux situations d'urgences énoncées aux articles 5 et 17 du Règlement de gestion. L'installation est équipée d'un système d'arrêt d'urgence indépendant des autres systèmes qui prévient l'aggravation des dangers et des accidents et qui s'exécute selon une chaîne de commande clairement définie. Le volet Épisodes de pollution aiguë de la préparation aux situations d'urgence vise l'océan, la côte et les plages.

Dans certaines circonstances, le ministère de l'Environnement de Norvège peut imposer des exigences supplémentaires en ce qui a trait à la préparation aux situations d'urgence.

Directives

- Élaborer la stratégie de préparation aux situations d'urgence conformément à la norme ISO 15544 et l'article 4 de la norme NS-EN ISO 13702.
- Fonder le plan d'intervention d'urgence sur une sélection représentative des dangers et des accidents répertoriés.
- Soumettre le plan d'intervention d'urgence au ministère de l'Environnement de Norvège qui l'évaluera (prévoir un délai de traitement de 14 semaines) pour déterminer si des exigences supplémentaires sont nécessaires.

PSA : Règlement sur les activités (74)

L'exploitant envisage le partage des ressources lorsque de tels accords existent avec un autre parti, conformément à l'article 22 du Règlement-cadre.

Le système est équipé de vannes qui isolent les foyers d'incendie et arrêtent la circulation des hydrocarbures et des produits chimiques entre l'installation et le puits.

Directives

- Conclure des ententes de coopération et de coordination des plans d'intervention d'urgence pour s'assurer de la disponibilité des ressources publiques en cas d'épisode de pollution aiguë. Le cas échéant, évaluer la sensibilité et la fiabilité de ces ressources.

PSA : Règlement sur les activités (75)

L'exploitant élabore une stratégie et un plan d'intervention d'urgence fiables et efficaces pour se préparer à gérer les dangers et les accidents.

À cette fin, il définit les fonctions de lutte contre la pollution aiguë.

Directives

- Porter une attention particulière aux compétences du personnel affecté à ces fonctions (éducation, expérience, etc.).

PSA : Règlement sur les activités (76)

Le plan d'intervention d'urgence prévoit un état permanent de préparation aux situations d'urgence, en plus de fournir les plans d'action contre les dangers et les accidents prédéterminés.

Directives

- Élaborer un plan d'intervention d'urgence qui comprend : les instructions du personnel affecté à ces fonctions; les procédures de coordination avec les autres partis concernés; la description des ressources et

de l'équipement disponibles à l'installation et dans le secteur et la région; la description de l'organisation et des procédures de notification, de mobilisation et de communication.

- Pour lutter contre les épisodes de pollution aiguë, définir les objectifs de protection des ressources prioritaires et vulnérables de la stratégie de préparation aux situations d'urgence.
- Fonder le choix des mesures de préparation aux situations d'urgence sur les conséquences environnementales minimales, les délais d'intervention, les mesures à distance, le nettoyage des berges et les études environnementales.

PSA : Règlement sur les activités (77)

En cas de danger ou d'accident, l'exploitation avertit les autorités compétentes, conformément à l'article 18 du Règlement sur les installations et à l'article 57 du Règlement sur les activités.

Directives

- Entreprendre aussitôt que possible les mesures nécessaires en cas de danger ou d'accident.
- Aviser les autorités compétentes, conformément à l'article 18 du Règlement sur les installations et l'article 57 du Règlement sur les activités.
- Appliquer des mesures le plus près possible de la source pour limiter les dégâts d'un épisode de pollution aiguë.
- Secourir rapidement le personnel en cas d'accident, conformément à l'article 41 du Règlement sur les installations.
- Rétablir les conditions environnementales après la maîtrise d'un danger ou d'un accident.

Explosions

DORS/2009-315 (45)

Toutes les activités de manutention, de transport, de traitement et de réinjection du pétrole et du gaz font l'objet d'une surveillance adéquate pour prévenir tout incident et tout gaspillage. De même, tous les systèmes d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle sont entretenus adéquatement et maintenus en bon état pour prévenir tout incident et tout gaspillage. Les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

Directives

Équiper l'installation extracôtière d'un système d'extinction utilisant du dioxyde de carbone, des jets d'eau sous pression ou, si l'incendie n'implique aucun gaz, des gaz liquéfiés dont le point d'ébullition est sous la température ambiante ou des fluides cryogéniques. Installer un système d'extinction à mousse à haut foisonnement à proximité des bassins à boue ou de l'équipement servant à éliminer les déchets solides de la boue, lorsque de la boue de forage à base d'huile est utilisée.

DORS/2009-316 (45)

Toutes les activités de manutention, de transport, de traitement et de réinjection du pétrole et du gaz font l'objet d'une surveillance adéquate pour prévenir tout incident et tout gaspillage. De même, tous les systèmes d'alarme, de sécurité, de surveillance, d'avertissement et de contrôle sont entretenus adéquatement et maintenus en bon état pour prévenir tout incident et tout gaspillage. Les personnes compétentes sont informées de la mise hors service ou de la remise en service de ces systèmes.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (45.2) : Mettre en place des systèmes et de l'équipement de contrôle du processus de forage (conforme à la norme ISO 10418:2003), de détection d'incendie et de gaz et d'arrêt d'urgence qui interagissent entre eux et veiller à les tester, à les entretenir et à les utiliser de manière à prévenir, à contenir et à atténuer les accidents sans intervention humaine. Évaluer le système de protection du processus et fournir la preuve qu'il fonctionnera adéquatement en cas de circonstances imprévues menaçant la sécurité ou l'environnement. Déterminer et évaluer les implications pour la sécurité du système de protection du processus dans le cadre de l'analyse des risques et, dans la mesure du possible, réduire les risques. Voir DORS/2009-316 (25-27).
- OCTNLHE, 2011 (45.3) : Veiller à ce que la gestion des processus de traitement, de stockage et de transport des hydrocarbures comprenne des mesures de contrôle des processus, d'arrêt d'urgence, de détection d'incendie et de gaz et d'intervention, de gestion des alarmes, de contrôle des

PSA : Règlement sur les installations (10a)

Il faut procéder au repérage systématique des sources possibles d'inflammation d'origine électrique et autre pour prévenir l'inflammation des combustibles liquides et des gaz explosifs et protéger les installations contre de tels incidents. Les pièces d'équipement sont installées aux endroits appropriés suivant leurs fonctions (p. ex. salles de protection). D'autres pièces d'équipement non critiques se désactivent automatiquement en cas de détection de gaz. Au besoin, ces pièces d'équipement seront désactivées depuis la salle de commande centrale.

Directives

- Respecter les exigences relatives au contrôle des sources d'inflammation énoncées aux articles 7 et 14 de la norme NORSOK S-001.
- EN 1127-1, à consulter avant de procéder au repérage des sources d'inflammation.
- S'assurer que les pièces d'équipement et les systèmes de sécurité situés dans les secteurs classés à risque d'explosion et les secteurs aérés d'un pont découvert remplissent les exigences réglementaires de sécurité pour ces types de lieu.

PSA : Règlement sur les installations (29)

Pour protéger adéquatement les structures et les pièces d'équipement en cas d'incendie, les protections passives prévues à cette fin doivent en protéger la capacité porteuse, l'intégrité et les propriétés isolantes.

Directives

- Déterminer la résistance au feu des protections passives à l'aide des normes et des modèles de calcul reconnus.
- Au moment de spécifier la résistance au feu des structures porteuses, envisager l'utilisation d'une variété d'équipement.

API

- API RP 2FB: Recommended Practice for Design of Offshore Facilities Against Fire and Blast Loading, 1^{re} édition, avril 2006
- API 14G : Recommended Practice for Fire Prevention and Control on Fixed Open-type Offshore Production Platforms, 4^e édition, avril 2007
- American Petroleum Institute (API) RP 49: Recommended Practice for Drilling and Well Servicing Operations Involving Hydrogen Sulfide, 3^e édition, mai 2001
- API : Flash Fire Risk Assessment for the Upstream Oil and Gas Industry, 1^{re} édition, avril 2014
- API RP 67: Recommended Practice for Oilfield Explosives Safety, 2^e édition, mai 2007
- Les essais de réaction au feu des éléments sous pression (tubages, vannes, etc.) sont décrits dans les rapports techniques et les documents de spécification suivants :
 - API TR 6F1: Technical Report on Performance of API and ANSI End Connections in a Fire Test According to API Specification 6FA, 3^e édition, avril 1999
 - API TR 6F2: Technical Report on Fire Resistance Improvements for API Flanges, 3^e édition, avril 1999
 - API Spec 6FA: Specification for Fire Test for Valves, 3^e édition, errata, décembre 2008
 - API Spec 6FB: Specification for Fire Test for End Connections, 3^e édition, errata, décembre 2008
 - API Spec 6FD: Specification for Fire Test for Check Valves, 1^{re} édition, février 1995
- Il faut mettre en place des mesures de maîtrise des incendies, notamment : des systèmes de distribution d'eau en cas

isolements et des inhibitions et de contrôle du travail (y compris les permis et les certificats), en plus de contribuer à la supervision des activités simultanées et des procédures potentiellement nuisibles à la sécurité des processus. Les systèmes de gestion intègrent des normes, des directives, la conception technique, des procédures d'exploitation, l'entretien, les essais, les compétences et l'expérience du personnel et le taux de défaillance.

- OCTNLHE, 2011 (45.4) : Renforcer les systèmes automatisés par des politiques et des procédures de soutien comme les boucles de rétroaction, l'affectation d'un personnel qualifié à la gestion des systèmes et l'assurance qualité (y compris les audits, l'entretien ordinaire, la surveillance et la validation). Ces procédures tiennent compte du démarrage des nouvelles installations ou des nouveaux processus, du démarrage normal ou de la reprise des activités après un arrêt d'urgence, des activités normales ou temporaires, des arrêts normaux ou d'urgence et des limites d'exploitation d'un processus ou d'une installation. Elles comprennent également des mesures de prévention et de correction et des fonctions de sécurité pour pallier les dépassements des limites et leurs conséquences.
- OCTNLHE, 2011 (45.5) : Consulter la liste des normes de la section 4. S'assurer que l'équipement de l'installation extracôtière respecte les exigences des articles 17 et 18 (Système de décharge de gaz et Système d'arrêt d'urgence) et les articles 28 à 35 du Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve (DORS/95-104).

Dans les lieux occupés par le personnel qui sont exposés au risque d'infiltration de vapeurs explosives ou toxiques, maintenir si possible la

- Vérifier la résistance au feu d'une structure à l'aide des normes ISO 834, ISO 3008, ISO 3009 et NT Fire 021.
- Respecter les exigences relatives à la protection de la capacité porteuse, de l'intégrité et des propriétés isolantes énoncées à l'article 19 de la norme NORSOK S-001.
- Vérifier que la protection passive contre les incendies des contenants remplis de gaz ou de liquide offre une résistance adéquate afin d'éviter qu'ils ne se rompent avant d'avoir été dépressurisés.

PSA : Règlement sur les installations (32)

L'installation est dotée d'un système de détection d'incendie et de gaz indépendant des autres systèmes pour détecter rapidement les quasi-incendies, les incendies et les fuites de gaz. En cas d'incendie ou de fuite de gaz, des actions sont automatiquement entreprises pour en réduire au minimum les conséquences. Les détecteurs sont installés aux endroits critiques qui ont été déterminés par des tests et des simulations.

Directives

- Faire en sorte que le système de détection d'incendie et de gaz remplisse les exigences d'indépendance et de fiabilité énoncées à l'annexe B.6 de la norme NS-EN ISO 13702 et aux articles 12 et 13 de la norme NORSOK S-001.
- Au besoin, consulter les articles 2 et 4 de la norme DNV-OS-D301 pour les installations mobiles inscrites au registre de transport maritime.

PSA : Règlement sur les installations (36)

L'installation habitée en permanence est équipée d'un système de distribution d'eau en cas d'incendie indépendant des autres systèmes de distribution d'eau. Dans le cas

d'incendie (pompes, tuyaux, robinet d'incendie armé, lances d'incendie, gicleurs et écrans de surveillance), des systèmes d'extinction à mousse à haut foisonnement, des systèmes d'extinction à pulvérisation de produits chimiques, des systèmes d'extinction à pulvérisation de gaz, des systèmes d'extinction à pulvérisation d'eau, des systèmes de commande des systèmes d'extinction, des dispositifs de dépressurisation d'urgence et des extincteurs portatifs.

- En outre, s'assurer que le personnel est dûment formé en prévention et en lutte des incendies.
- Les systèmes d'alarme en place avertissent le personnel aussitôt qu'un risque d'incendie est détecté.

NORSOK

- ISO 13702 (art. 7) et NORSOK S-001 (art. 14), à consulter pour connaître les exigences relatives au contrôle des sources d'inflammation.
- EN 1127-1, à consulter avant de procéder au repérage des sources d'inflammation.
- ISO 834, ISO 3008, ISO 3009 et NT Fire 021, à consulter pour les essais de résistance aux incendies des structures.
- NORSOK S-001 (art. 19), à consulter pour connaître les exigences relatives à la protection de la capacité porteuse, de l'intégrité et des propriétés isolantes.
- Vérifier que la protection passive contre les incendies des contenants ou sections de tuyaux remplis de gaz ou de liquide assure une résistance adéquate afin d'éviter qu'ils ne se rompent avant d'avoir été dépressurisés.
- Le principal coupe-feu d'une enceinte fermée offre une résistance à une charge explosive d'au moins 70 kPa pendant 0,2 seconde.

pression d'air supérieure à celle des environs.

Dans les lieux de travail comportant une source de vapeurs explosives ou toxiques, maintenir une pression de l'air inférieure à celle des environs.

DORS/2015-1 (138)

- Il est interdit d'entreposer un détonateur avec un explosif qui n'est pas un détonateur.
- Il est interdit d'entreposer plus de 75 kg d'explosifs à bord d'une plateforme de forage au large des côtes.
- Les explosifs sont entreposés dans un contenant verrouillé auquel seule une personne qualifiée a accès.
- La personne qualifiée tient un registre de tous les explosifs, qui est conservé au lieu de travail de façon à être facilement accessible.

DORS/2015-1 (182)

- Chaque appareil de forage est muni d'au moins un extincteur portatif de type 40 BC (au sens de la norme ULC) facilement accessible à partir de chaque chaudière, du plancher de forage, l'enceinte contenant le collecteur de duses, chaque poste de soudure, chaque enceinte abritant un appareil de chauffage ou un moteur alimenté en carburant, et d'au moins un extincteur portatif de type 80 BC (au sens de la norme ULC).
- L'équipement de protection contre l'incendie est installé, inspecté et entretenu dans tout lieu de travail conformément aux normes énoncées aux parties 6 et 7 du Code national de prévention des incendies – Canada 2010.
- Chaque lieu de travail est muni de l'équipement de protection contre l'incendie convenable pour combattre tout genre d'incendie pouvant s'y produire.

d'une installation habitée seulement à certaines périodes, un système de distribution d'eau en cas d'incendie adéquat est fonctionnel au moins lorsque l'équipage est à bord. Le système de distribution d'eau en cas d'incendie et ses composants sont conçus pour résister aux sauts de pression. S'il est actionné par des pompes, celles-ci s'activent automatiquement lorsque la pression chute en cas de détection d'incendie et de gaz. Elles peuvent également être activées depuis la salle de commande centrale.

Le système comporte le moins possible de dispositifs de débranchement automatique. Les unités de propulsion des pompes sont dotées de deux modes de démarrage indépendants.

Directives

- Remplir les exigences de distribution d'eau en cas d'incendie énoncées à l'article 20 de la norme NORSOK S-001.
- Assurer la distribution d'eau en quantité suffisante en cas d'incendie, c'est-à-dire alimenter adéquatement l'équipement de lutte contre les incendies du plus grand secteur de l'installation et de son secteur adjacent le plus grand.
- Calculer la capacité du système d'extinction nécessaire pour combattre un incendie dans le plus vaste secteur de l'installation et son secteur adjacent le plus grand sans tenir compte d'un défaut de démarrage d'une pompe pendant un bref arrêt d'une autre pompe (moins de 24 heures).
- Tester et évaluer les produits chimiques ajoutés dans l'eau du système d'extinction d'incendie conformément à la réglementation en vigueur.
- Au besoin, consulter la norme DNV-OS-D301 pour les installations mobiles inscrites au registre de transport maritime.

PSA : Règlement sur les installations (37)

- Les coupe-feux recouverts d'un matériau ignifuge qui ne remplissent pas les exigences d'inflammabilité peuvent être utilisés si une étude globale en démontre la pertinence sur le plan de la sécurité.
- Le système de détection d'incendie et de gaz et le système d'arrêt d'urgence sont indépendants. Ils peuvent être interreliés à d'autres systèmes seulement à condition qu'ils ne soient pas touchés en cas de défaillance, d'erreur ou d'incident des autres systèmes.
- La détection de gaz déclenche les alarmes lumineuses visibles à une distance sécuritaire de l'installation.
- Une installation qui n'est pas habitée en permanence doit également être dotée d'une fonction de détection de gaz dans les environs.

- Il est interdit de trafiquer l'équipement de protection contre l'incendie et de le faire fonctionner sans motif.

DORS/2015-1 (183)

L'équipement de protection contre l'incendie est inspecté au moins une fois par mois par une personne qualifiée et est mis à l'essai, entretenu et réparé par une personne qualifiée.

Des systèmes d'extinction fixes sont installés dans les secteurs à risque d'explosion et à risque élevé d'incendie. Ces systèmes s'activent automatiquement lorsque le système de détection d'incendie et de gaz déclenche une alerte. En cas de détection de gaz, son rôle consiste à réduire la pression explosive. L'activation manuelle du système déclenche l'alerte générale. Lorsque du gaz sert d'agent extincteur, des avertissements annonçant l'émission de gaz sont émis.

Directives

- S'assurer que la capacité des systèmes d'extinction des incendies, les agents d'extinction et l'équipement permettent de combattre efficacement les incendies prédéfinis.
- Réduire autant que possible les risques posés par d'autres incendies.
- S'abstenir d'utiliser le CO₂ comme agent d'extinction dans les salles où se trouve le personnel conformément aux exigences d'extinction rapide et efficace.

PSA : Règlement sur les activités (29a)

Il faut s'assurer de pouvoir facilement manipuler et retirer des lieux les explosifs potentiellement dangereux en cas de danger ou d'accident. L'entreposage, la manipulation et l'utilisation d'explosifs se font de manière à prévenir l'allumage accidentel d'explosifs.

Directives

- Aménager les espaces de stockage des explosifs selon les règles sur les matières et l'article 5.4.7 de la norme NORSOK S-001.
- Concevoir le système de décharge de gaz selon l'article 6 et l'annexe B.2 de la norme NS-EN ISO 13702, la norme ISO 23251, les articles 11 et 16 de la norme NORSOK S-001.
- Privilégier la dépressurisation rapide à la protection passive contre les incendies.
- Protéger l'environnement extérieur contre le

brûlage de gaz inflammables, toxiques ou corrosifs.

- S'assurer que le système de décharge de gaz peut être activé automatiquement par le système d'arrêt d'urgence et manuellement.
- Interrompre la production pour prévenir le débordement des séparateurs de liquide lorsque leur niveau est élevé.
- Dans le cas d'une plateforme sans quartiers d'habitation, installer ceux-ci à une distance sécuritaire de la plateforme pour que le personnel et les fonctions des quartiers d'habitation soient à l'abri en cas d'incendie sur la plateforme.

Gestion des fluides et des solides

Traitement des hydrocarbures

DORS/2009-315 (22)

L'exploitant veille à ce que le carburant, l'eau potable, les produits de confinement des rejets, les substances chimiques liées à la sécurité, les fluides de forage, le ciment et les autres produits consommables soient facilement accessibles et entreposés à l'installation en quantité suffisante pour répondre aux besoins dans des conditions normales et dans toute situation d'urgence normalement prévisible.

DORS/2009-315 (23)

L'exploitant veille à ce que les substances chimiques, y compris les fluides de traitement et le diesel, les déchets, le fluide et les déblais de forage produits à l'installation soient manipulés de manière à ne pas poser de risque pour la sécurité ou l'environnement.

