



Dossier 175-A000-17
Le 7 mars 2006

Monsieur Paul Barnes
Gestionnaire, Canada Atlantique
Association canadienne des producteurs pétroliers
235, rue Water, bureau 905
St. John's (Terre-Neuve) A1C 1B6
Télécopieur (709) 724-4225

Réponse détaillée du GTPR aux commentaires de l'ACPP

Monsieur,

Pour donner suite à la lettre datée du 20 octobre 2005 envoyée par le Groupe de travail concernant le projet de réglementation¹ (GTPR) à l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), vous trouverez ci-joint la réponse détaillée du GTPR aux commentaires faits par l'ACPP quant à l'ébauche du *Règlement sur le forage et la production axé sur les buts* (le Règlement). L'Office national de l'énergie a l'honneur de répondre au nom du GTPR.

Vous trouverez également ci-joint l'ébauche du Règlement.

Étapes suivantes de la consultation

Dans sa lettre datée du 20 octobre 2005, le GTPR indiquait que l'étape suivante du processus de consultation relatif au Règlement consisterait à rencontrer l'ACPP pour discuter de sa réponse détaillée. Il ressort cependant de votre conversation du 26 janvier 2006 avec Kent Lien que le moyen le plus efficace et le plus rapide de poursuivre le processus entamé est de consulter le document préliminaire dans son ensemble. Les articles dits « axés sur les buts » seront donc intégrés au document préliminaire examiné par le ministère fédéral de la Justice et le document de réglementation tout entier servira de base à la consultation. Selon les prévisions, l'ébauche du Règlement sera soumise aux commentaires de l'ACPP et d'autres parties au printemps de 2006. Dès réception des commentaires de l'ACPP, une rencontre sera organisée entre elle et le GTPR pour discuter de ses commentaires avant de procéder à la rédaction définitive du Règlement pour publication dans la *Gazette du Canada*.

Si les circonstances changent de manière telle que l'ACPP préfère rencontrer le GTPR pour discuter de la réponse ci-jointe avant la remise de l'ébauche de règlement tout entière pour commentaires, le GTPR sera heureux d'accéder à une telle demande.

.../2

¹ Office national de l'Énergie, Ressources naturelles Canada, Province de Terre-Neuve-et-Labrador, Province de Nouvelle-Écosse, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

Approche SSE et essais d'écoulement de formation

Le GTPR et l'Initiative de renouvellement de la réglementation concernant les zones pionnières et extracôtières² (IRRZPE) continuent de discuter des questions entourant l'intégration au Règlement d'une exigence visant une approche SSE. À l'heure actuelle, il semble qu'il ne sera pas nécessaire d'apporter des changements importants au Règlement pour faciliter la présentation d'une approche SSE par l'exploitant dans le but de répondre aux exigences liées aux plans de sécurité et de protection de l'environnement. La formulation du Règlement sera plutôt légèrement modifiée de manière à faciliter la présentation d'une approche SSE.

Cependant, divers changements à la réglementation sur le forage prise aux termes des lois sur les accords extracôtiers³ en ce qui concerne les essais d'écoulement de formation font présentement l'objet d'un examen dans le cadre du processus de réglementation. Selon les prévisions, ces changements seraient promulgués en 2006. La même formulation a été proposée pour le Règlement, comme l'indique le document ci-joint.

Notes d'orientation

Le GTPR est conscient des défis que l'examen du Règlement peut présenter si celui-ci n'est pas accompagné de notes d'orientation. L'étape de rédaction des notes d'orientation est maintenant entamée et la participation de l'ACPP est la bienvenue. Le GTPR discutera sous peu avec l'ACPP de la participation de celle-ci à la rédaction des notes d'orientation.

Le GTPR est heureux de pouvoir travailler sur ce dossier avec l'ACPP. Si vous avez des questions ou que vous souhaitez discuter du projet, n'hésitez pas à contacter le responsable, Kent Lien, par téléphone, au (403) 299-2762, ou par courriel, à klien@neb-one.gc.ca. Pour les communications en français, prière de communiquer avec Jodi Lea Jenkins, gestionnaire adjointe du projet, par téléphone, au (403) 299-3677, ou par courriel, à jjenkins@neb-one.gc.ca.