DORS/2009-315 (67,68)

Il est interdit à l'exploitant de brûler du gaz à la torche ou de rejeter dans l'atmosphère ou de brûler du pétrole sans approbation, sauf dans le cadre d'essais d'écoulement ou pour remédier à une situation d'urgence, auquel cas l'organisme de réglementation en est avisé dans le rapport journalier de

DORS/2009-316 (22)

L'exploitant veille à ce que le carburant, l'eau potable, les produits de confinement des rejets, les substances chimiques liées à la sécurité, les fluides de forage, le ciment et les autres produits consommables soient facilement accessibles et entreposés à l'installation en quantité suffisante pour répondre aux besoins dans des conditions normales et dans toute situation d'urgence normalement prévisible.

Directives

- OCTNLHE (2011) 22 : Calculer les quantités suffisantes de produits consommables en tenant compte de l'emplacement, de l'éloignement et de la capacité de réapprovisionnement en consommation maximale. Respecter les normes de l'industrie et du SIMDUT canadien, de transport de marchandises dangereuses et du Code maritime international des marchandises dangereuses pour le stockage. Le carburant s'entend du carburant d'hélicoptère et de véhicule de transport ou de tout autre type (production d'électricité) pour les activités normales et toute situation d'urgence normalement prévisible. L'eau potable respecte les normes des Recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada (Santé Canada, 2014).

DORS/2009-316 (23)

L'exploitant veille à ce que les substances chimiques, y compris les fluides de traitement et le diesel, les déchets, le fluide et les déblais de forage produits à l'installation soient manipulés de manière à ne pas poser de risque pour la sécurité ou l'environnement.

Directives

PSA : Règlement sur les activités (60)

L'eau huileuse est épurée avant son rejet à la mer. Le poste de traitement est exploité de manière à obtenir l'effet optimal pour l'environnement, même si cet effet dépasse les exigences réglementaires. La teneur en huile (moyenne mensuelle pondérée) ne dépasse pas 30 mg/l d'eau (Chapitre II du Règlement cadre et articles 7 et 8 du Règlement de gestion). L'exploitant obtient l'autorisation conformément au chapitre 3 de la Loi sur la lutte contre la pollution (en norvégien seulement) avant toute injection d'eau huileuse.

Directives

- L'eau huileuse est épurée avant son rejet, sauf si la teneur en huile est faible et que l'exutoire ne permet pas l'épuration.
- L'exploitant réduit le volume total d'eau rejetée (même si sa teneur respecte les limites) par des méthodes comme la fermeture des eaux, la séparation en puits et l'injection.
- Il n'est généralement pas nécessaire d'épurer l'eau huileuse qui sera injectée.

PSA : Règlement sur les activités (69)

Dans les installations sans poste de traitement (p. ex. les installations de nettoyage de forages d'exploration), on procède à des évaluations exhaustives pour trouver la solution la plus écologique.

Directives

- Commencer le brûlage à la torche de jour.

API E5: Environmental Guidance Document: Waste Management in Exploration and Production Operation

- Les bassins d'écumage, les réservoirs de décantation et les déshuileurs à plaques ondulées (DPO) se servent de la gravité et du temps de séjour pour éliminer le pétrole résiduel et les solides de l'eau produite.
- Le pétrole récupéré peut être retourné au système de traitement ou recyclé hors site.
- On a recours à la flottation à l'air dissous pour éliminer les faibles concentrations d'huile et de graisse insolubles de l'eau produite.

NORSOK D-007(6)

- L'équipement de purge sert à la manutention sécuritaire de petits volumes d'hydrocarbures produits pendant l'intervention sur un puits. Il doit être capable de manutentionner les hydrocarbures correspondants et d'acheminer les fluides au ballon chasse-eau de la plateforme ou sur les infrastructures mobiles au brûlage à la torche (gaz) et au réservoir de stockage (liquides).

Arctique

forage avec indication des quantités brûlées ou rejetées.

DORS/2009-315 (67)

Il est interdit à l'exploitant de brûler du gaz à la torche ou de le rejeter dans l'atmosphère, sauf si le brûlage ou le rejet est par ailleurs permis aux termes de l'approbation accordée au titre du paragraphe 52(4) ou dans l'autorisation.

Directives

- Employer les techniques suivantes de gestion préventive des déchets :
 - La récupération et le recyclage par conversion des déchets en matières utilisables ou extraction d'énergie ou de matières des déchets, comme la récupération des hydrocarbures des résidus de stockage et des autres boues d'hydrocarbures, le brûlage de pétrole pour produire de l'énergie et l'utilisation de l'eau produite pour augmenter la récupération;
 - La réduction des déchets à la source par la modification des processus, l'élimination des matières, la substitution de matériaux, le contrôle et la gestion des stocks, une tenue améliorée des lieux et la récupération de l'eau.
- Réduire la toxicité des effluents en sélectionnant soigneusement les fluides de

Terre-Neuve-et-Labrador

- OCTNLHE, 2011 (23) : fait référence au Règlement sur la santé et la sécurité au travail, au règlement du SIMDUT, aux directives du plan de protection de l'environnement, aux Lignes directrices relatives au traitement des déchets dans la zone extracôtière et aux Lignes directrices sur la sélection des produits chimiques pour les activités de forage et de production sur les terres domaniales extracôtières.

DORS/2009-316 (67,68)

Il est interdit à l'exploitant de brûler du gaz à la torche ou de le rejeter dans l'atmosphère ou de brûler du pétrole sans approbation, sauf dans le cadre d'essais d'écoulement ou pour remédier à une situation d'urgence, auquel cas l'organisme de réglementation en est avisé dans le rapport journalier de forage avec indication des quantités brûlées ou rejetées.

DORS/2009-316 (67)

Il est interdit à l'exploitant de brûler du gaz à la torche ou de le rejeter dans l'atmosphère, sauf si le brûlage ou le rejet est par ailleurs permis aux termes de l'approbation accordée au titre du paragraphe 52(4) ou dans l'autorisation.

DORS/2015-1

La manipulation des substances dangereuses est également assujettie aux articles 116 à 158 de la partie 10 du Règlement transitoire sur la santé et la sécurité au travail concernant les ouvrages en mer dans la zone extracôtière Canada - Terre-Neuve-et-Labrador.

Norvège

Normes et pratiques recommandées

forage et les produits chimiques utilisés dans l'équipement de séparation et les systèmes de traitement des eaux usées.

- L'eau contenant du pétrole qui n'a pas brûlé lors du brûlage à la torche pendant l'essai de puits peut être déversée après traitement, si sa qualité s'apparente à celle de l'eau produite ou de l'eau de drainage.
- Le permis de brûlage à la torche des gaz est délivré après une analyse minutieuse des considérations et des évaluations environnementales portant sur la technologie, l'économie, les ressources, la sécurité, l'infrastructure et la jurisprudence. Par conséquent, il faut employer une combinaison de technologies propre au site et tenant compte des caractéristiques de l'eau produite comme la taille des gouttelettes, la stabilité de l'émulsion, le ratio gouttelettes-hydrocarbures dissous et la présence d'autres substances comme des inhibiteurs de corrosion, des solides et des substances présentes à l'état naturel.

Fluides de forage

DORS/2009-315 (28) : Circuit de fluide de forage

Le circuit du fluide de forage et l'équipement de surveillance connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation. Les indicateurs et les dispositifs d'alarme sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

- Les systèmes de fluides préviennent la perte de contrôle du puits et fournissent une barrière efficace contre la pression de formation. Ils permettent de bien évaluer le puits tout en assurant un forage sécuritaire sans polluer l'environnement.
- La sécurité, l'essai, la surveillance, le contrôle de la qualité, la manutention et le stockage des fluides sont conformes aux pratiques exemplaires de l'industrie.
- Le débit, le volume, la densité et les autres propriétés sont mesurés à l'aide des outils appropriés.
- Le circuit de fluide de forage et les quantités de fluide sont fonction des conditions de forage connues ou anticipées, de la capacité de stockage de l'appareil de forage, des conditions météorologiques et

DORS/2009-316 (28) : Circuit de fluide de forage

Le circuit du fluide de forage et l'équipement de surveillance connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation. Les indicateurs et les dispositifs d'alarme sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (28.1.1) : Tenir un bilan matière pour suivre les volumes d'huile de base et de boue rejetés, conservés, perdus et laissés dans les puits.
- OCTNLHE, 2011 (28.2) : Remplir le puits d'une colonne de fluide de forage de densité suffisante pour dépasser en tout temps la pression de formation.
- OCTNLHE, 2011 (28.4) : Pour les engins de forage flottants, la densité du fluide de forage comprend une marge de sécurité du tube goulotte de sorte que le fluide de forage procure une surpression lorsque le tube prolongateur est séparé.
- OCTNLHE, 2011 (28.7) : Conserver sur place une quantité suffisante de boues de forage (suffisamment denses) pour satisfaire tous les besoins actifs et de réserve prévisibles ainsi que des additifs pour fluide de forage, notamment pour tuer un puits en forage sans tube goulotte, remonter ou descendre la rame de forage ou mettre un puits à l'essai.
- OCTNLHE, 2011 (28.5/6) : Pendant la remontée ou la descente de la rame de forage, porter une attention particulière au circuit de fluide de forage pour détecter rapidement tout gain ou perte de manière à ce que le fluide constitue en tout temps une

PSA : Règlement sur les installations (13)

Manipuler autant que possible les matières au moyen de systèmes mécaniques et d'appareils techniques.

PSA : Règlement sur les installations (15)

L'exploitant choisit, conçoit et dispose les installations de stockage, d'utilisation, de récupération et de destruction des produits chimiques et des solutions de qualité technique en tenant compte de la santé et sécurité du personnel, de la corrosion et d'autres formes de décomposition des matériaux et des risques d'incendie, d'explosion et de pollution.

Directives

- Appliquer les chapitres 4.4.6 et 5.4 et les annexes C2 et G1.2 de la norme NORSOK S-002 pour prévenir tout effet dommageable des solutions de qualité technique et des produits chimiques sur les personnes et l'environnement.
- Appliquer le chapitre 15 de la norme NORSOK P-100 pour la conception et la disposition des installations de stockage.

PSA : Règlement sur les installations (51)

Le circuit de fluide de forage est capable de préparer un volume suffisant de fluide de forage doté des propriétés requises pour que le fluide remplisse ses fonctions de forage et de barrière.

La section haute pression du circuit de fluide de forage et de l'équipement connexe a la capacité et la pression de service nécessaires pour contrôler la pression du puits en tout temps.

Directives

- Le circuit de fluide de forage a la capacité de mélanger, de stocker, de pomper, de retraiter et de constituer une barrière à base de fluide, il est conçu pour éviter l'exposition

API E5: Environmental Guidance Document: Waste Management in Exploration and Production Operation

- Les boues de forage se composent essentiellement d'argile à base d'eau à laquelle on ajoute des additifs selon les conditions du puits.
- Les boues à base d'huile et à base d'eau salée servent au forage de puits profonds, à température élevée, à haute pression, dans les réservoirs sensibles à l'eau ou dans les puits obliques.
- On stocke dans des fosses de réserve nues ou revêtues l'alimentation en eau, les fluides de forage usés, les déblais de forage, le nettoyant d'appareil de forage et l'eau de ruissellement du site de forage.
- On utilise généralement une fosse nue pour les circuits de boue d'eau douce et une fosse revêtue pour ceux de boues à base d'eau salée ou d'huile, afin de prévenir toute contamination de l'eau souterraine (en cas de stockage à terre).

Spécifications de l'API en matière de fluides de forage

Les fluides respectent les spécifications suivantes (confirmation par essai sur le terrain et en laboratoire) :

- API Spec 13A: Specification of Drilling Fluid Materials
- 2000 ISO 13500 : Industries du pétrole et du gaz naturel – Fluides de forage – Essais en laboratoire
- API RP 13B-1: Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids
- 2000 ISO 10414-1 : Industries du pétrole et du gaz naturel – Essais in situ des fluides de forage – Partie 1 : Fluides aqueux
- API RP 13B-2: Recommended Practice for

Arctique

du temps estimé de distribution pour assurer une redondance en cas de perte de circulation ou de contrôle du puits.

- Préparer un programme de boue visant à maintenir le contrôle du puits en tout temps.
- Régulariser la température de la boue pour minimiser la perte de chaleur des zones de pergélisol afin d'en limiter le dégel, qui peut causer de graves problèmes pendant le forage.
- Installer une colonne de tubage et couler suffisamment de ciment de qualité pour prévenir le rejet de fluides de toute strate vers la colonne d'eau ou une autre strate.
- Porter une attention particulière au ciment traversant les zones de pergélisol.
- Prévoir l'espace nécessaire pour mélanger et préparer de la boue supplémentaire en cas de perte imprévue de fluides ou si des quantités supérieures s'avèrent nécessaires.
- Calculer le stock minimal de fluides de forage et de matériel nécessaire au contrôle du puits conformément aux pratiques exemplaires de l'industrie.
- Mettre en place un système de contrôle et de surveillance des solides afin d'enlever efficacement les déblais de forage et de les minimiser.

Terre-Neuve-et-Labrador

barrière efficace contre le flux.

- Les directives relatives aux exigences fonctionnelles des fluides de forage (régulation des fluides) se trouvent dans la partie sur le contrôle du puits.
- OCTNLHE, 2011 (28.10) : Circuit de fluide de forage : Installer des appareils capables de transférer efficacement et en toute sécurité les matériaux en vrac et les additifs, afin d'ajuster de manière contrôlée les propriétés du fluide pendant la circulation du puits.
- Le séparateur gaz-boue comprend un dégazeur atmosphérique pour retirer le gaz entraîné du fluide de forage après la sortie du collecteur de duses, conformément aux pratiques recommandées d'ENFORM, vol. 1 (section 1.7) et un appareil de dégazage sous vide répondant à la même spécification si l'appareil de contrôle des solides se trouve dans un espace clos.
- Les conduites de mise à l'air libre du dégazeur évacuent les gaz séparés du fluide de forage vers un endroit sécuritaire.
- L'équipement de contrôle des solides (tamis vibrants, centrifugeuses ou autres) élimine les solides et alourdisants indésirables du circuit de fluide de forage.
- Installer un appareil de diagraphie de boue loin du poste du foreur.

Norvège

dangereuse du personnel et de l'environnement et est raccordé à des systèmes de surveillance qui indiquent l'état du fluide, du système et du puits.

- Le circuit de fluide de forage fonctionne en situation normale et d'urgence.
- Du point de vue de la santé, de l'environnement de travail et de la sécurité, concevoir le circuit de fluide de forage selon les chapitres 5 et 6 de la norme NORSOK D-001 ou DNV OS-E101 chapitre 2, G 100-400 pour les installations inscrites au registre national de la marine marchande.
- Le retour du fluide de forage du puits se fait dans un circuit fermé pour éviter l'évaporation.
- Les gaz sortant de l'appareil de retraitement sont mis à l'air libre par des conduits distincts vers un endroit sécuritaire.
- Installer des capteurs aux endroits critiques des puits à haute pression et à haute température.
- Le système de surveillance du volume du fluide de forage tient compte du mouvement de l'installation. Des alarmes et des indicateurs se trouvent sur le plancher de forage.

Normes et pratiques recommandées

Field Testing Oil-Based Drilling Fluids

- 2000 ISO 10414-2 : Industries du pétrole et du gaz naturel – Essais in situ des fluides de forage – Partie 2 : Fluides à base d'huiles
- API 131: Recommended Practice for Laboratory Testing Drilling Fluids
- 2000 ISO 10416 : Industries du pétrole et du gaz naturel – Fluides de forage – Essais en laboratoire

NORSOK D-001

- Concevoir le système de mélange et de stockage des boues de sorte que toutes les opérations prévues se fassent sans risque de déversement ou d'émission de poussières ou d'émanations.
- Disposer la zone de mélange et de stockage des boues, y compris la zone d'atterrissage, de manière à ce qu'elle soit sécuritaire pour la manutention à l'aide d'un chariot élévateur ou d'un autre appareil de manutention.
- Conserver une quantité totale de boue, y compris le volume et le vrac à mélanger, suffisante pour remplacer 100 % du volume de tout trou y compris de la colonne montante, le cas échéant.
- Équiper tous les réservoirs d'agitateurs dont la vitesse de rotation suffit à prévenir la décantation de la boue.
- Suspendre les agitateurs au sommet du réservoir à l'extrémité libre de l'arbre.
- Concevoir tous les réservoirs de manière à éviter les « coins et recoins » où les matières solides s'accumulent.
- Couvrir complètement les réservoirs de boue, y compris le système d'extraction.
- Prévoir une valve d'équilibrage d'une capacité suffisante entre les réservoirs actifs.
- Installer à tout le moins des appareils de cisaillement dans les réservoirs actifs et de réserve.
- Installer un mélangeur à haute vitesse sur le

Arctique

- Installer des indicateurs et des alarmes pour avertir le personnel des dangers, des effets sur l'intégrité du puits, de la perte de contrôle du puits ou du rejet de fluides de forage à la mer ou dans la formation.
- Inclure au PPE requis la description de la manutention des déchets (notamment le fluide de forage).
- Compléter le puits de manière à contrôler la production de sable pour éviter tout risque pour la sécurité ainsi que le gaspillage.
- Les fluides de forage sont :
 - rapidement et facilement utilisables et stockés sur le site en quantités suffisantes pour toute condition normale et urgence raisonnablement prévisible;
 - stockés et manipulés de manière à minimiser leur détérioration, à assurer la sécurité et à prévenir la pollution.

Terre-Neuve-et-Labrador

Norvège

Normes et pratiques recommandées

- circuit de boue actif et dans au moins un réservoir de réserve.
- Équiper de capteurs tous les réservoirs de liquides.
- Prévoir au moins deux lignes de mélange distinctes simultanées en vue de faciliter le mélange des matières sèches en vrac.
- Il faut pouvoir transférer boue de tous les réservoirs à un navire de soutien.
- Il faut pouvoir mélanger et transférer la boue à des pompes haute pression réservées à la circulation ou au bourrage du puits. Il faut aussi installer un appareil de densimétrie en amont des mélangeurs en cas d'urgence.
- Tenir compte dans la conception du fait que la plupart des mélangeurs à boues sont sensibles à la contre-pression de sortie et que le fluide de forage dépasse souvent accidentellement la limite de viscosité spécifiée.
- Installer un émotteur sur l'appareil à conteneur souple.
- Concevoir le convoyeur de distribution en fonction des poudres et des produits chimiques spécifiés.
- Prévoir remplir un des réservoirs amortisseurs (autre que celui en ciment) directement du navire de soutien.
- Il faut être en mesure d'isoler chaque réservoir et pompe du système pendant l'entretien.
- Aménager un poste de travail central pour l'utilisation à distance des systèmes de mélange de boue, de vrac et de stockage.
- Concevoir le système de traitement de la boue pour éliminer mécaniquement les solides indésirables des fluides de forage sans risque de déversement ou d'exposition à des substances dangereuses pour le personnel.
- Éliminer les déblais au moyen de tamis vibrants acceptant des grillages grossiers et à mailles fines.

Arctique

Terre-Neuve-et-Labrador

Norvège

Normes et pratiques recommandées

- Retirer les fines au moyen d'un système centrifuge, s'il y a lieu.
- Doter le système de retour de boue, qui recueille la boue propre de tous les tamis vibrants, de suffisamment de sorties vers les réservoirs de traitement des boues.
- Retirer le gaz du fluide de forage au moyen d'un dégazeur par le vide.

Gestion des rejets de forage

DORS/2009-315 (23)

L'exploitant veille à ce que les substances chimiques, y compris les fluides de traitement et le diesel, les déchets, le fluide et les déblais de forage produits à l'installation soient manipulés de manière à ne pas poser de risque pour la sécurité ou l'environnement.

Lignes directrices sur l'exploitation pétrolière et gazière dans l'Arctique

- Le brûlage à la torche peut être une importante source d'émissions dans l'air. Il est possible de traiter les gaz s'il est écologiquement inacceptable de les brûler à la torche ou en cas de production de quantité importante d'hydrocarbures liquides dans le cadre d'un essai (soit au cours d'essais prolongés).
- Élaborer un plan décrivant les déchets prévus, les limites de ces déchets et l'équipement de traitement, de manutention et d'élimination des déchets selon les normes en vigueur.
- Mettre en place un système de surveillance de la conformité par rapport aux limites de déchets dans l'environnement énoncées dans le plan de protection de l'environnement (PPE).
- Mettre en œuvre des procédures pour l'observation

DORS/2009-316 (23)

L'exploitant veille à ce que les substances chimiques, y compris les fluides de traitement et le diesel, les déchets, le fluide et les déblais de forage produits à l'installation soient manipulés de manière à ne pas poser de risque pour la sécurité ou l'environnement.