Veuillez agréer, Monsieur, mes salutations distinguées.

Le secrétaire,



Michel L. Mantha

p.j. Réponse détaillée du GTPR
Ébauche révisée du Règlement

.../3

² Même composition que le GTPR en plus des représentants de plusieurs autres gouvernements provinciaux et territoriaux.

³ *Loi de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve*; loi de Terre-Neuve-et-Labrador intitulée *Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland and Labrador Act*; *Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* et loi de la Nouvelle-Écosse intitulée *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act*.

c.c.

Nom	Organisme
Howard Pike Délégué à la sécurité	Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, tél : (709) 778-1473
Wayne Chipman Délégué à l'exploitation	Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, tél : (709) 778-1432
Stuart Pinks Délégué à la sécurité	Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, tél : (902) 422-1799
Sandy MacMullin Directeur, Ressources humaines Évaluation et redevances	Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, tél : (902) 424-0528
Bruce Cameron Directeur, Politiques et analyse	Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, tél : (902) 424-0528
Fred Allen Directeur, Affaires réglementaires	Ministère des Ressources naturelles de Terre-Neuve-et-Labrador, tél : (709) 729-2508
Wes Foote Ingénieur pétrolier en chef	Ministère des Ressources naturelles de Terre-Neuve-et-Labrador, tél : (709) 729-2508
Gerard Peets Conseiller en politiques	Ressources naturelles Canada Gestion des régions pionnières, tél : (613) 943-2274
Gilles Morrell, Directeur, Politique énergétique et environnementale	Affaires indiennes et du Nord Canada Pétrole et gaz du Nord, tél : (819) 953-5828
Alain Lefebvre Directeur	Ministère des Ressources naturelles et de la Faune Direction du développement des hydrocarbures, tél : (418) 528-0690
Albert West Conseiller en chef, Pétrole	Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, tél : (867) 873-0254
Boris Tyzuk	Production de pétrole et de gaz dans la zone extracôtière de la Colombie-Britannique, tél (604) 660-2636
Dick Heenan Consultant, Forage	Paramount Resources Ltd, tél : (403) 290-6208
Don Herring Président	Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors, tél : (403) 263-3796
Doug Carter Ingénieur pétrolier en chef	Devon Canada Corporation, tél : (403) 213-8100
Ed Kustan	Paramount Resources Ltd, tél : (403) 290-6208
Jim Kennedy Directeur, Assurance et contrôle de la qualité	Nabors Drilling Ltd, tél : (780) 955-1333
John McDonald	Canadian Southern Petroleum Ltd., tél : (403) 261-5667
Karl Ruud	Akita Drilling, tél : (403) 292-7990
Kevin Ulliyot	EnCana Corporation, tél : (403) 645-3400
Neil W. Drummond Directeur, Réglementation	Imperial Oil Resources Limited, tél : (403) 232-5861
Stephan Lopatka Conseiller principal, Minéraux, pétrole et gaz	Nunavut Tunngavik Inc., Terres et ressources tél : (867) 983-5624
Ted O'Keefe Chef, Réglementation et environnement - Hibernia	ExxonMobil Canada Ltd, tél : (709) 753-0364

**Réponse détaillée du GTPR aux commentaires de l'ACPP datés du 29 juin 2005
relativement au Règlement sur le forage et la production axé sur les buts (Règlement)
Mars 2006**

**Remarque : Les commentaires de l'ACPP présentés le 29 juin 2005 ont été copiés mot à mot en police de caractères Times New Roman.
Les réponses du GTPR sont en retrait de la marge et en police Arial.**

Article 1 : Exigences générales en matière de contrôle des puits

Section 63. (1) (c): We suggest inserting the word "planned" in front of "well activities". The regulations have to be absolutely clear in this regard. One could interpret the proposed wording to imply that well control equipment must meet every conceivable need required for all drilling, completion and work over operations, even though this is probably not the regulator's intent.