Directives

- Élaborer des méthodes de gestion afin de réduire la nécessité d'éliminer en vrac ces matières.
- Boue de forage : Les BBE qui ont été utilisées ou qui sont excédentaires peuvent être directement rejetées en mer sans traitement. Le PPE de l'exploitant devrait traiter des plans d'évacuation des BBE. Aucune BBPS ni BBHMA, ni aucune boue contenant ces composantes en tant que fluide de base, ne devraient être déversées en mer. La boue à base d'huile (BBH) est le fluide de base le moins indiqué. Il est interdit d'évacuer en mer une boue entière contenant un fluide à base d'huile.
- Déchets solides de forage : Les déchets solides de forage associés à l'utilisation d'une BBE peuvent être rejetés en mer sans traitement. L'exploitant devrait gérer les déchets solides de forage (résultant de l'utilisation d'une BBPS ou d'une BBHMA) qui ne peuvent être réinjectés dans le puits de façon à réduire au minimum la teneur en fluide de forage des déblais en recourant à des pratiques éprouvées et faisables. La cible de rendement de la teneur en boue synthétique ou en boue à base d'huile minérale améliorée dans les déblais ne devrait pas dépasser 6,9 g/100 g d'huile dans les solides humides. Les déchets solides de forage associés à l'utilisation d'une BBH ne devraient pas être rejetés en mer, ils

- L'exploitant évite autant que possible de générer des déchets.
- Il teste les propriétés écotoxicologiques des produits chimiques utilisés ou rejetés dans le milieu marin.
- Il est interdit de rejeter à la mer les déblais de forage et les autres solides dont la teneur en huile ou en fluide de base dans le fluide de forage biologique dépasse 10 g/kg de masse sèche.
- On évite autant que possible le brûlage de gaz à la torche.
- On mesure la quantité d'huile et d'autres substances dans les fluides rejetés.

PSA : Directives relatives aux Règlements sur les activités (57)

Directives

- La zone entourant l'installation est régulièrement surveillée à distance afin de détecter toute pollution aiguë.
- L'équipement de mesure à distance de la pollution aiguë comprend les éléments suivants :
 - procédures de déclaration des observations faites;
 - capacité d'interpréter les données de surveillance de divers capteurs disponibles;
 - outils de prédiction du transport et de la propagation de la pollution aiguë;
 - services météorologiques nécessaires au soutien de la mesure à distance;
 - systèmes de détection et de cartographie de la pollution dans les récepteurs.

PSA : Directives relatives aux Règlements sur les activités (58)

Directives

API E5: Environmental Guidance Document: Waste Management in Exploration and Production Operation

- Les déblais de forage sont considérés comme des déchets exemptés en vertu de la RCRA.
- S'efforcer de réduire le volume et la toxicité des déblais de forage.
- Réduire la quantité de fluides excédentaires introduits dans une fosse de réserve afin d'utiliser des fosses plus petites et de minimiser la quantité de matière à gérer.
- Opter pour des produits et des additifs moins toxiques (p. ex. exempts de chrome hexavalent) lors de la préparation des circuits de boues en vue d'augmenter la probabilité d'utilisation des systèmes de fermeture et d'évacuation sur place.
- La boue de forage mélangée à du laitier peut remplacer le ciment dans certains cas, ce qui réduit la quantité de boue à éliminer.
- La ségrégation des flux de déchets réduit le volume de déchets généré.
- Éloigner du site d'exploitation l'eau pluviale à l'extérieur du socle.
- Recycler les fluides de forage spéciaux comme les boues à base d'huile ou de saumure à très haute densité en les conservant dans d'autres puits ou en les retournant aux fournisseurs pour réutilisation.

NORSOK D-001 (6)

- Concevoir le système de manière à transporter tous les déchets des tamis vibrants au dispositif choisi d'élimination sécuritaire des déblais de forage et des déchets générés par le nettoyage du puits. Envisager un système auxiliaire si on choisit un dispositif d'injection. Organiser le stockage et la manutention de bennes, de manière à

Arctique	Terre-Neuve-et-Labrador	Norvège	Normes et pratiques recommandées
<p>et le signalement systématiques des irisations sur la glace à proximité de l'installation.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mettre en place des procédures pour signaler les dépassements des limites décrites dans le PPE. • Élaborer le processus de gestion des déchets conformément aux lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers. • N'envisager le déversement dans le milieu marin que si les technologies zéro rejet et la réinjection sont impossibles. • Selon les conditions biologiques, océanographiques et de la glace marine, procéder au rejet près du fond marin ou à une profondeur suffisante pour ne pas nuire à la vie marine. 	<p>devraient être injectés dans le fond du trou ou recueillis et transportés à terre pour être éliminés en conformité avec les normes locales.</p> <p><u>DORS/2009-316 (28)</u></p> <p>Le circuit du fluide de forage et l'équipement de surveillance connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation. Les indicateurs et les dispositifs d'alarme sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.</p> <p><u>DORS/2009-316 (67)</u></p> <p>Il est interdit à l'exploitant de brûler du gaz à la torche ou de rejeter du gaz dans l'atmosphère, sauf si le brûlage ou le rejet est par ailleurs permis aux termes de l'approbation accordée pour l'essai d'écoulement (paragraphe 52[4]) ou dans l'autorisation, ou pour remédier à une situation d'urgence, auquel cas l'Office en est avisé par écrit avec indication des circonstances et des quantités brûlées ou rejetées.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Effectuer un relevé biologique et une reconnaissance chimique pour faciliter l'atténuation de la pollution ou la réhabilitation après coup. <p><u>PSA : Directives relatives aux Règlements sur les activités (69)</u></p> <p>Directives</p> <ul style="list-style-type: none"> • Commencer le brûlage à la torche de jour. <p><u>PSA : Directives relatives aux Règlements sur les activités (70)</u></p> <p>Directives</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pour la mesure, suivre les Directives de l'Association des producteurs norvégiens de gaz et de pétrole relatives à l'échantillonnage et à l'analyse de l'eau produite. • Inclure au programme de mesure une description de la méthode de mesure manuelle en cas d'indisponibilité de l'analyseur automatique et de toute modification des procédures si on prévoit ou détecte un fonctionnement instable de l'installation. 	<p>éviter le déversement à la mer et tout risque de blessure au personnel. Calculer la capacité selon le volume maximal prévu (vitesse d'avancement x diamètre du trou).</p> <p>NORSOK D-001 (6)</p> <ul style="list-style-type: none"> • La gestion des déchets est un élément important des efforts de protection de l'environnement dans l'industrie du forage. Le contrôle du flux de déchets depuis la source jusqu'à la destruction réduit considérablement le risque de pollution. Mettre en place un système de gestion des déblais de forage du puits, pour transport à terre ou injection.
<p>Techniques recommandées de gestion préventive</p> <ul style="list-style-type: none"> • Envisager dès la planification et la construction de ne pas rejeter les principaux flux de déchets, en particulier les résidus de forage et l'eau produite. • Réduire les déchets à la source par la modification des processus, l'élimination des matières, la substitution des matériaux, le contrôle et la gestion des stocks, une tenue améliorée des lieux et la récupération de l'eau. • Réutiliser les matières ou les produits comme les 	<p>Directives</p> <ul style="list-style-type: none"> • OCTNLHE, 2011 (67) : La demande d'approbation des essais d'écoulement présente des options, les raisons expliquant l'impossibilité de conserver le gaz et des estimations des vitesses de circulation, des volumes et du moment du brûlage justifiant ce dernier afin d'atteindre les objectifs visés par l'essai. En présence de gaz acide, l'Office impose une période maximale. Des rapports mensuels et annuels et des évaluations périodiques font état de la conformité. 	<p><u>PSA : Directives relatives aux Règlements sur les activités (72)</u></p> <p>Directives</p> <ul style="list-style-type: none"> • Inclure au plan de gestion des déchets la réduction de leur volume, la séparation à la source, la réutilisation, le recyclage et la récupération potentielle d'énergie. <p><u>PSA : Directives relatives aux Règlements sur les activités (78)</u></p> <p>Directives</p> <ul style="list-style-type: none"> • Améliorer les techniques de surveillance à distance en trouvant de nouveaux concepts et de nouvelles solutions, en replanifiant les activités ou en se préparant mieux aux situations d'urgence. 	

contenants pour produits chimiques et les fluides de forage à base d'huile ou de produit synthétique.

- Récupérer les déchets et les recycler en les convertissant en matières utilisables ou en extrayant l'énergie ou les matières qu'ils contiennent (recyclage de la ferraille, récupération des hydrocarbures des résidus de stockage et des autres boues d'hydrocarbures, brûlage de pétrole pour produire de l'énergie et utilisation de l'eau produite pour augmenter la récupération);
- Réduire la toxicité des effluents en sélectionnant soigneusement les fluides de forage et les produits chimiques utilisés dans l'équipement de séparation et les systèmes de traitement des eaux usées.

Gestion des liquides de stimulation

Directives

- Lignes directrices sur l'exploitation pétrolière et gazière dans l'Arctique (6) : Dans la plupart des cas, il est possible de mélanger les fluides de traitement, de reconditionnement et de complétion à l'eau produite pour traitement et rejet dans les limites acceptables ou injection.

Directives

- L'exploitant veille à ce que les substances chimiques, y compris les fluides de traitement et le diesel, les déchets, le fluide et les déblais de forage produits à l'installation soient manipulés de manière à ne pas poser de risque pour la sécurité ou l'environnement.
- Les fluides de traitement des puits peuvent être récupérés et déversés dans l'eau produite et traités comme composante de cette eau.
- S'il n'est pas faisable de déverser les fluides de traitement de puits dans l'eau produite, ils devraient être traités de telle sorte que leur teneur en pétrole résiduaire ne dépasse pas 30 mg/l avant le déversement en mer.
- Les fluides de traitement de puits qui contiennent du carburant diesel ou d'autres huiles riches en aromatiques ne devraient pas être utilisés à moins d'être récupérés au site et recyclés, ou transférés à terre et éliminés d'une manière approuvée par les autorités locales de réglementation.
- Les fluides fortement acides récupérés après le traitement d'un puits devraient être traités au moyen d'un neutralisant jusqu'à un pH d'au moins 5,0 avant d'être évacués.

PSA : Règlement sur les installations (13)

Manipuler autant que possible les matières au moyen de systèmes mécaniques et d'appareils techniques.

PSA : Règlement sur les installations (15)

L'exploitant choisit, conçoit et dispose les installations de stockage, d'utilisation, de récupération et de destruction des produits chimiques et des solutions de qualité technique en tenant compte de la santé et sécurité du personnel, de la corrosion et d'autres formes de décomposition des matériaux et des risques d'incendie, d'explosion et de pollution.

PSA : Règlement sur les installations (67)

Concevoir les installations de sorte que les déchets sont recueillis, stockés et traités de manière prudente en ce qui a trait à la santé et à l'environnement.

API HF2

- Il est essentiel de planifier soigneusement et de connaître l'eau de reflux ou l'eau produite dans le réservoir.
- Sélectionner judicieusement les produits chimiques et les additifs qui ne nuisent pas au traitement de l'eau. Gérer adéquatement sur le site avant, pendant et après la fracturation, toutes les composantes des fluides de fracturation, notamment l'eau, les additifs et les agents de soutènement. Idéalement, mélanger les composantes au fluide de fracturation au besoin seulement.
- Prévoir une conception et une installation aptes à prévenir toute panne ou tout rejet accidentel.
- Beaucoup d'exploitants stockent le fluide des activités de fracturation dans des réservoirs en acier en plus de fosses ou en remplacement de ces dernières. Ces réservoirs doivent respecter les normes étatiques et fédérales. Dans la plupart des cas, les fosses possèdent un revêtement naturel ou artificiel qui prévient la descente des fluides dans la subsurface.
- Pour éliminer les liquides de stimulation, on peut les injecter dans des puits de rejet autorisés en vertu de l'UIC, les acheminer à des usines de traitement (municipales ou industrielles), ou construire une usine de traitement privée ou sous le contrôle de l'industrie si les installations publiques de traitement ne sont plus en mesure de répondre aux besoins.

Conception et achèvement de puits

6.1 Risques géologiques et physiques

- L'exploitant doit repérer les DORS/2009-315 (11b)

PSA : Règlement sur les activités (15)

NORSOK

Arctique	Terre-Neuve-et-Labrador	Norvège	Normes et pratiques recommandées
<p>risques géologiques par l'étude, l'analyse et l'interprétation des cartes du fond marin et des évaluations du milieu sous-marin aux environs du puits, et prendre en note ceux à prévoir au cours du forage.</p> <ul style="list-style-type: none"> Il est impératif qu'un ingénieur en géotechnique effectue une évaluation indépendante des caractéristiques du fond marin à cet endroit. 	<p>La demande d'approbation d'un puits en vue du forage contient un programme d'acquisition de données relatives au puits élaboré de manière à permettre l'obtention des échantillons de déblais et de fluide, des diagraphies, des carottes classiques, des carottes latérales, des mesures de pression, des essais d'écoulement de formation, des analyses et des levés nécessaires à une évaluation complète de la géologie et du réservoir.</p> <p>L'exploitant doit déterminer la nature du fond marin et des sédiments sous-jacents afin de repérer tout risque en surface ou à faible profondeur, à moins que le programme d'autorisation et l'approbation du forage de puits ne reposent sur une étude du secteur. Il est impératif qu'un ingénieur en géotechnique effectue une évaluation indépendante des caractéristiques du fond de la mer.</p> <p>L'étude du secteur doit jumeler une densité et une portée suffisant à repérer les risques géologiques.</p> <p>On recommande de réaliser une étude assez large et dense pour couvrir les éventuels changements de plan et d'emplacement en raison de risques repérés.</p> <p>L'étude est faite expressément selon l'appareil de forage prévu, l'équipement connexe et les conditions du milieu.</p>	<p>Réaliser des études préliminaires garantissant la mise en place, l'utilisation et l'élimination sécuritaires des installations.</p> <p>Directives</p> <ul style="list-style-type: none"> Normes NORSOK G-001 et NORSOK N-001, chapitre 7.9.1 (études géotechniques) Décrire la géologie du quaternaire pour tout nouvel emplacement. La norme NORSOK D-010 (5.7) justifie que l'étude du fond marin doit repérer les obstacles au forage comme les ancrs, pipelines, blocs rocheux et câbles. Réaliser des études et des évaluations des risques sur les gaz peu profonds afin de connaître les conséquences possibles en fonction de l'appareil de forage, des vents, des courants, de la profondeur de l'eau et du système de récupération de la boue (tube prolongateur ou autre), et de choisir d'autres emplacements de forage au besoin. 	<p>Norme NORSOK D-010 (paragr. 5.7.1)</p> <ul style="list-style-type: none"> Effectuer un relevé de terrain et interpréter les données recueillies pour déterminer la profondeur d'eau, le relief du fond marin et les risques en subsurface aux endroits prévus pour le forage du puits principal et des puits d'intervention. Réaliser ce relevé au moyen de matériel sonar et d'observations visuelles directes. Il convient d'évaluer la topographie et les capacités d'ancrage du fond marin ainsi que la présence de rochers, de câbles, de pipelines et autres obstructions. Choisir l'emplacement là où les risques liés aux gaz peu profonds sont acceptables. La pénétration des profils sismiques doit couvrir la succession géologique de la profondeur de pose du tubage de surface. On doit avoir effectué un essai de sol à l'emplacement des forages pour les plateformes extracôtières et autoélévatrices.

Conception et achèvement de puits

<ul style="list-style-type: none"> L'exploitant est tenu de fournir une description du puits comprenant notamment sa raison d'être, le résumé du programme de forage, un schéma du puits montrant les dimensions des trous, le programme de tubage et de cimentation, le nom et la description des formations 	<p>SOR/2009-316 (30) : Pratiques de forage</p> <p><i>L'exploitant veille à ce que du personnel, des procédures et de l'équipement adéquats soient en place pour constater et contrôler les pressions normales et anormales, pour assurer le déroulement sûr et contrôlé des activités de forage et pour prévenir la pollution.</i></p> <p>Directives</p> <ul style="list-style-type: none"> OCTNLHE, 2011 (30.1) : Les exploitants sont tenus d'évaluer et de prévoir les pressions 	<ul style="list-style-type: none"> L'exploitant décrit dans un programme les travaux au puits et l'équipement connexe. Il est tenu de respecter les conditions de sécurité et peut prouver sa maîtrise du puits au moyen de calculs probabilistes pendant la conception (le risque d'échec doit être inférieur à 35 %). Le risque d'échec du puits doit demeurer acceptable pendant tout son cycle de vie prévu. 	<p>API</p> <ul style="list-style-type: none"> Annexer aux plans la demande de permis de forer (DPF), le plan d'exploration (PE) et les précisions concernant notamment l'emplacement du puits et ses critères de conception, soit la pression de couche, les gradients de fracture de la formation (ajustés selon la profondeur d'eau), les pertes de circulation, le poids des fluides de forage, la profondeur
--	--	---	---

Arctique

convoitées, la justification de l'emplacement choisi, le plan directionnel, la température de la formation, les gradients de fracture, le programme d'essais de pression et d'intégrité de la formation ainsi que le plan d'évaluation du puits à chaque intervalle.

- Il doit également réaliser des études et des évaluations afin de déceler les risques pour la sécurité et de les gérer.
- Tout puits est conçu, construit, mis à l'essai, entretenu et exploité de manière à prévenir les incidents et le gaspillage dans des conditions de charge maximale normalement prévisibles pendant les activités.
- Toute partie de l'installation susceptible d'être exposée à un environnement acide est conçue, construite et entretenue pour fonctionner en toute sécurité dans un tel environnement.
- Le puits offre la récupération maximale et fonctionne en toute sécurité.

Terre-Neuve-et-Labrador

grâce aux données d'un puits de limite, à des données sismiques et à des données de production et d'injection à l'étape de conception du puits.

DORS/2009-316 (40)

L'exploitant veille à ce que le puits et le tubage se situent à une profondeur qui assure une résistance suffisante aux venues et permet de mener les activités de contrôle de la pression du fond du puits de manière constante et sûre.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (40.1) : Concevoir les puits et leur tubage pour bien pénétrer et évaluer la cible géologique, et obtenir la récupération maximale.
- OCTNLHE, 2011 (40.2) : L'exploitant conçoit le puits et son tubage en fonction des caractéristiques géologiques suivantes : la pression de couche, les gradients de fracture, la résistance aux venues, la lithologie prévue, l'instabilité du trou de forage, l'éventuelle présence d'eau potable, les failles, les pertes de circulation et les risques liés au forage.

DORS/2009-316 (46(1)a, b, c, d)

L'exploitant complète, met à l'épreuve et exploite le puits d'une manière sûre qui permet une récupération maximale sans gaspillage ni pollution, et l'isole de toute autre couche perméable ou poreuse. Le cas échéant, la production de sable est contrôlée, ne pose aucun risque pour la sécurité et ne produit pas de gaspillage.

DORS/2009-316 (46(1)e, f)

Toute garniture d'étanchéité est installée le plus près possible du niveau supérieur de l'intervalle de complétion et mise à l'essai à une pression différentielle supérieure à la pression différentielle maximale prévisible en cours de

Norvège

- Mettre les barrières à l'épreuve et, en cas de défaut de l'une d'elles, cesser tous les travaux sauf la réparation ou le remplacement.
- Déterminer au préalable les facteurs de conception pour les charges d'éclatement, d'effondrement, axiales et triaxiales.
- Les installations, les systèmes et l'équipement réduisent le risque d'erreur humaine, évitent les menaces pour le personnel et la pollution, et supportent les charges possibles pendant leur fonctionnement.

PSA : Règlement sur les activités (29)

Pendant la programmation des travaux à chaque installation, l'exploitant s'assure de maîtriser les principaux facteurs de risque (partie 12 du Règlement de gestion). Il tient compte dans sa planification de l'état des principaux facteurs de risque et des changements révélés par les indicateurs (partie 10 du Règlement de gestion).

PSA : Règlement sur les activités (30)

Avant le début des travaux, en confirmer la sécurité en réduisant le risque de danger et d'erreur.

PSA : Règlement sur les activités (81)

Avant le début des travaux au puits, l'exploitant établit un programme décrivant les tâches à effectuer et l'équipement connexe.

Directives

- Établir les programmes portant sur la santé, la sécurité et le milieu de travail conformément à la norme NORSOK D-010, chapitres 4.3, 4.7, 4.10.2 et 9.3.
- Mettre à jour le programme des travaux si l'utilisation d'un puits diffère de celle prévue ou s'il a été rebouché pendant trois ans.

PSA : Règlement sur les activités (82)

Normes et pratiques recommandées

de pose du tubage, la pression maximale prévue en surface et l'emplacement du pergélisol, le cas échéant.

- Fournir un rapport résumant les risques à faible profondeur aux environs, y compris la description des conditions géologiques et humaines.
- Fournir aussi un plan montrant les pressions de couche prévues, les gradients de fracture de la formation, le poids des fluides de forage proposés et la profondeur verticale de pose du tubage.
- Les programmes de tubage et de cimentation comptent les facteurs de conception sécuritaire, entre autres éléments.

NORSOK

La norme NORSOK D-010 explique avec grande précision la conception et l'achèvement sur le plan des barrières de puits et des méthodes connexes, des colonnes d'achèvement, etc. Le paragraphe 4 de cette norme énumère les impératifs de la conception :

- éléments de conception, critères d'admissibilité particuliers et méthodes de surveillance préalable au forage, notamment le schéma des barrières pour les nouveaux puits (conception et conforme à l'exécution), en cas de nouvel élément servant d'éventuelle barrière, de remise en production ou de reconditionnement ainsi que les configurations de fermeture permanente. Consulter la partie 7, qui porte sur les normes.

fonctionnement.

DORS/2009-316 (46(1)g, h)

Pour prévenir le gaspillage, améliorer le profil d'injection ou de production du puits, ou modifier l'intervalle de complétion. En cas de problème d'optimisation de la production à plusieurs gisements, exploiter le puits comme un puits à gisement simple.

DORS/2009-316 (46(1)j, j)

Après la complétion initiale ou tout reconditionnement, mettre à l'épreuve toutes les barrières concernées à la pression maximale envisageable en tenant compte de tout coup de pression et cas d'urgence.

DORS/2009-316 (46(2))

Effectuer un essai pour confirmer l'étanchéité des puits à gisements multiples séparés (non communicants) à l'intérieur comme à l'extérieur du tubage.

Directives

- Achever les puits conformément aux pratiques recommandées de l'industrie sur l'achèvement et l'entretien de puits acides critiques (volume 2, 2006), les fluides d'achèvement et de forage n'étant pas à base d'eau (volume 14, 2004) et le curage sous pression (volume 15, version préliminaire).
- Isoler les zones productives avant d'amorcer la production dans une zone particulière. Si c'est impossible, prouver que la production du puits et la modification de l'état mécanique du puits optimiseront la récupération.
- En cas de formation unique, il faut que la production mélangée maximise la récupération des ressources.

Choisir l'emplacement du puits et du trou de forage en fonction de critères influant sur la sécurité du forage et des travaux, et s'assurer que tous en sont informés. Si un puits et son voisin se trouvent en deçà de la distance minimale de séparation, établir les restrictions qui s'imposent.

Directives

- Pour veiller à ce que l'emplacement du puits et du trou de forage demeure connu en tout temps, consulter la norme NORSOK D-010, chapitres 4.3 et 5.7.4.

Tubage et cimentation

- La structure du tubage initial et du tubage de surface doit suffire à supporter le poids du tube prolongateur et du BOP, et à atténuer les risques liés aux gaz peu profonds.
- Choisir et installer le tubage de façon à ce qu'il supporte l'éclatement, l'effondrement, la tension, la flexion et les autres contraintes connues ou possibles, comme les séismes.
- Choisir le tubage et ses accessoires selon les processus de sélection et de qualification qui s'imposent.
- Maintenir l'intégrité du trou de forage au moyen d'un programme et d'une procédure propres au trou tubé et à l'anneau d'étanchéité du tubage.
- Mettre en place des politiques sur les essais de pression imposés au tubage comprenant notamment les valeurs et les critères à respecter.
- Il faut que le programme de cimentation crée une barrière efficace, empêche les fluides de la formation de bouger dans l'espace annulaire, supporte bien les colonnes de tubage et ralentisse la corrosion.
- Effectuer un essai en laboratoire pour maintenir la résistance à la compression minimale supportant le tubage et isolant les zones.

DORS/2009-316 (39)

L'exploitant veille à ce que le puits et le tubage soient conçus de façon à garantir la sécurité des activités de forage, à permettre l'évaluation des formations visées et à prévenir le gaspillage. Tous deux résistent aux conditions, forces et contraintes éventuelles, et protègent l'intégrité des couches d'hydrates de gaz.

Directives

- OCTNLHE 2011 (39.1 et 39.8) : Tout tubage respecte les caractéristiques de performance du Bulletin 5C2 (1999) de l'API Bulletin on the Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe afin de résister à toutes les éventuelles contraintes imposées, comme l'éclatement, l'effondrement, la tension, la flexion, le gauchissement, etc. Un tiers doit vérifier la résistance de tout tube de cuvelage qui n'est pas neuf mais remis à neuf.
- OCTNLHE 2011 (39.2) : Le tubage initial étant conçu en fonction du type d'appareil de forage, celui d'une plateforme flottante résiste à la force du tube prolongateur, et celui d'une plateforme de forage autoélévatrice convient aux vents, aux courants et au tensionneur du tube conducteur.
- OCTNLHE 2011 (39.3, 39.4 et 39.6) : Le facteur minimal de conception pour la résistance à l'éclatement et à l'effondrement du tubage et de son revêtement est de 1,0, et celui propre à la tension, de 1,6. Fondées sur les exigences minimales de conception du tubage de l'EUB (Europe), les directives régissant le forage et la production considèrent que la charge d'effondrement relative à la pression interne ou du fluide pour déterminer la profondeur du tubage voisin ou entier équivaut à la moitié de la

PSA : Règlement sur les installations (52)

L'appareil de cimentation mélange, stocke et fournit la bonne quantité de ciment et lui conserve des propriétés contribuant à l'intégrité de l'ancrage et des barrières. Son fonctionnement respecte les exigences de traitement des produits chimiques non mélangés et du ciment mélangé. Si l'appareil remplace le circuit de fluide de forage, sa capacité et sa pression de service permettent le contrôle du puits en tout temps.

Directives

- L'appareil et la tête de cimentation sont commandés à distance, conformément à la norme NORSOK D-001, chapitres 5 et 6, et annexes A, B et C.
- Au besoin, consulter le paragraphe 5, G 400, du chapitre 2 de la norme DNV OS-E101 pour les installations mobiles inscrites au registre de transport maritime, plutôt que la norme NORSOK D-001.

API 10

- Installer des centreurs pour éloigner chaque tube des parois du trou et des autres tubes du puits. Lors des premiers travaux de cimentation, centrer le tubage pour les raisons suivantes : 1) il devrait ainsi se rendre au fond (sans se plaquer contre la rame); 2) il sera facile à déplacer lors du traitement de la boue et de la cimentation; 3) il offrira le meilleur endroit pour la circulation du fluide pendant la cimentation et le traitement de la boue en plus de simplifier le retrait de celle-ci pour favoriser l'isolation des zones.
- Les centreurs de colonnes de tubage sont tout indiqués pour faciliter le retrait de la boue et la mise en place du ciment, surtout aux endroits comme les formations aquifères, les zones de production et les sabots de tubage.
- Le personnel de l'entreprise d'entretien doit effectuer les essais sur le ciment et en déterminer les espacements et le volume.
- L'exploitant est tenu de bien préparer, nettoyer et traiter le trou de forage avec l'équipement pertinent avant la cimentation.
- Envisager la rotation et le va-et-vient du tubage pour améliorer le retrait de la boue et la mise en place du ciment.

NORSOK

- Tous les composants du tubage, y compris les raccords, les dispositifs de circulation et la colonne, doivent faire l'objet d'une vérification du cas de charge.
- Définir clairement les points les plus faibles de la colonne en ce qui concerne l'éclatement, l'effondrement et la résistance à la traction.
- Pour les tâches liées à la colonne de production, reclasser les tubes et les

Arctique

- Des normes ont été mises en place pour régir les essais à pression négative au puits.
- Établir les critères définissant une bonne cimentation, notamment en fonction des essais en laboratoire, des diagraphies d'adhésivité du ciment et des autres méthodes employées.

Terre-Neuve-et-Labrador

profondeur verticale réelle si la boue est la moins dense possible (c.-à-d. les pires conditions). Cela dit, le tubage intermédiaire ou de surface peut être conçu selon une colonne de boue descendante en fonction de la pression de couche. On peut également envisager du laitier de ciment. Le calcul de la force d'éclatement propre au forage extracôtier s'appuie parfois sur la pression externe de la colonne d'eau et la pression de couche.

- OCTNLHE 2011 (39.7) : Conformément à la directive préliminaire 010 de l'EUB, on peut aussi envisager d'autres méthodes de tubage pour les puits extracôtiers, sauf la méthode simplifiée. Si l'on choisit une de ces méthodes, on favorisera au besoin le calcul des charges par l'intermédiaire d'une analyse de risques au lieu de l'habituel calcul selon la contrainte d'utilisation.

DORS/2009-316 (40)

L'exploitant veille à ce que le puits et le tubage se situent à une profondeur qui assure une résistance suffisante aux venues et permet de mener les activités de contrôle de la pression du fond du puits de manière constante et sûre.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (40.1) : Concevoir les puits et leur tubage pour bien pénétrer et évaluer la cible géologique, et obtenir la récupération maximale.
- OCTNLHE, 2011 (40.2) : L'exploitant conçoit le puits et son tubage en fonction des caractéristiques géologiques suivantes : la pression de couche, les gradients de fracture, la résistance aux venues, la lithologie prévue, l'instabilité du trou de forage, l'éventuelle présence d'eau potable, les failles, les pertes de circulation et les risques liés au forage.
- OCTNLHE 2011 (40.3) : Concevoir les puits et leur tubage pour bien pénétrer et évaluer la cible géologique, prévenir le gaspillage de

Norvège

Normes et pratiques recommandées

- accessoires en tubage et vérifier s'ils respectent les critères pour le forage.
- Définir les dimensions de conception au moyen des données suivantes : trajectoire prévue du puits et contraintes en flexion découlant des coudes (pattes de chien) et courbures; profondeur maximale de pose selon les coups de pression; comportement prévu de la pression de couche; résistance estimée de la formation; gradient de température attendu; programmes liés aux fluides de forage et à la cimentation; charges imposées par l'entretien et le fonctionnement du puits; exigences d'achèvement; usure estimée du tubage; restrictions de profondeur en raison de l'évaluation de formation exigée, éventuelle présence de H₂S ou de CO₂; certaines considérations d'ordre métallurgique; exigences liées à l'abandon; densité de circulation équivalente et effets de la pression et du pistonnage en raison des faibles espaces annulaires; isolation des zones non productives de la formation, des zones de perte potentielle, des éboulements de formation et des réservoirs protégés; éventuelles forces tectoniques et autres exigences influant potentiellement la capacité ou la vie utile des colonnes de tubage.

ressources, enclencher les mécanismes de verrouillage dès l'installation de chaque revêtement ou colonne de tubage, et veiller à la sécurité du contrôle du puits.

DORS/2009-316 (41)

L'exploitant veille à ce que la conception et l'installation du laitier de ciment empêchent le déplacement des fluides de formation dans le tubage annulaire et il s'assure que les couches d'hydrocarbures et d'eau sont isolées les unes des autres dans un souci de sécurité, d'évaluation des ressources et de prévention du gaspillage. Le ciment installé soutient le tubage et en ralentit la corrosion au-dessus de l'intervalle cimenté, et protège l'intégrité des couches d'hydrates de gaz.

Directives

- OCTNLHE 2011 (41) : Au besoin, cimenter le tubage initial et de pergélisol à partir de son sabot jusqu'au fond de la mer. Étendre le ciment du tubage de surface jusqu'au fond de la mer, ou à au moins 25 mètres au-dessus de la base de toute colonne de tubage. Le tubage intermédiaire et de production isole impérativement les couches d'hydrocarbures et d'eau potable les unes des autres, et de même avec les intervalles de pression normale et anormale. Lorsque c'est possible, le ciment dépasse d'au moins 150 mètres la limite inférieure du pergélisol, et recouvre chaque tubage sur toute sa longueur.

Perforation

DORS/2009-316 (31) : Référence pour la profondeur du puits

L'exploitant veille à ce que toute mesure de la profondeur d'un puits soit prise à partir d'un point de référence unique, qui est soit la table de rotation, soit la fourrure d'entraînement de l'appareil de forage.

DORS/2009-316 (31) : Référence pour la profondeur du puits

L'exploitant veille à ce que toute mesure de la profondeur d'un puits soit prise à partir d'un point de référence unique, qui est soit la table de rotation, soit la fourrure d'entraînement de l'appareil de forage.

Directives

- Utiliser les diagraphies de puits pour obtenir un bon contrôle de profondeur en vue des perforations, de la mise en place de la garniture d'étanchéité (packer), etc.

Aucune précision quant aux perforations.

API

- Par souci de sécurité, l'équipement de travail au câble doit être mis à la terre au puits, directement ou indirectement.
- Suspendre les communications radio sur la structure avant la mise en marche des appareils de perforation et jusqu'après la fin des travaux.

NORSOK

Selon le chapitre 9.9.2 de la norme NORSOK D-010, il est possible de considérer comme un seul réservoir les perforations et les réserves multiples relevant d'un même gradient de pression, et ainsi installer à cet égard une seule barrière principale et secondaire.

Puits d'intervention

- Décrire l'unité de forage employée ainsi que sa mise en place et confirmer que cette unité, les véhicules de services et le matériel seront disponibles pour le forage du puits d'intervention.
- Indiquer au moins deux emplacements convenant au forage d'un puits d'intervention au cours d'une même saison, fournir l'interprétation des données sismiques à faible profondeur pour la partie supérieure du trou et effectuer une évaluation des risques liés à l'installation d'un puits d'intervention à proximité d'un puits dangereux.
- Estimer le délai pour le forage

DORS/2009-316 (32b)

L'exploitant veille à ce qu'aucun puits ne soit foré de manière à couper un puits existant, sauf s'il s'agit d'un puits d'intervention. L'équipement et les données de sondage ont une précision suffisante à déterminer efficacement l'emplacement d'un trou pour le forage d'un puits d'intervention.

- Un bon plan de forage d'un puits d'intervention comprend au moins deux emplacements acceptables, l'interprétation des données sismiques à faible profondeur pour la partie supérieure du trou, des procédures de positionnement à proximité du puits éruptif, la méthode privilégiée pour arrêter l'éruption du puits en fonction du taux d'éruption estimé et de la capacité de pompage connexe, la liste des activités à délai critique et le résumé des exigences concernant l'équipement lié à l'installation ou au navire d'intervention.
- Lancer sans tarder la stratégie d'arrêt et préparer une procédure de rechange selon la probabilité d'échec de la première.

PSA : Règlement sur les activités (82)

On doit disposer de deux emplacements pour le forage d'un puits d'intervention, et d'une carte les montrant.

NORSOK

Norme NORSOK D-010 (paragr. 4.8.2 et 4.8.3)

- La conception des puits extracôtiers doit permettre d'arrêter une éruption au moyen d'un (1) seul puits d'intervention. S'il faut en prévoir deux (2), les documents doivent justifier la faisabilité de cette manœuvre en fonction de la logistique, des conditions météorologiques et de la disponibilité des appareils de forage. En guise d'appui, fournir une évaluation des risques. Toute proposition comprenant plus de deux (2) puits d'intervention est rejetée.
- Plan de forage d'un puits d'intervention.
- Le plan de forage de puits d'intervention couvre l'ensemble des puits, du secteur visé ou des installations. Sur les installations et les plateformes sous-marines, il est impératif de prouver l'accès au puits le plus problématique à partir de tous les puits d'intervention. Le plan doit comprendre :

Arctique

du puits d'intervention et l'élimination du puits dangereux au cours d'une même saison de forage.

Terre-Neuve-et-Labrador

Norvège

PSA : Règlement sur les activités (86)

En cas de perte de contrôle du puits, il est possible de reprendre le contrôle par intervention directe ou forage d'un puits d'intervention. Un plan d'action à cet égard doit avoir été préalablement préparé.

Normes et pratiques recommandées

- Au moins deux (2) emplacements envisageables pour l'appareil de forage ainsi qu'une évaluation d'ancrage (au besoin) pour les deux puits d'intervention. Si les simulations d'éruption et d'arrêt montrent la nécessité de disposer de deux puits d'intervention, proposer au moins trois emplacements.
- Situer les puits d'intervention en amont du puits principal selon les données sur les vents et les courants.
- L'évaluation sur les gaz peu profonds aux endroits proposés pour les puits d'intervention.
- Le tracé simplifié entre chaque puits d'intervention et son point d'arrivée au puits éruptif.
- Une description sommaire des appareils ou des navires proposés pour le forage et l'utilisation des puits d'intervention, la justification en fonction des capacités nécessaires (conditions propres au puits, profondeur d'eau, délai et pression de pompage, volume de stockage de boue, etc.), ou les modifications permettant de respecter de telles exigences.
- La description de la méthode privilégiée pour l'arrêt de l'éruption, la plupart du temps par contrôle dynamique à haut rendement par l'intermédiaire du puits d'intervention offrant un accès direct.
- Les plus récentes conditions et pressions enregistrées sur les lieux du puits et du réservoir.
- Le délai de mobilisation de l'équipement d'intervention sera évalué à l'étape de la planification. Le forage du puits d'intervention doit débuter dans les douze (12) jours suivant la décision à cet égard.

Contrôle du puits

Vannes de sécurité de fond

- L'exploitant veille à ce que le puits soit muni d'une vanne de sécurité de subsurface à sûreté intégrée conçue, mise en service et mise à l'épreuve de manière à empêcher tout écoulement incontrôlé et à ce que cette vanne soit installée dans le tube de production sous la base du pergélisol, le cas échéant.

DORS/2009-316 (47)

Obligatoires dans les puits d'exploitation, les vannes de sécurité de fond à sûreté intégrée sont conçues, mises en service et mises à l'épreuve de manière à empêcher tout écoulement incontrôlé du puits lorsqu'elles sont activées.

Directives

- Procéder régulièrement à des essais de pression et de fonctionnement des vannes de sécurité de fond pour confirmer leur fiabilité.
- Le puits qui ne coule pas sans ascension artificielle ne nécessite pas de vanne de sécurité de fond. Évaluer la nécessité d'installer des vannes de sécurité de fond.
- Des vannes d'injection souterraine peuvent remplacer les vannes de sécurité dans un puits d'injection si leur fermeture arrête l'écoulement incontrôlé. Mettre à l'essai régulièrement.
- Installer les vannes souterraines à une profondeur où les hydrates ou l'affouillement d'iceberg n'interfèrent pas avec leur fonctionnement.

PSA : Règlement sur les installations (49)

L'équipement de contrôle du puits est conçu pour maintenir l'intégrité de la barrière et le contrôle du puits. Il est installé de manière à éloigner de l'installation le gaz peu profond et les fluides de formation jusqu'à ce que le personnel soit évacué pendant le forage de sections de trou de couronne. L'équipement de contrôle de pression utilisé pour les interventions possède des vannes télécommandées qui ferment en cas d'avarie.

Directives

- Appliquer les chapitres 5 et 6 de la norme NORSOK D-001 à la conception de l'équipement de contrôle du puits.
- Appliquer le chapitre 5.7.2 de la norme NORSOK D-010 ainsi que les chapitres 5 et 6 et les annexes A, B et C de la norme NORSOK D-001 aux déviateurs éloignant de l'installation le gaz peu profond et les fluides de formation jusqu'à ce que le personnel ait été évacué.
- Utiliser un pipeline droit d'un diamètre intérieur d'au moins 400 mm (16 po) sans sortie de robinet dans les installations en position dynamique qui forent des sections de trou de couronne.
- Appliquer la norme NORSOK D-002 en cas d'interventions, notamment le curage sous pression et les travaux par tube concentrique.