Le GTPR n'est pas d'accord. Bien qu'il serait exagéré d'énoncer que « l'équipement de contrôle des puits doit satisfaire à tous les besoins imaginables », l'équipement de contrôle des puits doit tout de même convenir à toutes les éventualités qu'il est possible de prévoir. Le GTPR fait également remarquer qu'en situation d'urgence, ce sont d'autres dispositions du Règlement (p. ex., l'article 18) qui s'appliqueront et que, par conséquent, il n'est pas nécessaire de satisfaire à « tous les besoins imaginables ».

The current wording in this section could require a copy of API RP 53 (among other documents) on every facility location to confirm the testing frequency which we believe will not increase regulatory efficiency.

Le GTPR ne pense pas que le Règlement signifie qu'un exemplaire de la norme 53 de l'API doive se trouver dans chaque installation. Il revient à l'exploitant de décider, d'une manière que l'Office juge satisfaisante, de quelle manière il entend s'y prendre pour se conformer au Règlement. Et si cela signifie conserver un exemplaire de la norme 53 de l'API dans chaque installation, qu'à cela ne tienne.

As well a frequency of pressure testing and function testing of BOP's should be specified (e.g. weekly function tests and pressure tests every 15 drilling days for onshore wells – every 14 operating days for offshore. It may be helpful to note that API RP 53 specifies weekly function tests and 21 days for pressure tests.

L'article 90 traite de la fréquence d'essai.

Les notes d'orientation contiendront davantage de détails sur les normes et spécifications.

Section 63. (2): Consider revising this paragraph to read as follows: "After setting the surface casing, every operator shall ensure that during all well operations, there are at

least two independent and tested well barriers in place except when working in unperforated cased hole (that has been pressure tested). Short term expectations, equivalencies, or special operations will be approved on a case by case basis by the Board.”

There will be times when two effective and tested barriers will not be in place, and there is the question of defining what is considered an independent barrier, and what is considered tested. For example is a BOP stack with two pipe rams, a blind/shear ram, and an annular, considered one barrier or four? Regarding testing – shear rams are never field tested to ensure they will shear and still hold pressure. Effectiveness of annular or blind/shear rams, or downhole safety valves on cutting or sealing on logging cable or as well slickline is not field tested.

We also question the length of time, to conduct short interval operations where one of the primary barriers is not effective. An example may be when pulling a long section of perforating guns through the BOP stack. The regulation as written would force use of shear rams on many operations, and even then there may be drillstring tools in use that could not be effectively sheared and/or sheared with the result of obtaining a perfectly sealed wellbore, and beyond that, some configurations could not be field tested to provide comfort that it would work dependably.

The Regulators commonly allow dispensation from use of casing rams as long as a cross-over stand is made available on the rig floor, suitable to stab into the casing and lower across the BOP stack so that pipe rams can be used. This type of short term provision should be addressed in this section.

There are also cases where complete loss of returns is encountered and it is impossible to get returns. Operational progress is made during drilling, or when running casing, by simply pumping water down the hole. This is not “underbalanced drilling”, but especially in a land based operation where maybe 30 water trucks are needed to keep up with the losses, it is hard to call the fluid column a “tested barrier.” Any water delivery interruption results in one barrier, the BOP stack.

Le GTPR a examiné la suggestion de changement faite par l’ACPP relativement au paragraphe 63(2) et a modifié le Règlement en conséquence. Le paragraphe 63(2) se lit maintenant comme suit :

« Après la mise en place du tubage de surface, l’exploitant s’assure que pendant tous les travaux de puits, au moins deux barrières indépendantes et mises à l’essai sont en place, sauf s’il s’agit d’un puits tubé non perforé qui a été mis à l’essai sous pression. »

Le GTPR reconnaît qu’il peut y avoir des exceptions à « la règle des deux barrières ». Certaines de ces exceptions sont abordées dans le Règlement, à l’aide d’une formulation telle « après la mise en place du tubage de surface », au paragraphe 63(2) et « Sauf lors du forage en sous-équilibre », au paragraphe 63(4). Le concept des deux barrières n’en

reste pas moins un concept qui a sa raison d'être dans la majorité des cas et c'est à cet effet que le Règlement a été rédigé. Dans les cas où il n'est pas possible de mettre en place deux barrières, le délégué à la sécurité peut se voir accorder, en vertu de la *Loi*, une équivalence ou une dérogation au Règlement. Il n'est pas nécessaire de stipuler en toutes lettres un tel cas dans le Règlement.