Tête de puits et arbre de Noël

- Étayer le système de contrôle du puits par un éventail de dispositifs, notamment : le bloc de tubes prolongateurs; le système d'évacuation et d'injection et l'équipement connexe; le système déflecteur

DORS/2009-316 (26)

Les têtes de puits, le matériel tubulaire et les arbres de Noël sont installés et utilisés conformément aux règles de l'art en matière d'ingénierie. Toute partie de l'installation susceptible d'être exposée à un environnement acide est conçue, construite et entretenue pour

PSA : Règlement sur les installations (49)

L'équipement de contrôle du puits est conçu pour maintenir l'intégrité de la barrière et le contrôle du puits. Il est installé de manière à éloigner de l'installation le gaz peu profond et les fluides de formation jusqu'à ce que le personnel soit évacué pendant le forage de

API

- La conception du système réduit au minimum le nombre de chemins de fuite potentielle.
- On effectue un calcul des constructions pour garantir qu'aucune défaillance structurelle ne survient sous la manchette de rentrée de

Arctique

et l'équipement connexe; le système de circulation de la boue et l'équipement connexe; le compensateur de pilonnement; les produits de boue de forage et le système de stockage en vrac, de transfert et de circulation de la boue; le système de treuillage, de levage, de rotation et de manutention des tiges; les groupes électrogènes et les dispositifs de commande.

- Former le personnel et évaluer ses compétences pour les opérations d'obturation et de contrôle du puits.
- Veiller à ce que le personnel essentiel participant aux opérations de prévention d'une éruption et de contrôle d'un puits satisfasse aux exigences de certification de l'International Association of Drilling contractor.
- Mettre en place un programme d'exercices relatifs au contrôle d'un puits (consigner le personnel y participant, la fréquence, etc.).

Terre-Neuve-et-Labrador

fonctionner en toute sécurité dans un tel environnement.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (26) : Tenir compte du potentiel d'exposition de l'équipement à un environnement acide et de celui de l'acidification en cours de production. Protéger tout l'équipement contre la corrosion et s'assurer qu'il respecte les exigences de la norme NACE MR0175-92, article 53024 si ses composantes sont susceptibles d'être exposées au sulfure d'hydrogène.

DORS/2009-316 (28)

Le circuit du fluide de forage et l'équipement de surveillance connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation. Les indicateurs et les dispositifs d'alarme sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (28.3) : Utiliser deux barrières pendant toutes les opérations dans le puits après l'installation de la colonne de surface.

SOR/2009-316 (30) : Pratiques de forage

L'exploitant veille à ce que du personnel, des procédures et de l'équipement adéquats soient en place pour constater et contrôler les pressions normales et anormales, pour assurer le déroulement sûr et contrôlé des activités de forage et pour prévenir la pollution.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (30.3.1) : Le contrôle du puits débute par la détection de venue, soit la capacité à détecter l'apparition de venues. Inclure à la formation le forage aux fins de contrôle du puits en cas de venues.

Norvège

sections de trou de couronne. L'équipement de contrôle de pression utilisé pour les interventions possède des vannes télécommandées qui ferment en cas d'avarie. La mâchoire à fermeture totale de l'équipement d'intervention se trouve le plus près possible de l'arbre de Noël. Les installations flottantes possèdent un système d'activation alternatif sur le BOP pour les fonctions essentielles, à utiliser en cas d'évacuation, et une capacité de déconnexion après la coupure de la colonne de travail par la mâchoire de cisaillement.

Directives

- Appliquer les chapitres 5 et 6 de la norme NORSOK D-001 à la conception de l'équipement de contrôle du puits.
- Appliquer le chapitre 5.7.2 de la norme NORSOK D-010 ainsi que les chapitres 5 et 6 et les annexes A, B et C de la norme NORSOK D-001 aux déviateurs éloignant de l'installation le gaz peu profond et les fluides de formation jusqu'à ce que le personnel ait été évacué.
- Utiliser un pipeline droit d'un diamètre intérieur d'au moins 400 mm (16 po) sans sortie de robinet dans les installations en position dynamique qui forent des sections de trou de couronne.
- Appliquer la norme NORSOK D-002 en cas d'interventions, notamment le curage sous pression et les travaux par tube concentrique.
- Veiller à ce que la mâchoire de cisaillement soit capable de couper la colonne de travail, à l'exception des composantes de masse-tige et de colonne de fond de trou.
- Doter toutes les sorties des lignes de circulation du BOP de deux dispositifs de fermeture le plus près possible de la sortie.
- Utiliser sur les installations flottantes, pour activer les fonctions essentielles du BOP en cas d'évacuation, un système alternatif

Normes et pratiques recommandées

l'arbre, de sorte que ce dernier demeure sécuritaire en cas de drainage avant la déconnexion de l'outil de pose.

- La conception de l'arbre sous-marin tient compte de la maniabilité et de la facilité d'installation. Tout assemblage est équilibré à moins d'un degré. On tient compte de l'état submergé de l'équipement notamment de sa flottabilité ou des modules lestés retirés après l'installation. L'utilisation de masses d'équilibrage est réduite le plus possible pour garder le poids d'expédition au minimum. L'emplacement de ces masses est soigneusement choisi de manière à ne pas nuire à l'observation ni à l'accès par le plongeur ou le VTG. Le fabricant effectue une analyse de tolérances et de montage pour garantir que les arbres engagent les supports de suspension du tubage et les bases de guidage, et que les outils de pose de l'arbre engagent les manchettes de rentrée, etc.
- La désignation PSL, la pression nominale, la température de fonctionnement et la catégorie des matériaux destinés à l'arbre sous-marin exposés normalement au fluide de forage sont déterminées par ceux de la composante dont ces caractéristiques sont les moindres.
- Les composantes et sous-assemblages pour diverses configurations d'arbres sous-marins sont interchangeable si les exigences fonctionnelles le permettent.
- ANSI/API Spec 6A: Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment, 9^e édition, 2004 (ISO 10423-2003), sauf qu'il est interdit d'utiliser des connexions vissées sur la tête de puits (elles sont à brides et boulonnées).
- API Spec 6FA : Specification for Fire Test for Valves, 3^e édition, 1999

Puits sous-marins (y compris les systèmes de suspension de conduite de boue) :

- API Spec 6FB: Specification for Fire Test for

DORS/2009-316 (36) : Équipement de contrôle du puits

L'exploitant veille à ce que, au cours des travaux relatifs à un puits, de l'équipement fiable de contrôle du puits soit en place pour prévenir les éruptions incontrôlées. Il veille à ce qu'au moins deux barrières indépendantes et éprouvées soient en place pendant tous les travaux relatifs au puits. En cas de défaillance d'une barrière, seules les activités destinées à sa réparation ou à son remplacement sont menées dans le puits. Durant le forage, l'une des deux barrières à maintenir est la colonne de fluide de forage, sauf si le forage est effectué en sous-équilibre.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (36) : Respecter les règles de l'art de la section 7.4.
- Utiliser deux barrières mécaniques pendant l'installation de la colonne de tubage.
- Se référer à la norme NORSOK D-010 Intégrité du puits pendant le forage et l'exploitation (2004).
- Consulter la Pratique recommandée 90 de l'API en matière de gestion de la pression annulaire pour les forages en mer, premier ajout, août 2006.

DORS/2009-316 (37) : Équipement de contrôle de la pression

Mettre à l'essai aussi souvent que nécessaire la pression de l'équipement de contrôle de la pression associé au forage et aux travaux par tube de production concentrique, câble lisse et autre pour maintenir son intégrité.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (37.1) : Utiliser un équipement de contrôle du puits dont la pression nominale de service est supérieure à la pression superficielle maximale calculée.
- OCTNLHE, 2011 (37.2) : Mettre à l'essai

acoustique, actionné par VTG ou télécommandé de quelque manière que ce soit.

- Appliquer le paragraphe 5, C 100-5000 du chapitre 2 de la norme DNV OS-E101 pour les installations mobiles inscrites au registre maritime national, plutôt que la norme NORSOK D-001.

PSA : Règlement sur les activités (51)

Le BOP, les vannes connexes et tout autre équipement de contrôle de la pression subissent des essais de fonctionnement et de pression. Ils font l'objet d'une remise en état complète et d'une recertification aux cinq ans.

Directives

- La remise en état complète et la recertification peuvent se faire de manière continue de sorte que chaque composante et l'ensemble du système soient remis en état sur une période mobile de cinq ans.
- Pour les exigences de mise à l'essai, de remise en état complète et de recertification, utiliser les chapitres 4.2.3.5, 4.2.3.6, 15.4, 15.14, 15.19, 15.21, 15.32, 15.37, 15.53, 15.57, 15.58 et 15.59 et le tableau A.1 de l'annexe A de la norme NORSOK D-010 ainsi que la norme DNV RP-E101.

PSA : Règlement sur les installations (54)

Les arbres de Noël et les têtes de puits sont conçus pour maintenir le contrôle du puits pendant la récupération, le reconditionnement et les interventions dans le puits. L'arbre de Noël possède au moins deux vannes principales, dont au moins une automatique.

On surveille la pression dans l'annulaire externe le plus près pour y détecter un écoulement d'hydrocarbures.

Directives

- Appliquer les chapitres 8 et 15 de la norme

End Connections, 3^e édition, 1998

- API Spec 17D: Specification for Subsea Wellhead and Christmas Tree Equipment, 1^{re} édition, 1992
- API RP 17A: Recommended Practice for Design and Operation of Subsea Production Systems, 3^e édition, 2002

Puits en mer :

- API RP 14H: Recommended Practice for Installation, Maintenance and Repair of Surface Safety Valves and Underwater Safety Valves Offshore, 4^e édition, 1994 (ISO10419: 1993)

Environnements acides :

- NACE MR0175-92 (art. 53024): Standard Material Requirements, Sulfide Stress Cracking Resistant – Metallic Materials for Oilfield Equipment

NORSOK

- NORSOK D-010: Well Integrity in Drilling and Well Operations, 3^e rév., 2004

après son installation tout l'équipement de contrôle de la pression (y compris le corps si le BOP a subi un essai sur tête de puits d'essai), avant de reforer toute colonne de tubage, avant l'essai d'écoulement, après toute réparation ou tout événement nécessitant la déconnexion du joint d'étanchéité et tous les 14 jours de fonctionnement avec un délai d'au plus 7 jours.

- OCTNLHE, 2011 (37.3) : Mettre à l'essai par le fond les vannes d'intervention d'urgence du BOP et le robinet inférieur de la tige d'entraînement. Effectuer un essai de débit sur les vannes internes du BOP. Effectuer d'abord les essais à basse pression (1 400 à 2 000 kPa) avant ceux à haute pression dépassant la pression superficielle maximale anticipée. Mettre à l'essai l'annulaire à 50 % de la pression de service. Tous les essais nécessitent que les composantes maintiennent 90 % de la pression d'essai pendant au moins cinq minutes (basse pression) et dix minutes (haute pression). Une seule dimension de tube suffit à mettre à l'essai les mâchoires à alésage variable.
- OCTNLHE, 2011 (37.4) : Effectuer un essai de pression sur toutes les vannes d'étranglement, les collecteurs et les systèmes de purge et de neutralisation. Les duses ajustables n'ont pas à subir un essai de pression, mais plutôt un essai de restriction du débit de fluide.
- OCTNLHE, 2011 (37.5) : Mettre à l'essai les accumulateurs du BOP et du déflecteur conformément à la norme PR 53 de l'API avant de forer sous la surface pour confirmer le débit et la capacité volumétrique du système de contrôle du BOP.
- OCTNLHE, 2011 (37.6) : Consigner les essais de pression au site du puits et à la base côtière de l'exploitant.
- OCTNLHE, 2011 (37.7) : Effectuer

NORSOK D-010 et les normes NORSOK U-001, ISO 10423 et ISO 13628 à la conception des têtes de puits et des arbres de Noël.

- Surveiller la pression dans l'annulaire.
- Intégrer les principales vannes à l'arbre de Noël ou les y monter.
- Prévoir deux façons indépendantes de fermeture des entrées et des sorties de l'arbre de Noël soumises à la pression du puits.
- Installer des clapets de non-retour à tous les points d'injection, le plus près possible de ces derniers.
- Prévoir un dispositif permettant d'isoler les arbres de Noël de la tête de puits pour éviter la fermeture accidentelle des vannes pendant une intervention sur le puits.
- Évaluer la durée de fermeture des vannes du baril principal et des sorties latérales de l'arbre de Noël de fond par rapport aux fonctions de barrière et de réduction des risques et à l'emplacement des vannes.

PSA : Règlement sur les activités (86)

En cas de perte de contrôle du puits, il est possible de reprendre le contrôle par intervention directe ou forage d'un puits d'intervention. Un plan d'action à cet égard doit avoir été préalablement préparé.

Directives

- Déterminer comment intervenir directement ou forer un puits d'intervention en vue de reprendre le contrôle du puits en consultant le chapitre 4.2.8 de la norme NORSOK D-010.
- Pour l'intervention directe, inclure au plan d'action :
 - une description de la mobilisation et de l'organisation du personnel et des installations;
 - une évaluation des capacités et dimensions requises de l'équipement

quotidiennement un essai de fonctionnement sur les équipements de contrôle de pression de manière à ce que toutes les composantes (y compris les vannes à sûreté intégrée) soient mises à l'essai au moins une fois par semaine (au moins une composante par jour). Il est possible de mettre à l'essai toutes les composantes une fois par semaine, mais l'essai quotidien des composantes individuelles est préférable. Pour les puits sous-marins, on alterne les essais de fonctionnement entre les boîtiers et les postes de commande en plus de mettre à l'essai les dispositifs d'autocisaillement et les points fixes d'amarrage et toutes les fonctions d'intervention sous-marines pendant l'essai du BOP sur tête de puits d'essai.

- OCTNLHE, 2011 (37.8) : Effectuer pendant tous les essais sur tête de puits d'essai un essai de fonctionnement sur les BOP sous-marins, y compris les fonctions d'intervention sous-marines, les dispositifs d'autocisaillement et les points fixes d'amarrage.

DORS/2009-316 (48)

L'exploitant veille à ce que l'équipement de tête de puits (tête de puits et arbre de Noël) soit conçu de manière à fonctionner efficacement et en toute sécurité dans des conditions de charge maximale prévisibles pendant la durée de vie du puits.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (48.1) : Les conditions de charge maximale pour les têtes de puits et les arbres de Noël comprennent, sans s'y limiter, la pression, les contraintes thermiques, les contraintes mécaniques, la corrosion (H₂S, CO₂, saumure, etc.), l'érosion, l'usure et toute combinaison de

connexe;

- un plan de l'équipement d'intervention sur le puits et des services du puits.
- Appliquer les chapitres 4.8 et 10.4.2 de la norme NORSOK D-010 pour l'élaboration d'un plan d'action pour reprendre le contrôle du puits.

contraintes prévisibles. En cas de défaillance de la tête de puits et de l'arbre de Noël (comme barrière pour CSE), rectifier la situation le plus rapidement possible.

- OCTNLHE, 2011 (48.3) : Dans le cadre d'activités de forage, la tête de puits et le BOP servent de barrière contre tout écoulement incontrôlé.
- OCTNLHE, 2011 (48.5) : Effectuer des essais de pression, de fonctionnement et d'étanchéité sur la tête de puits et l'arbre de Noël après leur installation et à des intervalles réguliers ensuite pendant toute la durée de vie du puits pour en assurer le bon fonctionnement et la fiabilité. Mettre en place les procédures et l'équipement adéquats pour surveiller les paramètres relatifs à la fiabilité et à l'intégrité de la tête de puits et de l'arbre de Noël.

Blocs obturateurs de puits (BOP)

- L'exploitant installe un bloc obturateur de puits (BOP) comportant plusieurs systèmes télécommandés et un système auxiliaire de charge d'accumulateur.
- L'exploitant anticipe le pire des scénarios, notamment le débit estimé, les volumes totaux de fluides, les propriétés des hydrocarbures et la durée maximale d'une éruption potentielle.
- L'exploitant est capable de forer un puits de secours au cours d'une saison.
- L'exploitant se sert de critères pour sélectionner les mesures d'urgence appropriées pour reprendre le contrôle du puits

DORS/2009-316 (28)

Le circuit du fluide de forage et l'équipement de surveillance connexe sont conçus, installés, exploités et entretenus de manière à constituer une barrière efficace contre la pression de formation. Les indicateurs et les dispositifs d'alarme sont installés à des endroits stratégiques sur l'appareil de forage, de manière à alerter le personnel qui s'y trouve.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (28) : Sur les installations en eau profonde, mettre en place d'autres mesures de réduction des risques avant la déconnexion, p. ex. installer un bouchon de support. Utiliser deux mâchoires à fermeture totale ou de cisaillement dans le BOP comme barrière supplémentaire en cas de déconnexion accidentelle, de décalage ou de drainage.

PSA : Règlement sur les installations (48)

Les barrières du puits sont conçues pour maintenir l'intégrité du puits et remplir leurs fonctions de ségrégation pendant toute la durée de vie du puits. Elles sont également conçues pour prévenir toute venue de fluide et tout écoulement dans l'environnement. Elles ne nuisent pas aux activités dans le puits et leur rendement est vérifiable. Deux barrières indépendantes sont présentes en cas de fermeture temporaire sans colonne de tubage afin de maintenir l'intégrité du puits pendant toute la durée de la fermeture. Il est possible de couper les colonnes sans danger pour l'environnement dans le cadre de l'obturation du puits.

Directives

- Concevoir les barrières de manière à prévenir l'écoulement accidentel du fluide injecté.

Arctique

- pendant son exploitation.
- L'exploitant détermine les exigences minimales du BOP en tenant compte notamment du besoin de redondance, pour le puits proposé dans le milieu unique de l'Arctique.
- L'équipement répond aux normes et aux pratiques exemplaires de l'industrie et permet de maintenir l'intégrité du puits dans les conditions de forage particulières de l'Arctique.
- Des processus sont en place pour la sélection, la mise à l'essai et l'entretien de l'équipement critique pour la sécurité qui garantissent le contrôle du puits dans des conditions prévisibles.
- Le BOP :
 - est conçu expressément pour l'appareil de forage utilisé et adapté à la conception particulière du puits;
 - n'a pas été compromis ni endommagé;
 - fonctionne dans les conditions où il est appelé à servir;
 - a été entretenu conformément au cahier de charges du fabricant d'origine.
- L'exploitant met en place des processus pour garantir qu'aucune modification non autorisée n'est apportée à l'équipement critique pour la sécurité.
- Les conditions de forage sont

Terre-Neuve-et-Labrador**DORS/2009-316 (29) : Tube prolongateur**

L'exploitant veille à ce que le tube prolongateur fournisse un accès au puits, isole le trou de sonde de la mer, résiste à la différence de pression entre le fluide de forage et la mer, résiste aux forces physiques prévues pendant le programme de forage, retourne le fluide de forage vers l'installation et soit supporté de manière à compenser efficacement les forces résultant du mouvement de l'installation.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (29.6) : Prévoir pour les BOP sous-marins l'intervention d'un VTG, un dispositif d'autocisaillement, des points fixes d'ancrage ou des systèmes de contrôle acoustique du BOP.
- Si le MODU est un navire à positionnement dynamique ou une exploitation en eau profonde, prévoir l'intervention sur le BOP au moyen de VTG et de systèmes d'autocisaillement et de points fixes d'ancrage. Installer un système de contrôle acoustique et deux mâchoires de cisaillement sur le BOP.
- Veiller à ce que le VTG puisse fermer un ensemble de mâchoires à fermeture sur tiges et les mâchoires de sécurité à fermeture totale et à cisaillement, et déverrouiller le tube prolongateur inférieur.

SOR/2009-316 (30) : Pratiques de forage

L'exploitant veille à ce que du personnel, des procédures et de l'équipement adéquats soient en place pour constater et contrôler les pressions normales et anormales, pour assurer le déroulement sûr et contrôlé des activités de forage et pour prévenir la pollution.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (30.3.2) : En cas de tolérance insuffisante à la venue, de pression dépassant les marges de sécurité nominales du BOP, de pression d'éclatement du tubage

Norvège

- Évaluer la nécessité d'installer un tubage pour le forage en zones susceptibles de contenir des hydrocarbures.
- Évaluer particulièrement la conception robuste du puits et le contrôle potentiel du puits en cas d'éruption incontrôlée.
- Vérifier le rendement des barrières de puits au moyen d'essais de pression, d'accessibilité et de temps de réponse, des taux de fuite et de l'observation des propriétés physiques.
- Veiller à ce que les barrières ne partagent pas d'éléments (elles sont indépendantes).

PSA : Règlement sur les activités (83)

Pour le forage en formation peu profonde, sélectionner les paramètres de structure et de forage de manière à empêcher le gaz ou le fluide de formation de blesser le personnel et d'endommager l'installation.

Directives

- Pour le forage de gaz ou de fluides peu profonds (y compris les hydrates et l'eau sous pression), appliquer le chapitre 5.7.2 de la norme NORSOK D-010 en matière d'environnement de travail et de santé et sécurité.