Enfin, le GTPR fait remarquer que les notes d'orientation fourniront des éclaircissements quant à ce qui constitue une barrière. Les commentaires de l'ACPP seront pris en considération au moment de discuter du concept de barrière.

Section 63. (3): We suggest inserting the word "or replace" after "restore". If a barrier fails, Operators will need the option to change the type of barrier.

Suggestion acceptée. Les mots « ou au remplacement » ont été ajoutés après « restauration ».

Section 63. (4): Consider revising this paragraph to read as follows: "During drilling, completion and work over operations, a fluid column can be considered a barrier if it can be monitored and maintained in position." Fluid column barriers are frequently not available during completions and workovers (i.e. not just while under-balanced drilling). This proposed change is more goal oriented.

Also during completion operations on High Pressure-High Temperature (HPHT) wells, it is often not practical to use kill weight packer or completion fluid. If a HPHT well is completed with kill weight annular fluid, any leak into the annulus from the wellbore could result in tubing collapse. This risk is mitigated by using a non-kill weight packer fluid. The two barriers that are in place during completion operations are typically the unperforated (and pressure tested) casing and the rig BOP's.

Pour répondre aux préoccupations de l'ACPP, les mots « ou l'achèvement » ont été supprimés du paragraphe 63(4).

Le GTPR réitère en outre les commentaires faits au sujet du paragraphe 63(2).

Consider adding a section 63. (5): worded as follows: "The complete BOP stack, consisting of all required rams and annular, shall be considered one barrier, unless an additional element and totally independent operating system is provided. An additional flow control device, or BOP element, functioned by an independent operating control system, is considered a second barrier, assuming it is designed, configured and function tested to seal the wellbore in the event the primary BOP elements become ineffective."

Le GTPR convient que le bloc d'obturation du puits est considéré comme étant une seule barrière, mais ne croit pas que cela doive être stipulé dans le Règlement. Le GTPR a pris bonne note des commentaires de l'ACPP au sujet d'un deuxième système d'exploitation indépendant et en discutera au moment de rédiger les notes d'orientation.

Section 64: Consider changing the wording: “every operator shall ensure that drilling and well control equipment is designed, operated, installed, and maintained in accordance with good oilfield practices, and in accordance with all relevant American Petroleum Institute publications, as amended from time to time” to “Every operator shall ensure that drilling and well control equipment is designed, operated, installed, and maintained in accordance with good oilfield practices, and in accordance with all relevant American Petroleum Institute publications as amended from time to time or other recognized industry standards acceptable to the Board, where the operator demonstrates that these provide an equal or better level of protection.”

We also suggest a specific list of the “relevant” API publications should be referenced in this section.

Le GTPR précise que l'article 64 a été modifié comme suit :

« L'exploitant s'assure que les équipements de forage et de contrôle de puits sont conçus, utilisés, mis en place et entretenus selon les bonnes pratiques de l'industrie pétrolière. »

La nouvelle formulation donne à l'exploitant toute la latitude nécessaire pour montrer qu'il possède les équipements de contrôle de puits et les plans requis. Les notes d'orientation fourniront davantage de détails sur ce que sont les bonnes pratiques de l'industrie pétrolière, notamment les normes et spécifications que les offices utiliseront pour évaluer les méthodes et équipements de contrôle de puits.

Enfin, bien que cela ne soit plus pertinent en raison du changement apporté au paragraphe 64, le GTPR fait remarquer que le délégué à la sécurité a le droit, aux termes de la Loi, d'accorder une équivalence ou une dérogation à un règlement et qu'il n'est pas nécessaire de stipuler un tel cas en toutes lettres dans le Règlement.

Additional General comments on Well Control Requirements:

The general nature of “goals” may over time lead to significant variation in well control equipment and rig architecture that could impede the free movement of rigs between operators. Dropping the specific prescriptive well control requirements in the regulations is expected to cause major operators to fall back to in-house standards; this may lead to customized rigs. Small operators may request simpler cheaper rigs. The economic advantages of fast and cost effective movement of rigs between operators could therefore be compromised.

Le GTPR comprend la préoccupation de l'ACPP, mais ne pense pas qu'il s'agisse là d'un scénario très probable. Le contrôle adéquat des puits continuera d'être une priorité pour les offices et une norme prescriptive minimale que doivent respecter les exploitants demeurera en vigueur. À cette fin, les notes d'orientation stipuleront l'équipement que l'exploitant peut utiliser pour respecter l'esprit du Règlement. Les offices continueront aussi d'utiliser les normes reconnues de l'industrie, telles que les normes de l'API et les publications de l'IRP, dans leur évaluation des méthodes et des équipements de contrôle de puits.

Section 2: Casing

Section 76 (2): Consider deleting the wording in this section which states "An operator shall select any casing to be installed in a well on the basis of the performance properties listed in the Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe, API Bul 5C2, issued by the American Petroleum Institute." The rationale for deletion is that API 5C2 addresses limited types of connections and arguably mostly dated connections. Limiting the design to API connections makes it impossible to meet the load case design requirements described elsewhere in this specification for many of the wells designed today.

In current oil industry drilling practice, an increasing portion of the tubular products purchased and used are 'proprietary' non-API products in terms of materials, and/or dimensions and/or connections. These tubular products are essential to industry operations and we have no reason to suspect the manufacturer's published performance properties are any less reliable than those of API 5C2.

The performance properties published by API for products produced to API tubular manufacturing guidelines are not universally accepted. In order to improve reliability of well designs some operators have developed 'alternate' performance predictions for use in design, as one example, leak resistance for API connections has been substantially derated from the burst rating published by API.

Le GTPR fait remarquer que le *Règlement* précise « comblent ou dépassent ». L'article ne vise pas à limiter les options de conception aux seuls raccords homologués par l'API. En fait, de nombreux raccords qui ne le sont pas sont acceptables. L'exploitant doit s'assurer que des tubulaires et raccords convenables et fiables sont utilisés et que leurs paramètres de résistance satisfont aux exigences de conception ou les dépassent. Le GTPR fait également remarquer que la référence au bulletin 5C2 se trouve aussi dans la réglementation actuelle sur le forage.

Section 77: This section does not provide, nor reference any standard for casing design methodology and/or safety factors (e.g. safety factors, design assumptions, consideration of axial tension on collapse, etc). Base standards (similar to those in place currently) should be replaced, with the addition that alternate methods of casing design that provide equal or better protection are acceptable. This would allow major operators with sophisticated casing design methodology to advance their approach, but also ensure the smaller independent operator has a satisfactory casing program.

Les notes d'orientatin contiendront des précisions au sujet de la conception des tubages, notamment des normes minimales.

Section 77(2) (referred to as 77.2 as CAPP): We also disagree with the use of words "minimum design factors" in this section. This will require the regulators to establish and

impose numbers for what they consider acceptable minimum design factors, which basically precludes use of alternative design philosophy such as LRFD design. The following rewording is suggested –“The casing shall be designed to withstand maximum expected loads occurring during installation, drilling and production activities. The casing design must also account for variations in pipe properties, the uncertainty of potential maximum loads, and the risks associated with casing failure.”

Après étude du commentaire de l'ACPP, le GTPR a modifié le paragraphe 77(2) comme suit :

« Le tubage doit être conçu de manière à pouvoir résister aux charges maximales qui pourront être présentes pendant les travaux d'installation, de forage et de production. »

Les détails relatifs à la conception seront abordés dans les notes d'orientation.

Section 77(3) (referred to as 77.3 by CAPP): We suggest removing the phrase “but need not be limited to” as we feel it adds nothing of value to the sentence. If it is felt that something is needed, state “The operator’s design must consider the suitability of the casing for the service application, including type of well.”

Conformément à la suggestion de l'ACPP, les mots « sans en exclure d'autres » ont été supprimés du paragraphe 77(3).

Section 78: We feel the word "should" should not be in a regulation. If the Regulators believe "should" is the right word, then this statement should be dropped from the regulations, and considered for possible inclusion in "guidance notes".