PSA : Règlement sur les activités (85)

L'exploitant veille à ce que, en cas de défaillance d'une barrière, seules les activités destinées à sa réparation ou à son remplacement soient menées dans le puits. Lors du transfert d'un puits, la barrière est mise à l'essai et son état est vérifié et consigné.

Directives

- Pour les barrières de puits, appliquer les chapitres 4.2, 4.3, 4.4, 5.1, 5.3 et 15 de la norme NORSOK D-010 en matière d'environnement de travail et de santé et sécurité.
- Si la barrière primaire consiste en une

Normes et pratiques recommandées

Arctique

- simulées au cours de l'essai de l'équipement de contrôle du puits, y compris le BOP.
- L'exploitant crée un calendrier indiquant le moment et l'endroit où les essais du système BOP, y compris les tests de cisaillement et d'obturation, auront lieu.
 - L'exploitant utilise une technologie éprouvée pour surveiller et évaluer les conditions du puits, ainsi que des techniques éprouvées pour réduire au minimum le risque d'écoulement ou de venue dans le puits.
 - L'exploitant adapte le BOP de forage et le système de contrôle du BOP pour tenir compte des leçons tirées de l'éruption du puits Macondo.
 - L'exploitant veille à ce que le BOP soit capable de couper les tiges et d'obturer le puits dès la première fois et à chaque fois que le système de mâchoires de cisaillement est actionné (prévoir un plan d'intervention en cas de défaillance).
 - L'exploitant installe un système à sécurité intégrée pour le BOP.

Terre-Neuve-et-Labrador

- ou autre, cesser immédiatement les activités de forage et sécuriser le puits.
- Effectuer une analyse des barrières pour chaque puits en exploitation.
 - Mettre en place un programme de surveillance pour garantir l'intégrité des puits en production pendant toute leur durée de vie.
 - Utiliser deux barrières mécaniques lors de l'installation de la colonne de tubage pour assurer une bonne mise en place du béton et prévenir l'écoulement en cas de défaillance de ce dernier.
 - Après avoir installé le tubage de surface, mettre en place au moins deux barrières indépendantes et éprouvées pendant tous les travaux relatifs au puits.
 - Remplacer ou réparer toute barrière défectueuse avant de poursuivre les activités.
 - Veiller à ce que le personnel connaisse les dispositifs utilisés comme barrières de puits à tout moment donné pour prévenir un écoulement incontrôlé de fluides.

Lignes directrices sur l'équipement de forage (N.D.)

- Utiliser des blocs obturateurs de puits (BOP) et d'autres équipements de contrôle de la pression dont la pression de service est supérieure à la pression superficielle maximale calculée.
- Le BOP a une pression de service qui est dans tous les cas égale ou supérieure à 13 790 kPa (2 000 psi) et suffisamment de résistance structurelle pour résister à une combinaison de charges statiques et dynamiques raisonnablement prévisibles.
- La pression de service des obturateurs annulaires et, sur les BOP sous-marins, du raccord hydraulique supérieur, si ce dernier se trouve sous les obturateurs annulaires,

Norvège

- colonne de liquide homogène, veiller à ce qu'il y ait suffisamment de matériau de fluide de forage et de fluide de forage disponibles pour maintenir la barrière.
- Appliquer les chapitres 4.2.8 et 10.4 de la norme NORSOK D-010 pour déterminer la capacité de pompage et de fluide pour les travaux lourds et légers dans le puits.
 - Être prêt à réagir à la défaillance d'une ou de plusieurs barrières du puits.

Normes et pratiques recommandées

n'a pas à dépasser 34 474 kPa (5 000 psi) si la pression de service du BOP ne dépasse pas 68 948 kPa (10 000 psi).

- Effectuer un essai de pression sur l'équipement de contrôle du puits selon ce qui suit : après l'installation (si le BOP en mer a subi un essai complet sur tête de puits d'essai, effectuer un essai de corps pour garantir l'étanchéité du raccord de la tête de puits); avant de forer le bouchon de toute colonne de tubage; avant de commencer l'essai d'écoulement; après toute réparation ou tout événement nécessitant de déconnecter un joint d'étanchéité; tous les 14 jours de fonctionnement. Si les conditions empêchent l'essai de pression, le repousser d'au plus sept jours.
- Mettre à l'essai par le fond la vanne d'intervention d'urgence, le BOP interne et le robinet inférieur de la tige d'entraînement. Effectuer également un essai de pression de débit sur le BOP interne qui se compose d'un clapet antiretour d'aspiration et d'un palier. Effectuer l'essai à basse pression (1 400 à 2 000 kPa) avant celui à haute pression. Mettre à l'essai les BOP et les autres équipements de contrôle de la pression à une pression supérieure à la pression superficielle anticipée.
- Mettre à l'essai l'annulaire à au moins 50 % de la pression de service.
- Les composantes conformes maintiennent une pression stable à au moins 90 % de la pression d'essai requise pendant cinq minutes (essai à basse pression) et dix minutes (essai à haute pression) lors de l'essai.
- Il est possible de mettre à l'essai les mâchoires à alésage variable sur un seul diamètre de tube dans la colonne.
- Mettre à l'essai toutes les vannes du collecteur de duses et des systèmes de purge et de neutralisation pour en confirmer

l'étanchéité.

- Il n'est pas nécessaire de mettre à l'essai les duses réglables.
- Effectuer des essais de fonctionnement et de basse pression sur le déflecteur après son installation.
- Consigner tous les renseignements et les résultats des essais de pression.
- OCTNLHE, 2011 (29.6) : Préserver l'intégrité du puits en cas de déconnexion d'urgence, de défaut dans la structure du tube prolongateur, ou de toute autre situation où le système de commande hydraulique ou multiplexe n'active pas le BOP.

Contrôle du puits

API

- API RP 5C7: Recommended Practice for for Coiled Tubing Operations in Oil and Gas Well Services, 1^{re} édition, décembre 1996
- API RP 17G: Recommended Practice for Design and Operation of Completion/Workover Riser Systems, 1^{re}édition, janvier 1995
- API RP 53: Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells, 3^e édition, mars 1997
- API RP 64: Recommended Practice for Diverter Systems Equipment and Operations, 2^e édition, novembre 2001
- ANSI/API Spec 6A (ISO10423-2003): Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment, 19^e édition, juillet 2004
- ANSI/API Spec 16A (ISO 13533:2001): Specification for Drill-through Equipment, 3^e édition, juin 2004
- API Spec 16C: Specification for Choke and Kill Systems, 1^{re} édition, 29 janvier 1993
- API Spec 16D: Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment and Control Systems for Diverter Equipment,

2^e édition, juillet 2004 (entrée en vigueur en janvier 2005)

- API Spec 17D: Specification for Subsea Wellhead and Christmas Tree Equipment, 1^{re} édition, 30 octobre 1992; Supplement 1, 1^{er} mars 1993, et Supplement 2, juin 1996
- NACE MR0175–92 (art. 53024): Standard Material Requirements, Sulfide Stress Cracking Resistant – Metallic Materials for Oilfield Equipment
- Mud Gas Separator Sizing and Evaluation, SPE 20430, G.R. MacDougal, décembre 1991
- NORSOK Standard D-010, Well Integrity in Drilling and Well Operations, Rev. 3, août 2004
- API Spec 6A: Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment
- API Spec 7: Specification for Rotary Drilling Equipment
- API RP 14E: Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems
- API RP 64: Recommended Practices for Diverter Systems Equipment and Operations
- Les États-Unis se sont dotés de mesures normatives pour l'installation des BOP plutôt que de réglementations fondées sur la performance.
- Les BOP sont conçus, installés, entretenus, mis à l'épreuve et utilisés de manière à garantir le contrôle du puits.
- La conception des BOP est vérifiée par un tiers indépendant qui :
 - s'assure que les mâchoires de sécurité à fermeture totale et à cisaillement installées dans le BOP sont capables de couper toute tige de forage dans le trou sous la pression superficielle maximale anticipée;
 - s'assure que le BOP est conçu expressément pour fonctionner dans les conditions et le puits où il est appelé à servir;

- s'assurer que le BOP n'a pas été endommagé au cours d'une utilisation précédente.
- Le BOP comprend à tout le moins :
 - trois obturateurs antiéruption à télécommande hydraulique, dont la pression de service de chacun équivaut au moins à la pression superficielle maximale anticipée à laquelle il sera assujéti, à l'exception de l'obturateur annulaire qui ne dépasse pas 5 000 psi;
 - un quatrième BOP, si on prévoit que la pression dépassera 5 000 psi;
 - une manchette à sorties latérales, si le corps de l'obturateur en est dépourvu;
 - une ligne et un collecteur de duses;
 - une ligne d'injection distincte de la ligne d'évacuation;
 - une vanne de sécurité, en position ouverte, facile d'accès sur le plancher de forage pour chacune des colonnes ou des dimensions de tubes traités.
- Tout l'équipement antiéruption (BOP) subit les essais requis pour démontrer qu'il respecte les règlements en vigueur ou les spécifications de l'exploitant et du sous-traitant si celles-ci sont plus exigeantes.
- Tous les obturateurs antiéruption subissent les essais à basse pression (203 à 290 psi) avant ceux à haute pression.
- Les essais de pression des obturateurs annulaires et à mâchoires se font avec de l'eau ou un autre fluide ininflammable sans particules solides.
- Obturateurs annulaires :
 - Pour un fonctionnement conventionnel, les mettre à l'essai à la pression la moins élevée entre 70 % de leur pression nominale de service, la pression de service de la tête de puits ou 70 % de la pression minimale de rupture de la colonne de production.
- Pour un fonctionnement concentrique, les

mettre à l'essai à la pression la moins élevée entre 70 % de leur pression nominale de service ou la pression de service de l'arbre de Noël.

- Si la pression nominale de service dépasse considérablement la pression superficielle maximale anticipée, on peut mettre l'obturateur à l'essai à cette pression ou à une pression plus élevée.
- Obturateurs à mâchoires :
 - Pour un fonctionnement conventionnel, les mettre à l'essai à leur pression nominale de service, à la pression de service de la tête de puits ou à 70 % de la pression de rupture interne minimale de la colonne de production.
 - La pression d'essai n'est jamais inférieure à la pression superficielle maximale anticipée.
 - Pour un fonctionnement concentrique, les mettre à l'essai à la pression la moins élevée entre la pression nominale de service du BOP ou la pression nominale de service de l'arbre de Noël.
 - Si la pression nominale de service dépasse considérablement la pression superficielle maximale anticipée, on peut mettre les BOP à l'essai à cette pression ou à une pression plus élevée.
- L'équipement du BOP est mis à l'essai :
 - après son installation;
 - au moins une fois par semaine, sans dépasser sept jours entre les essais (à moins d'activités anormales qui ne laissent pas assez de temps) à condition que ce soit fait dès que possible;
 - après tout événement qui nécessite la déconnexion d'un joint d'étanchéité dans l'obturateur ou du bloc obturateur;
 - avant les essais de puits.
- Les obturateurs à mâchoires sont actionnés quotidiennement pour en assurer le bon fonctionnement en cas d'utilisation de la

colonne de production, de la tige de forage ou de la colonne de travail.

- Toutes les équipes participent au moins une fois par semaine à un exercice de contrôle du puits pour garantir que leurs membres sont informés et formés adéquatement pour s'acquitter des fonctions d'urgence qui leur incombent.
- Tous les essais et exercices relatifs au BOP sont consignés au registre des activités quotidiennes.

NORSOK

- Les essais de pression des barrières du puits se font :
 - avant leur exposition à la pression différentielle de la phase d'exploitation;
 - après le remplacement de composantes de confinement contre la pression d'une barrière;
 - si on soupçonne une fuite;
 - si un élément est exposé à une pression ou à une charge différente de celle de l'essai initial;
 - si un élément de la barrière a été accidentellement exposé à une pression différentielle ou à une charge supérieure aux valeurs de conception initiale du puits;
 - périodiquement, conformément aux critères d'acceptation des barrières.
- La pression de service du BOP dépasse la pression maximale de conception, y compris une marge pour la neutralisation.
- La mâchoire ou le dispositif d'obturation est capable de couper la tige de forage, la colonne de production, le câble et tout autre outil spécifié et d'obturer le trou de forage par la suite.
- Si on utilise des éléments impossibles à cisailer, au moins une mâchoire à fermeture sur tiges ou un obturateur annulaire est capable d'obturer la dimension de ces éléments.

- Pour les unités flottantes, le raccord de tête de puits est équipé d'un dispositif de déverrouillage secondaire par VTG.
- Les tiges de forage coniques sont dotées de mâchoires à fermeture sur tiges pour chaque dimension de tige.
- Les mâchoires à alésage variable possèdent une charge utile suffisante à l'arrêt de pompage.
- Une sortie se trouve sous le bloc de tubes prolongateurs inférieur. On se sert de cette sortie en dernier recours pour reprendre le contrôle du puits.
- Le BOP possède un affichage de la pression et de la température à la surface.
- Le BOP est connecté à un collecteur de duses et au dégazeur.

Contrôle de l'afflux de fluide

API

- Utiliser des barrières mécaniques de fond en plus d'une cimentation conforme et non en remplacement de celle-ci (peut ne pas être nécessaire ni recommandé dans certains cas).
- En présence d'une zone d'écoulement potentiel non séparée par la barrière mécanique, on peut renforcer la barrière de ciment :
 - avec des joints d'étanchéité;
 - en égalisant le calibre des puits de forage aux endroits de mise en place;
 - en le mettant en place dans des formations compétentes;
 - en esquichant du ciment dans la colonne perdue en cas de perte de circulation;
 - en pointant et en esquichant, au besoin;
 - en retardant la pose des joints pour laisser le ciment prendre adéquatement;
 - en optimisant tous les paramètres de la cimentation primaire;
 - en éliminant tous les vides qui peuvent

Essais de puits

Essais de puits

Les demandes d'autorisation de projets de production ou de forage de puits doivent comporter des programmes adéquats d'acquisition des données sur la formation (mesures, échantillons, analyses). Celles-ci serviront à l'évaluation complète des caractéristiques géologiques et de la qualité du gisement.

DORS/2009-315 (31) : Référence pour la profondeur du puits

L'exploitant veille à ce que toute mesure de la profondeur d'un puits soit prise à partir d'un point de référence unique, qui est soit la table de rotation, soit la fourrure d'entraînement de l'appareil de forage.

DORS/2009-315 (49, 50)

L'exploitant veille à ce que les programmes d'acquisition des données relatives aux puits et aux champs soient appliqués selon les règles de l'art en matière

DORS/2009-316 (31) : Référence pour la profondeur du puits

L'exploitant veille à ce que toute mesure de la profondeur d'un puits soit prise à partir d'un point de référence unique, qui est soit la table de rotation, soit la fourrure d'entraînement de l'appareil de forage.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (31) : mesurer la distance entre la table de rotation (TR) et le fond de la mer (FM), puis utiliser cette donnée comme mesure étalon. Enregistrer la distance entre la bride du tubage et la table de rotation ou la fourrure d'entraînement (FE).
- Pour une installation flottante, corriger la distance TR-FM en fonction du niveau moyen de la mer et des marées.
- Prendre les mesures de profondeur en mètres et les enregistrer, soit la profondeur mesurée à partir de la table de rotation, ou mTR(PM), et la profondeur verticale réelle à partir de la table de rotation, ou mTR(PVR).
- Utiliser les diagraphies de puits pour obtenir un bon contrôle de profondeur en vue des perforations, de la mise en place de la garniture d'étanchéité (packer), etc.

Consulter le Règlement de gestion des ressources (en norvégien seulement) qui régit les essais d'écoulement.

PSA : Règlement sur les activités (29)

Pendant la programmation des travaux, l'exploitant s'assure de maîtriser les principaux facteurs de risque.

PSA : Règlement sur les activités (30)

Avant d'entreprendre les activités, il faut vérifier qu'elles satisfont aux exigences de sécurité.

PSA : Règlement sur les installations (53)

L'équipement de puits et de surface est conçu pour maintenir un débit régularisé pendant la production, l'injection et les essais, notamment au moyen de la rame de forage et du collecteur de duses. Les puits d'hydrocarbures en installation permanente, à l'exception de ceux forés dans le fond marin, doivent être équipés d'une vanne de sécurité dans l'espace annulaire. La conduite d'écoulement doit être équipée d'une vanne de sécurité de fond.

- emprisonner des fluides;
- en prévenant les restrictions de débit (minimisant ainsi la densité de circulation équivalente);
- en effectuant une cimentation à circulation inverse, au besoin;
- en bonifiant les propriétés mécaniques du ciment, au besoin.

API

- Le programme d'essai de puits remis aux autorités compétentes comprend : une estimation de la pression d'écoulement et de la pression statique dans le tubage; une estimation du débit et des volumes cumulatifs; la durée de l'écoulement, de la montée de pression et des pompages; la description et la classification de l'équipement d'essai de surface et d'essai sous-marin; les dessins techniques, notamment ceux montrant la configuration de l'équipement d'essai; la description de l'équipement de sécurité, y compris les détecteurs de gaz et l'équipement de lutte contre les incendies; les méthodes proposées pour manipuler et transporter les fluides produits; et la description des procédures d'essai. Le directeur de district donne un avis d'au moins 24 heures avant le début d'un essai de puits.

NORSOK

- NORSOK D-010 : Les données sur la mécanique des roches sont systématiquement recueillies pour garantir l'intégrité du puits tout au long de son cycle de vie. Il existe différents essais d'intégrité de

Arctique

d'exploitation pétrolière. Si un tel programme ne peut être appliqué en totalité, l'exploitant en informe l'Office et lui présente les mesures prévues pour atteindre autrement les objectifs du programme. L'Office approuve ces mesures supplémentaires à condition qu'elles soient raisonnables et qu'elles permettent d'atteindre les objectifs fixés.

DORS/2009-315 (51)

Toute formation doit être mise à l'essai et échantillonnée de manière à obtenir des données sur la pression et des échantillons pour l'évaluation du réservoir et des caractéristiques géologiques.

DORS/2009-315 (53, 54, 55)

L'exploitant entrepose et transporte les échantillons de déblais de forage et de fluides ainsi que les carottes emballés dans des contenants durables et correctement étiquetés de manière à prévenir les pertes ou la détérioration. Il remet les échantillons ou au moins la moitié de la section transversale des carottes dans les 60 jours suivant la date de libération de l'appareil de forage ou aussitôt l'analyse terminée. Dans un avis écrit, il offre à l'Office la possibilité d'obtenir les échantillons (déblais, fluides, carottes et données) qu'il a l'intention d'éliminer.

Terre-Neuve-et-Labrador

DORS/2009-316 (49,50)

L'exploitant veille à ce que les programmes d'acquisition des données relatives aux puits et aux champs soient appliqués selon les règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière. Si un tel programme ne peut être appliqué en totalité, l'exploitant en informe l'Office et lui présente les mesures prévues pour atteindre autrement les objectifs du programme. L'Office approuve ces mesures supplémentaires à condition qu'elles soient raisonnables et qu'elles permettent d'atteindre les objectifs fixés.

DORS/2009-316 (51)

Toute formation doit être mise à l'essai et échantillonnée de manière à obtenir des données sur la pression et des échantillons pour l'évaluation du réservoir et des caractéristiques géologiques.

DORS/2009-316 (53, 54, 55)

L'exploitant entrepose et transporte les échantillons de déblais de forage et de fluides ainsi que les carottes emballés dans des contenants durables et correctement étiquetés de manière à prévenir les pertes ou la détérioration. Il remet les échantillons ou au moins la moitié de la section transversale des carottes dans les 60 jours suivant la date de libération de l'appareil de forage ou aussitôt l'analyse terminée. Dans un avis écrit, il offre à l'Office la possibilité d'obtenir les échantillons (déblais, fluides, carottes et données) qu'il a l'intention d'éliminer.

Norvège

Normes et pratiques recommandées

formation. Ils sont choisis en fonction des objectifs.

- Les essais de résistance à la pression (ERP) et les essais d'intégrité de la formation (FIT) servent à confirmer si la formation et le tubage peuvent résister à la pression prédéterminée.
- Les essais de pression de fuite (FLOT) servent à déterminer la pression à laquelle la paroi du trou de forage et du tubage peut résister.
- Les essais de pression de fuite de la formation étendue (XLOT) servent à déterminer la contrainte minimale in situ.
- En puits d'exploration et d'exploitation (forage et injection de boue dans le trou de forage), l'intégrité de la formation est déterminée à l'aide des essais ERP, FIT ou XLOT. Les mesures prélevées doivent être supérieures à la pression de conception de la section en tenant compte de la pression hydrostatique.
- En puits de production (activités de complétion au moyen de fluide dépourvu d'impureté et activités de production, d'injection et d'abandon), la mesure étalon de la pression du trou de forage est calculée en fonction de la pression du gisement (moins la pression hydrostatique) pour les producteurs en fonction de la pression d'injection maximale (plus la pression hydrostatique) pour les injecteurs. Pour les puits de production existants, il est possible d'utiliser la pression d'intégrité de la formation.
- Les valeurs initiales doivent être réévaluées avant l'abandon définitif d'un puits.
- Normes NORSOK D-010 (5.7.4) : Un relevé directionnel est exécuté tous les 100 m. Ces données servent à dissiper les incertitudes découlant des erreurs d'analyse des outils.
- NORSOK D-010 : La sélection des méthodes et des procédures d'essai de puits et de l'équipement connexe prend en

considération la sécurité et les risques pour l'environnement, l'efficacité opérationnelle et le rapport coût-efficacité.

- Tous les composants du train de tiges d'essai doivent faire l'objet d'une vérification du cas de charge.
- Les calculs de conception du train de tiges d'essai sont étayés suivant des méthodes reconnues.
- Les cas de charge, notamment les calculs de la résistance à l'éclatement et à l'effondrement et de la charge axiale, portent sur des activités programmées.
- Le train de tiges d'essai comporte au moins les éléments suivants : garnitures d'étanchéité amovibles d'essai, deux vannes de mise en circulation indépendantes et un joint de sûreté.
- Le train de tiges d'essai doit pouvoir se fermer à la hauteur du BOP pour remplir les critères d'acceptabilité de barrière.
- Dans le cadre d'activités sous-marines, il faut pouvoir :
 - déconnecter le train de tiges d'essai sous les mâchoires à fermeture totale et les mâchoires de cisaillement;
 - couper la tige ou le tubage d'ancrage et sceller le trou de forage;
 - tuer le puits en y injectant un fluide par l'arbre d'essai à la surface, au moyen d'une pompe ou d'une pompe HP, et en récupérant les retours de fluide par le collecteur de duses ou le dégazeur;
 - maintenir une voie de circulation en tout temps dans le train de tiges d'essai.
- Les outils d'essai de fond présentent un facteur de conception minimal de 1,10.
- Les instruments d'essai sont conçus pour résister aux charges prévues durant les phases d'exploitation et sont exempts d'arêtes vives.
- L'équipement de fond de puits canalise la production de fluide du gisement dans le

Arctique

Terre-Neuve-et-Labrador

Norvège

Normes et pratiques recommandées

tubage d'essai, ou l'écoulement du tubage dans la formation.

- L'équipement de fond de puits assure la circulation entre le tubage et l'annulaire aux fins de contrôle du puits.

Essais de pression et d'étanchéité

DORS/2009-315 (33) : Test de pression de fracturation

Un test de pression de fracturation ou un essai d'intégrité de la formation est effectué avant tout forage à une profondeur de plus de 10 m au-dessous du sabot de tout tubage autre que le tubage initial. Un test de pression de fracturation ou un essai d'intégrité de la formation est effectué à une pression qui permet d'assurer la sécurité du forage jusqu'à la prochaine profondeur de colonne prévue. Un registre de chaque test de pression de fracturation est conservé et les résultats sont consignés dans le rapport journalier de forage dans le rapport final du puits. Il n'est pas nécessaire d'effectuer un essai d'intégrité de la formation pour un tubage initial. Conçus pour les tubages en surface, les colonnes de tubage et autres revêtements comportant un BOP, ces essais fournissent les données essentielles au contrôle du puits.

DORS/2009-316 (33)

Un test de pression de fracturation ou un essai d'intégrité de la formation est effectué avant tout forage à une profondeur de plus de 10 m au-dessous du sabot de tout tubage autre que le tubage initial. Un test de pression de fracturation ou un essai d'intégrité de la formation est effectué à une pression qui permet d'assurer la sécurité du forage jusqu'à la prochaine profondeur de colonne prévue. Un registre de chaque test de pression de fracturation est conservé et les résultats sont consignés dans le rapport journalier de forage dans le rapport final du puits. Il n'est pas nécessaire d'effectuer un essai d'intégrité de la formation pour un tubage initial. Conçus pour les tubages en surface, les colonnes de tubage et autres revêtements comportant un BOP, ces essais fournissent les données essentielles au contrôle du puits.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (33.1) : Les essais de pression de fuite et les essais d'intégrité de formation sont requis (et effectués suivant les normes de l'industrie) pour établir la pression maximale à laquelle la formation peut résister et pour vérifier l'intégrité du ciment à la hauteur du sabot de tubage. Ces essais fournissent également des données sur la résistance de la formation qui serviront à la conception du puits et à la planification des activités. Il n'est pas nécessaire d'effectuer un essai de pression de fuite ou un essai d'intégrité de formation pour un tubage initial. Les résultats de ces essais sont consignés dans le rapport de forage quotidien et dans le rapport final du puits. Le rapport final du puits fournit de l'information suffisamment détaillée, y compris les tables de pression et les calculs, afin de permettre aux examinateurs d'interpréter et d'analyser les résultats.

PSA : Règlement sur les installations (53)***Directives***

- Pour que l'équipement de puits et de surface maintienne un débit régularisé pendant les essais, appliquer la norme NORSOK D-10 (art. 6, 7, 8, 14 et 15) et la norme NORSOK D-007 en matière de santé, d'environnement de travail et de sécurité.
- S'assurer que l'équipement en place peut s'adapter à toute variation des conditions préalables, notamment la défaillance d'un élément de barrière.
- S'assurer que l'équipement convient aux interventions de puits, au reconditionnement, à l'obturation de puits et à la collecte des données sur le puits, qui sont importantes du point de vue de la sécurité.
- Au besoin, consulter l'article 5, H 100-200, du chapitre 2 de la norme DNV OS-E101 pour les installations mobiles inscrites au registre de transport maritime.
- Consulter le Règlement de gestion des ressources (en norvégien seulement) qui régit les essais d'écoulement.

Arctique

Terre-Neuve-et-Labrador

Norvège

Normes et pratiques recommandées

Essais de pression de fuite

DORS/2009-315 (34)

- L'équipement utilisé pour les essais d'écoulement est conçu de façon à contrôler en toute sécurité la pression du puits, à évaluer correctement la formation et à prévenir la pollution. La pression nominale de marche du collecteur d'essai du puits et en amont de celui-ci est supérieure à la pression statique maximale prévue.
- L'équipement en aval du collecteur d'essai du puits est suffisamment protégé contre la surpression. L'équipement utilisé pour les essais de puits comporte une vanne de sécurité de fond qui permet la fermeture du train de tiges d'essai au-dessus de la garniture d'étanchéité.
- Dans le cas d'une unité de forage flottante, l'équipement utilisé pour les essais d'écoulement comporte un arbre sous-marin muni d'une soupape qui peut être actionnée de la surface et se ferme automatiquement au besoin pour empêcher un écoulement incontrôlé du puits. L'arbre sous-marin est également muni d'un système de libération qui permet au train de tiges d'essai d'être débranché de façon mécanique ou hydraulique à l'intérieur ou au-dessous des BOP.

DORS/2009-315 (51)**DORS/2009-316 (34)**

- L'équipement utilisé pour les essais d'écoulement est conçu de façon à contrôler en toute sécurité la pression du puits, à évaluer correctement la formation et à prévenir la pollution. La pression nominale de marche du collecteur d'essai du puits et en amont de celui-ci est supérieure à la pression statique maximale prévue.
- L'équipement en aval du collecteur d'essai du puits est suffisamment protégé contre la surpression. L'équipement utilisé pour les essais de puits comporte une vanne de sécurité de fond qui permet la fermeture du train de tiges d'essai au-dessus de la garniture d'étanchéité.
- Dans le cas d'une unité de forage flottante, l'équipement utilisé pour les essais d'écoulement comporte un arbre sous-marin muni d'une soupape qui peut être actionnée de la surface et se ferme automatiquement au besoin pour empêcher un écoulement incontrôlé du puits. L'arbre sous-marin est également muni d'un système de libération qui permet au train de tiges d'essai d'être débranché de façon mécanique ou hydraulique à l'intérieur ou au-dessous des BOP.

Directives

- OCTNLHE, 2011 (34) : Appliquer la norme NORSOL D-SR-007 Well Testing Systems (systèmes d'essais de puits) à l'équipement et aux procédures, à moins qu'elle interfère avec les règles de l'OCTNLHE. Pendant les essais en eau profonde, un mandrin (ou l'équivalent) pour sceller le tube prolongateur immédiatement sous la table de rotation relié au déflecteur de l'outil de forage peut servir de dispositif d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures dans tube prolongateur. Si les moyens adéquats existent, il faut faire circuler un fluide dans le

PSA : Règlement sur les activités (69)

Consulter le Règlement de gestion des ressources (en norvégien seulement) qui régit les essais d'écoulement.

Les essais d'écoulement sont menés de manière à produire le moins de répercussions possible sur l'environnement, c'est-à-dire que les déversements en mer sont interdits, sauf si les matières déversées ont été assainies. Cette exigence ne s'applique pas aux installations qui n'ont pas de poste de traitement. Le torchage s'effectue de jour, mais on évitera cette pratique dans la mesure du possible. L'exploitant doit obtenir un permis avant de réinjecter des fluides produits.

Directives

- NORSOK D-007 (5.6.2.2) : concevoir un train de tiges d'essai capable de tuer le puits si la vanne d'essai ne se ferme pas.
- NORSOK D-007 (annexe 1) : Les essais aux tiges de fond portent sur les éléments suivants : garnitures d'étanchéité permanentes ou amovibles, vanne d'essai, vannes de mise en circulation, joints coulissants, coulisse de forage hydraulique, joint de sûreté, vannes auxiliaires, vannes de vidange, ponts, vannes d'essai de tubage et vanne de sécurité de fond.
- NORSOK D-010 (art. 6) : Respecter les exigences de contrôle de puits pendant les essais, y compris la présence de deux barrières de puits.

- S'il y a lieu de croire que des données sur la pression des réservoirs ou des échantillons de fluide contribueraient sensiblement à l'évaluation du réservoir et de la géologie des lieux, l'exploitant veille à ce que toute formation dans un puits soit mise à l'essai et échantillonnée de manière à obtenir ces données ou échantillons.

DORS/2009-315 (52)

- Aucun puits d'exploitation n'est mis en production sans que l'Office n'en ait approuvé l'essai d'écoulement ou l'essai aux tiges. Lorsqu'un puits fait l'objet de travaux de reconditionnement qui pourraient en modifier la capacité de débit, la productivité ou l'injectivité, il est soumis, dans un délai raisonnable après la fin des travaux, à un essai d'écoulement. L'exploitant peut effectuer un essai d'écoulement si l'Office a approuvé le programme d'essai détaillé. L'Office peut exiger un essai aux tiges sur un puits foré dans une structure géologique, autre que le premier puits, s'il y a lieu de croire que cet essai contribuerait sensiblement à l'évaluation du réservoir et de la géologie des lieux. L'Office approuve l'essai d'écoulement si l'exploitant démontre que celui-ci sera effectué en toute

tube prolongateur pendant les essais d'écoulement pour suivre les volumes et détecter les infiltrations. Les pressions nominales de marche sont interprétées comme celles en amont du collecteur de duses et en supposant que les vannes de sûreté protègent l'équipement d'essai en aval. L'exploitant doit spécifier le type de vanne de sécurité de fond utilisée pour les essais d'écoulement.

DORS/2009-316 (51)

S'il y a lieu de croire que des données sur la pression des réservoirs ou des échantillons de fluide contribueraient sensiblement à l'évaluation du réservoir et de la géologie des lieux, l'exploitant veille à ce que toute formation dans un puits soit mise à l'essai et échantillonnée de manière à obtenir ces données ou échantillons.

DORS/2009-316 (52)

Aucun puits d'exploitation n'est mis en production sans que l'Office n'en ait approuvé l'essai d'écoulement ou l'essai aux tiges. Lorsqu'un puits fait l'objet de travaux de reconditionnement qui pourraient en modifier la capacité de débit, la productivité ou l'injectivité, il est soumis, dans un délai raisonnable après la fin des travaux, à un essai d'écoulement. L'exploitant peut effectuer un essai d'écoulement si l'Office a approuvé le programme d'essai détaillé. L'Office peut exiger un essai aux tiges sur un puits foré dans une structure géologique, autre que le premier puits, s'il y a lieu de croire que cet essai contribuerait sensiblement à l'évaluation du réservoir et de la géologie des lieux. L'Office approuve l'essai d'écoulement si l'exploitant démontre que celui-ci sera effectué en toute sécurité, sans causer de pollution et conformément aux règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière et qu'il lui permettra

Arctique**Terre-Neuve-et-Labrador****Norvège****Normes et pratiques recommandées**

sécurité, sans causer de pollution et conformément aux règles de l'art en matière d'exploitation pétrolière et qu'il lui permettra de recueillir des données sur la capacité de débit ou la productivité du puits, d'établir les caractéristiques du réservoir et d'obtenir des échantillons représentatifs des fluides de formation. Consulter la liste des normes à la section 8.7

de recueillir des données sur la capacité de débit ou la productivité du puits, d'établir les caractéristiques du réservoir et d'obtenir des échantillons représentatifs des fluides de formation. Consulter la liste des normes à la section 8.7

- OCTNLHE, 2011 (51) : directive sur l'acquisition de données et la préparation de rapports.
- OCTNLHE, 2011 (52) : directive sur l'acquisition de données et la préparation de rapports.

Diagraphies des carottes

Arctique

DORS/2009-315 (53,54)

L'exploitant entrepose et transporte les échantillons de déblais de forage et de fluides ainsi que les carottes emballés dans des contenants durables et correctement étiquetés de manière à prévenir les pertes ou la détérioration.

DORS/2009-315 (53, 54, 55)

- L'exploitant prévoit effectuer le carottage d'un puits d'exploration ayant révélé la présence d'hydrocarbures dans la cible «principale» du puits (gisement), à condition que le puits remplisse les critères de carottage de l'exploitant.
- L'exploitant prélève des carottes dans les cibles «secondaires» s'il l'estime nécessaire.
- Dans les puits de délimitation, le carottage vise à déterminer l'hétérogénéité du gisement et, dans la mesure du possible, à prévenir les contacts entre fluides.
- Dans les puits d'exploitation sélectionnés, le carottage sert à faire la représentation spatiale des couches horizontales ciblées, y compris des couches gazéifères, pétrolifères ou aquifères, et des couches du gisement pouvant servir à évaluer l'efficacité du schéma d'appauvrissement utilisé.
- L'exploitant recourt au

Terre-Neuve-et-Labrador

DORS/2009-316 (53,54)

L'exploitant entrepose et transporte les échantillons de déblais de forage et de fluides ainsi que les carottes emballés dans des contenants durables et correctement étiquetés de manière à prévenir les pertes ou la détérioration.

DORS/2009-316 (53, 54, 55)

- L'exploitant prévoit effectuer le carottage d'un puits d'exploration ayant révélé la présence d'hydrocarbures dans la cible «principale» du puits (gisement), à condition que le puits remplisse les critères de carottage de l'exploitant.
- L'exploitant prélève des carottes dans les cibles «secondaires» s'il l'estime nécessaire.
- Dans les puits de délimitation, le carottage vise à déterminer l'hétérogénéité du gisement et, dans la mesure du possible, à prévenir les contacts entre fluides.
- Dans les puits d'exploitation sélectionnés, le carottage sert à faire la représentation spatiale des couches horizontales ciblées, y compris des couches gazéifères, pétrolifères ou aquifères, et des couches du gisement pouvant servir à évaluer l'efficacité du schéma d'appauvrissement utilisé.
- L'exploitant recourt au carottage latéral lorsqu'il ne peut pas utiliser la méthode conventionnelle.
- L'exploitant veille à ce que les échantillons de déblais de forage ou de fluides et les carottes recueillis soient :
 - transportés et entreposés de manière à prévenir les pertes ou la détérioration;
 - expédiés à l'Office dans les soixante (60) jours suivant la date de libération de l'appareil de forage, sauf s'ils sont en cours d'analyse, auquel cas ils sont expédiés, ou ce qu'il en reste est expédié, après l'analyse;
 - emballés dans des contenants durables et

Norvège

Les recherches en anglais sur les exigences norvégiennes en matière de diagraphie des carottes n'ont donné aucun résultat.

Normes et pratiques recommandées

Arctique**Terre-Neuve-et-Labrador****Norvège****Normes et pratiques recommandées**

carottage latéral lorsqu'il ne peut pas utiliser la méthode conventionnelle.

- L'exploitant veille à ce que les échantillons de déblais de forage ou de fluides et les carottes recueillis soient :
 - transportés et entreposés de manière à prévenir les pertes ou la détérioration;
 - expédiés à l'Office dans les soixante (60) jours suivant la date de libération de l'appareil de forage, sauf s'ils sont en cours d'analyse, auquel cas ils sont expédiés, ou ce qu'il en reste est expédié, après l'analyse;
 - emballés dans des contenants durables et correctement étiquetés.
- Les échantillons nécessaires à des analyses, à des recherches ou à des études universitaires sont prélevés des carottes conventionnelles. Le reste des carottes, au moins la moitié de la section transversale, est remis à l'Office.
- L'exploitant veille à ce que, avant l'élimination de tout échantillon de déblais de forage ou de fluides, de carottes ou de données d'évaluation aux termes du présent règlement, l'Office en soit avisé par écrit et à ce qu'on lui offre la possibilité d'en demander livraison.

correctement étiquetés.

- Les échantillons nécessaires à des analyses, à des recherches ou à des études universitaires sont prélevés des carottes conventionnelles. Le reste des carottes, au moins la moitié de la section transversale, est remis à l'Office.
- L'exploitant veille à ce que, avant l'élimination de tout échantillon de déblais de forage ou de fluides, de carottes ou de données d'évaluation aux termes du présent règlement, l'Office en soit avisé par écrit et à ce qu'on lui offre la possibilité d'en demander livraison.

Relevés directionnels

Arctique	Terre-Neuve-et-Labrador	Norvège	Normes et pratiques recommandées
<p><u>DORS/2009-315 (32)</u> L'exploitant effectue le relevé directionnel à des intervalles qui permettent de situer correctement le trou de forage et de s'assurer qu'aucun puits n'en coupe un autre (à l'exception d'un puits de secours).</p>	<p><u>DORS/2009-316 (32)</u> L'exploitant effectue le relevé directionnel à des intervalles qui permettent de situer correctement le trou de forage et de s'assurer qu'aucun puits n'en coupe un autre (à l'exception d'un puits de secours).</p> <p>Directives</p> <ul style="list-style-type: none"> • Effectuer les relevés à des intervalles permettant de situer avec précision le trou de forage. • Sauf pour les puits de secours, forer chaque puits en veillant à ce qu'il n'en coupe aucun autre. • Recueillir suffisamment de données relatives à la déviation et à la direction pour que le trou de forage atteigne la cible spécifiée. • Définir préalablement l'espacement et la cible du puits. • Indiquer la fréquence des relevés directionnels dans la demande d'autorisation de forage de puits. • Consigner les résultats de ces relevés dans le rapport de forage quotidien et dans le rapport final du puits. • Dans le cas de forage de puits multiples au même endroit ou à proximité les uns des autres, utiliser au besoin des mesures obtenues pendant le forage (MWD) ou des données gyroscopiques pour déterminer l'emplacement exact du trou de forage, toujours en vue d'éviter qu'ils n'en coupent d'autres. 	<p>Les relevés directionnels et l'emplacement des têtes de puits sont documentés conformément aux exigences de l'article 5.7.4 de la norme NORSOK D-010.</p>	

Stimulation de puits

<p>En vertu des alinéas 101(7) (a) à (c) de la Loi fédérale sur les hydrocarbures (LFH), l'Office national de l'énergie cherche à faire approuver la publication des obligations propres à la</p>	<p>Au terme d'une recherche appliquée en quête de règlements ou de directives, la seule exigence propre à la stimulation de puits est l'approbation de modifier l'état du puits. Les règles sur la surveillance, l'intégrité et le contrôle demeurent.</p>	<p>Au terme d'une recherche appliquée, il n'existe vraisemblablement pas de règlements ni de directives propres à la stimulation de puits.</p>	<p>API</p> <ul style="list-style-type: none"> • API E5: Environmental Guidance Document: Waste Management in Exploration and Production Operation • API Spec 6A: Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment
---	--	--	---

Arctique

fracturation hydraulique qui touchent son territoire d'autorité sur le site Web www.fracfocus.ca (en anglais).

Terre-Neuve-et-Labrador

Norvège

Normes et pratiques recommandées

- API Recommended Practice 100-1, Hydraulic Fracturing: Well Integrity and Fracture Containment. API Recommended Practice 100-1, Hydraulic Fracturing: Well Integrity and Fracture Containment.
- ANSI/API Recommended Practice 100-2, Managing Environmental Aspects Associated with Exploration and Production Operations Including Hydraulic Fracturing, août 2015.
 - Le tubage de production installé et cimenté doit résister à la pression de la fracturation hydraulique. Il est possible d'utiliser une sorte de tige de fracturation haute pression, retirée après l'utilisation, pour isoler le tubage de la pression de traitement élevée.
- Il est recommandé que l'exploitant ou son représentant soit présent lors de la fracturation. Des réunions sur la sécurité et les activités sont obligatoires.
- Vérifier le bon fonctionnement de tout l'équipement avant la fracturation. Effectuer un essai à la pression maximale sur toutes les conduites à haute pression reliant les appareils de pompage à la tête de puits. Éliminer toutes les fuites avant d'amorcer le traitement.
- S'il s'agit d'un puits horizontal, il est possible de procéder en plusieurs étapes ou cycles, du bas vers le haut de l'intervalle de production.
- Les traitements par fracturation hydraulique sont conçus par ordinateur pour fracturer seulement au-dessus du toit imperméable de la formation.
- Les techniques de surveillance des fractures servent à confirmer la zone touchée et à peaufiner la modélisation informatique pour améliorer les prévisions.
- Effectuer des évaluations pour déterminer les conditions originales de la surface et de l'eau souterraine avant la fracturation.
- Réaliser une «mini-fracturation» et l'analyser

aux fins d'études favorisant la planification des travaux de fracturation.

NORSOK

- Selon la norme NORSOK D-010 (4.3.3), il faut que la pression de conception maximale au puits tienne compte des activités dont la pression d'injection dépasse celle du réservoir, c'est-à-dire pendant l'injection, l'extraction au gaz et la stimulation.
- La norme NORSOK D-010 (7.6.3) exige que les essais de charge d'injection de boue lourde et de pompage s'appliquent aussi à la stimulation et à la fracturation. La norme NORSOK D-010 (15.11) propose de concevoir, de construire et de choisir les bouchons du dispositif de suspension du tubage en fonction des fluides, notamment ceux de stimulation, pour vérifier la compatibilité.

Comité d'examen indépendant sur la fracturation hydraulique de Terre-Neuve-et-Labrador (NLHFRP)

En octobre 2014, le ministre des Ressources naturelles de Terre-Neuve-et-Labrador a chargé le comité d'examen indépendant sur la fracturation hydraulique de Terre-Neuve-et-Labrador (NLHFRP) de réaliser une enquête publique sur les incidences socioéconomiques et environnementales de la fracturation hydraulique dans l'ouest de Terre-Neuve, et de lui présenter des recommandations quant à la faisabilité. Ce mandat ne touche toutefois pas le milieu extracôtier.

Fermeture et abandon du puits

Fermeture et abandon du puits

DORS/2009-315 (56)

L'exploitant veille à ce que tout puits abandonné ou dont l'exploitation est suspendue soit facilement localisable, isole toute couche renfermant des hydrocarbures et toute couche de pression distincte, et empêche l'écoulement ou le rejet de fluides de formation du trou de forage.

DORS/2009-315 (57)

L'exploitant d'un puits dont l'exploitation est suspendue veille à ce que le puits soit surveillé et inspecté pour en préserver l'intégrité et prévenir la pollution, et qu'il soit facile à localiser à long terme.

DORS/2009-315 (58)

Après l'abandon d'un puits, l'exploitant veille à débarrasser le fond marin de tout matériel ou équipement qui pourrait nuire aux autres utilisations commerciales de la mer.

DORS/2009-315 (59)

Il est interdit à l'exploitant de retirer une installation de forage d'un puits à moins que l'exploitation du puits n'ait cessé conformément au présent règlement.

DORS/2009-316 (56,57,58)

Tout puits abandonné ou dont l'exploitation est suspendue doit être facilement localisable. Isoler particulièrement toute couche renfermant des hydrocarbures ou présentant une pression distincte pour éviter l'écoulement ou le rejet de fluides de la formation. Veiller à ce que tout puits abandonné ou dont l'exploitation est suspendue soit surveillé et inspecté pour en préserver l'intégrité, et que le fond marin laisse libre cours aux autres utilisations commerciales de la mer.

DORS/2009-316 (56)

L'exploitant veille à ce que tout puits abandonné ou dont l'exploitation est suspendue soit facilement localisable, isole toute couche renfermant des hydrocarbures et toute couche de pression distincte, et empêche l'écoulement ou le rejet de fluides de formation du trou de forage.

DORS/2009-316 (57)

L'exploitant d'un puits dont l'exploitation est suspendue veille à ce que le puits soit surveillé et inspecté pour en préserver l'intégrité et prévenir la pollution, et qu'il soit facile à localiser à long terme.

DORS/2009-316 (58)

Après l'abandon d'un puits, l'exploitant veille à débarrasser le fond marin de tout matériel ou équipement qui pourrait nuire aux autres utilisations commerciales de la mer.

DORS/2009-316 (59)

Il est interdit à l'exploitant de retirer une installation de forage d'un puits à moins que l'exploitation du puits n'ait cessé conformément au présent règlement.

PSA : Règlement sur les installations (48)

Installer deux barrières indépendantes et éprouvées dans tout puits en abandon temporaire sans colonne d'achèvement, et vérifier leur capacité à maintenir l'intégrité du puits pendant toute la durée de l'abandon. En cas d'obturation de puits, il est impératif de sectionner le tubage en épargnant les environs.

PSA : Règlement sur les activités (88)

Avant d'abandonner un puits, en garantissant l'intégrité pendant toute la durée prévue. Surveiller l'intégrité des puits sous-marins achevés à abandonner pendant plus d'un an. Il est interdit d'abandonner pendant plus de deux ans un puits d'exploration lancé après le 1er janvier 2014. Il faut boucher et abandonner de façon permanente les couches d'hydrocarbures de tout puits de production abandonné après cette même date lorsqu'il l'a été pendant trois ans, à défaut de surveillance continue. On doit être en mesure de vérifier l'intégrité d'un puits en abandon temporaire en cas de reconnexion. S'il est impossible de retirer des sources radioactives et inévitable de les abandonner, procéder avec grande prudence.

API

- Cimenter tout puits destiné à l'abandon ou à l'interruption des activités temporaire comme s'il s'agissait d'un abandon permanent, sauf en ce qui concerne le nettoyage des lieux. Placer dans le tubage un bouchon de support permanent ou amovible, ou un bouchon de ciment d'au moins 100 pi, entre 15 et 200 pi sous le fond marin.
- Éviter de placer un bouchon de ciment dans un puits satellite sec en attente d'achèvement, surmonté d'un arbre de Noël et muni d'une plateforme ou d'un manchon pour éviter les dommages au tubage lors de l'éventuel retrait.
- Établir un plan d'exécution en vue de respecter les règles applicables et les pratiques de travail admises.
- Former tout le personnel en classe ou sur le chantier à effectuer ses tâches efficacement en toute sécurité.
- Avant le retrait d'un arbre de Noël, évacuer toute pression dans les colonnes de tubage de l'espace annulaire.
- En ce qui concerne l'obturation ou l'isolation d'intervalles perforés au moyen d'une colonne de travail :
 - Installer devant chaque perforation un bouchon de ciment dépassant de 100 pi au-dessus et au-dessous de l'intervalle concerné ou allant jusqu'au nouveau fond du puits après rebouchage, selon la plus courte distance.
 - Si les perforations sont isolées du trou inférieur, procéder par esquichage.
 - Installer un bouchon de support permanent coiffé d'au moins 50 pi de ciment dans les 150 pi au-dessus de

Arctique

Directives

Les Lignes directrices sur l'exploitation pétrolière et gazière dans l'Arctique (2002) mentionnent des pratiques de surveillance précises à l'égard de telles activités. «Il est recommandé d'harmoniser les données de surveillance environnementale de pair avec le PSEA et de les consigner dans l'un des centres de données sur l'Arctique, comme ARIA ou ADD, pour qu'elles soient à la disposition de tous, comme des responsables de la protection ou du suivi de l'environnement du pays aux fins d'évaluation circumpolaire.»

Terre-Neuve-et-Labrador

Directives

- Les plans visent à garantir la mise en place de deux barrières lorsque c'est possible, soit notamment le fluide de forage (y compris le besoin d'en augmenter la densité, lorsque c'est possible, pour compenser la marge du tube prolongateur), les garnitures d'étanchéité, les bouchons de ciment et le BOP.
- Au besoin, l'exploitant veille à la réalisation d'une inspection de la tête de puits afin de vérifier l'efficacité des barrières et l'absence de fuite de fluide hors du trou.
- Suspender l'exploitation pour favoriser la sécurité et l'efficacité des activités.
- L'exploitant s'assure que tout puits abandonné est facile à localiser.
- La densité du fluide dans un puits abandonné doit compenser la pression de la formation.
- Boucher le fond du puits pour empêcher le trou de servir de passage aux fluides des formations situées au-dessous et d'ainsi isoler celles qui n'ont pas été détectées par câble.
- Installer un bouchon de ciment dans toute partie non tubée pour isoler une éventuelle formation de pression anormale, bloquer toute perte de circulation et confiner toute couche d'hydrocarbures ou d'eau potable. Sauf pour les puits d'exploitation, munir tout intervalle perforé voué à l'abandon d'un bouchon de ciment placé le plus près possible de la limite supérieure de la perforation, ou d'un bouchon de support situé à ce niveau, surmonté d'un bouchon de ciment.
- Si la couche renferme du gaz ou est en surpression, soumettre les perforations à l'esquichage et à un essai de pression d'au moins 3 450 kPa supérieure à la pression de facture de la formation.
- Boucher l'intervalle perforé le plus élevé de

Norvège

Normes et pratiques recommandées

- l'intervalle perforé.
- Obturation ou isolation d'intervalles perforés, par l'intermédiaire du tubage :
 - Si les perforations sont isolées du trou inférieur, installer un bouchon posé sous la colonne de production coiffé de ciment au-dessus de l'intervalle perforé.
 - Abandonner les intervalles perforés par esquichage des perforations au moyen du tubage.
 - S'il y a plusieurs intervalles séparés par des garnitures d'étanchéité, installer un bouchon dans un raccord à portée intérieure au moyen d'un câble, ou un bouchon de support dans le tubage reliant les deux couches à isoler. S'il s'agit de l'intervalle supérieur, procéder par esquichage.
 - S'il est impossible d'injecter du ciment sous pression, perforer le tubage et disposer un bouchon de ciment dans la colonne de tubage de l'espace annulaire par la méthode du déplacement.
- Obturation des tronçons de tubage, soit si le tubage a été sectionné et récupéré, ce qui a créé un tronçon dans la colonne de dimension supérieure :
 - Installer devant chaque perforation un bouchon de ciment dépassant de 100 pi au-dessus et au-dessous de l'intervalle concerné.
 - Installer à au moins 50 pi au-dessus du tronçon un obturateur de cimentation coiffé d'au moins 50 pi de ciment, et injecter dans la section inférieure au moins 150 pi de ciment.
 - Placer au moins 50 pi au-dessus du tronçon un bouchon de support permanent coiffé d'au moins 50 pi de ciment.
- Isolation de couches dans un trou non tubé :
 - En présence d'une couche de pétrole, de gaz ou d'eau douce, éviter la

tout puits d'exploitation au moyen d'une des techniques ci-dessus.

- Isoler les différentes couches des puits d'exploitation aux fins de gestion des réservoirs seulement au moyen d'un bouchon de support.
- Si une section non tubée se trouve sous la dernière colonne de tubage, obturer celle-ci en plaçant un bouchon de ciment d'au moins 30 m de longueur sur le sabot et dépassant celui-ci d'au moins 15 m, ou en installant un bouchon de support dans les 100 m au-dessus de la tête du revêtement, et en le coiffant d'un bouchon de ciment, ou d'une autre méthode qui isole la partie ouverte du trou.
- Effectuer un essai de pression sur la colonne la plus près du centre et prendre les mesures qui s'imposent en cas de fuite.
- Étanchéifier tout espace annulaire s'ouvrant sur une couche de liquide.
- S'il faut couper et recouvrir certaines colonnes de tubage, installer un bouchon de ciment dans le tronçon pour qu'il dépasse celui-ci d'au moins 15 m au-dessus et au-dessous, ou placer un bouchon de support le plus près possible de l'extrémité supérieure et le coiffer d'un bouchon de ciment.
- Éviter de laisser de la boue à base d'huile au-dessus du bouchon le plus élevé à moins de précautions évitant les fuites.
- Chercher à faire des bouchons de longueur optimale, idéalement 100 m dans un puits ouvert et 30 m dans une colonne de tubage.
- Après 8 h de durcissement, la résistance à la compression des bouchons de ciment doit dépasser de 3 450 kPa la pression de fracture.
- Confirmer la mise en place de tout bouchon de ciment qui n'est pas placé sur un bouchon de support, notamment par marquage.
- Effectuer un essai de pression sur tout bouchon de support servant de barrière

contamination des couches avoisinantes en installant un bouchon de ciment la dépassant d'au moins 100 pi au-dessus et au-dessous.

- Isolation d'un puits non tubé :
 - Installer par déplacement un bouchon de ciment dépassant d'au moins 100 pi le haut et le bas du sabot de tubage.
 - Installer un obturateur de cimentation muni d'une soupape de décharge et coiffé d'au moins 50 pi de ciment dans les 50 pi inférieurs et les 100 pi supérieurs au sabot de tubage, et injecter au moins 100 pi de ciment sous celui-ci.
 - En cas de perte de circulation réelle ou possible, placer un bouchon de support permanent dans les 150 pi au-dessus du sabot de tubage et le coiffer d'au moins 50 pi de ciment. Mettre ce bouchon à l'épreuve avant toute autre obturation.
- Obturation d'un espace annulaire :
 - Aucun espace annulaire ne doit relier directement le fond marin et le trou foré; en tel cas, l'obturation par cimentation est impérative.
- Exigences d'obturation de surface :
 - Placer un bouchon de ciment d'au moins 150 pi dans les 150 pi supérieurs de la plus petite colonne de tubage s'ouvrant sur le fond marin.
- Mise à l'épreuve des bouchons :
 - Vérifier l'emplacement du premier bouchon situé dans les 150 pi inférieurs au bouchon de surface et le mettre à l'épreuve au moyen d'une pression minimale de 1 000 psi ou d'une pression équivalant au moins à 15 000 lb.
- Nettoyage des lieux : retirer tout tubage et élément de protection à la satisfaction de l'autorité compétente.

Arctique	Terre-Neuve-et-Labrador	Norvège	Normes et pratiques recommandées
	<p>pour en confirmer l'efficacité. (De façon générale, l'essai se fait à 3 450 kPa au-dessus de la pression de fracture, ou à une pression différentielle d'au moins 6 900kPa.)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Soumettre les puits en surpression à des essais à pression négative. • Toute méthode offrant un degré de sécurité au moins équivalent est envisageable, sous réserve de l'approbation de l'Office. • Condamner tout avant-trou décalé avec du ciment. • Cimenter tout début de trou ou trou de surface d'un puits que l'on souhaite abandonner au lieu de battre au câble de nouveau. • Sectionner tout tubage en deçà du fond de la mer, à une profondeur évitant vraisemblablement l'érosion glacière. • L'exploitant est tenu de récupérer la tête de puits et toute pièce d'équipement qui sont susceptibles de nuire aux autres utilisations commerciales de la mer. 		<ul style="list-style-type: none"> • Conformément à la norme NORSOK D-010, paragraphe 15.24, tableau 24, caractéristique F, surveiller de façon régulière le niveau de fluide et la pression au-dessus du bouchon le moins profond de tout puits en abandon temporaire. • Vérifier que le matériel d'abandon temporaire résiste au double de la durée d'abandon prévue. • Évaluer l'usure du tubage en cas de prolongation de l'abandon temporaire. • Protéger toute tête de puits ou installation sous-marine étant en abandon temporaire dans un secteur accueillant des activités de pêche ou autre contre les charges externes. • Surveiller la pression dans le tubage et l'espace annulaire situés au-dessus de la barrière de puits d'un réservoir si un puits sous-marin y a été achevé, puis abandonné pendant plus d'un an. • En ce qui concerne les puits en surface, il doit être possible de surveiller la pression dans l'espace annulaire et le tubage. • Au moins une barrière de puits doit séparer la surface de toute source d'infiltration potentielle. <p>Le colmatage d'un réservoir doit prévoir les accès possibles à cette partie du puits ainsi que l'installation d'un élément de barrière de puits adéquat.</p> <ul style="list-style-type: none"> • La dernière section non tubée d'un puits de forage ne doit pas être abandonnée définitivement sans que l'on ait d'abord installé une barrière de puits permanente, peu importe les risques de surpression ou d'écoulement. • Le trou de forage doit être parfaitement colmaté.

Arctique

En vertu du Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada (DORS/2009-315, paragraphe 59) et du Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve (DORS/2009-316, paragraphe 59), il est interdit de retirer une installation de forage d'un puits dont l'exploitation n'a pas cessé conformément au règlement cité.

DORS/2009-315 (58) : Nettoyage du fond marin entourant un puits abandonné

Lorsqu'un puits est abandonné, l'exploitant veille à ce que le fond marin soit débarrassé de tout matériel ou équipement qui pourrait nuire aux autres utilisations commerciales de la mer.

DORS/2009-315 (59) : Déplacement d'une installation

Il est interdit de retirer une installation de forage d'un puits dont l'exploitation n'a pas cessé conformément au règlement cité.

Directives

Les Lignes directrices sur l'exploitation pétrolière et gazière dans l'Arctique (2002) traitent du démantèlement et du nettoyage des lieux en citant la décision OSPAR 98/3 et la Convention de Londres de 1972 et 1996 : rien ne doit rester sur le fond marin à moins de

Terre-Neuve-et-Labrador

DORS/2009-316 (58) : Nettoyage du fond marin entourant un puits abandonné

Lorsqu'un puits est abandonné, l'exploitant veille à ce que le fond marin soit débarrassé de tout matériel ou équipement qui pourrait nuire aux autres utilisations commerciales de la mer.

DORS/2009-316 (59) : Déplacement d'une installation

Il est interdit de retirer une installation de forage d'un puits dont l'exploitation n'a cessé conformément au règlement cité.

Norvège

PSA : Règlement sur les installations (48)

Directives

- Consulter les chapitres 4, 5 et 9 de la norme NORSOK D-010 pour respecter les exigences propres aux travaux, à l'environnement et à la sécurité liés aux barrières de puits.

PSA : Règlement sur les activités (88)

Directives

- Consulter le chapitre 9 de la norme NORSOK D-010 pour vérifier la sécurité d'un puits avant son abandon.
- En cas d'abandon de plus de 12 mois, toujours surveiller la pression dans la couche au-dessus de la barrière la plus basse.
- L'exploitant est tenu de maintenir l'intégrité du puits en surveillant la pression ou en installant un bouchon plein d'un côté ou de l'autre de la garniture d'étanchéité.
- Il faut être en mesure de surveiller la pression dans l'espace annulaire et le tube de production ou en alternance dans la dernière colonne de tubage installée dans un puits en surface.
- En ce qui concerne les puits sous-marins, il doit être possible de surveiller la pression dans l'espace annulaire et le tube de production.
- Si l'abandon d'une source radioactive est inévitable, consulter le chapitre 9 et le tableau 15.24 de la norme NORSOK D-010, et :
 - Effectuer un examen interne de chaque source abandonnée, vérifier son emplacement, et effectuer une mise à jour au besoin.
 - Indiquer clairement l'emplacement d'une source abandonnée dans une colonne de travail à l'intention de quiconque effectue un forage aux environs.

Normes et pratiques recommandées

circonstances particulières. La résolution A.672(16) de l'Organisation maritime internationale (OMI) privilégie le retrait absolu de toute structure installée après 1998.