In addition we feel the requirements around casing setting depth are extremely vague. In a region like Atlantic Canada where there is limited knowledge of the formations to be encountered and their properties, this may cause a wide discrepancy between various operators and regulators and result in highly subjective decisions. Without both data and a design methodology, an empirically based requirement (such as the current article 70 in the Canada Oil & Gas Drilling Regulations), with the provision to alter the requirements based upon geological information and technical analysis, would be the best solution.

It is very beneficial for industry to have the flexibility to have “control” on the methodology used for casing design and the “level” of risk accepted (i.e. design factor) in the design. However, the acceptance criteria/process for the casing designs needs to be agreed in advance. Due to the long lead nature of these items Operators need to have assurance that the premise upon which casing strings are designed and tubulars are procured will not be rejected at a “later” date. The degree of casing wear which the designs need to accommodate should be specified or left entirely to the Operators discretion. It may be appropriate for the regulation to state that the ADW requires a discussion of how the shoe setting depths have been selected, and how this setting depth

addresses the issue of providing suitable kick margin, formation evaluation requirements, and future production scenarios.

Conformément à la suggestion de l'ACPP, le mot « devrait » a été remplacé par le mot « doit ». Le mot « judicieusement » a été supprimé. Les mots « et de production » ont été ajoutés à l'alinéa 78c).

Le GTPR prend note du commentaire de l'ACPP relativement à la profondeur de mise en place du tubage et à d'autres détails. Il vaut mieux aborder ces points dans les notes d'orientation plutôt que dans le Règlement.

Section 78. (d): Consider revising the wording of this section to read: "Adequate kick tolerance and safe, constant bottom hole pressure well control operations." "Kick margin" has different meanings to different operators. The suggested change would make the statement more goal oriented.

Conformément à la suggestion de l'ACPP, le paragraphe 78(d) a été modifié comme suit : « prévoir une tolérance suffisante au jaillissement, ainsi que des activités de contrôle de la pression du fond du puits qui sont constantes et sécuritaires ».

Subsection 2: (a) Production Tubing

Section 79. (a): Consider revising the wording of this section to read: "Every operator shall ensure that the tubing in a well is designed to provide for the efficient production and injection of well fluids." There is no need of referencing artificial lift equipment.

Le GTPR estime qu'il n'est pas nécessaire d'enlever la référence aux équipements d'ascension artificielle. Le Règlement est rédigé de manière à ce que l'ascension artificielle ne soit prise en considération que si elle ajoute de la valeur.

Section 79. (b): Consider rewording this paragraph to read: "To withstand loads that may result from installation, and operational loads due to pressure and temperature differentials."

Le GTPR estime que la formulation actuelle convient et qu'elle englobe le commentaire de l'ACPP.

Subsection 2: (b) Cementation

Section 80. : Cementing into the next casing string will be an issue for subsurface wells where there is no means to bleed off trapped pressure.

La formulation actuelle n'exige pas la cimentation de la colonne de tubage précédente, sauf en présence de tubage de surface, ce qui est vu comme une bonne pratique. Le GTPR fait également remarquer que le délégué à l'exploitation ou le délégué à la sécurité peut, aux termes de la Loi, accorder une équivalence ou une dérogation à un règlement et qu'il n'est pas nécessaire de souligner toutes les exceptions une à une dans le Règlement.

Section 80. (1): Consider replacing the phrase "shall achieve the following", with, "shall have the following objectives." The word "achieve" would force operators to verify conclusively, which would be non-value adding and costly at best, or impossible at worse.

This section should also address the inhibition of the fluid spacers left behind casing.

Conformément à la suggestion de l'ACPP, les mots « doivent permettre » ont été remplacés par « ont pour but ». Le GTPR estime que le point « c) retarder la corrosion du tubage » englobe l'inhibition des fluides tampons.

Section 80. (2): Consider revising the wording to read: "Every operator shall ensure that the conductor barrel, conductor pipe, permafrost casing and surface casing are cemented in a manner to provide adequate structural support for the casing, retard corrosion and prevent movement of formation fluids in the annuli." Where applicable, long term protection of potable water zones is a primary concern. These goals are typically achieved by cementing each string full length. Alternate designs must achieve the same benefits as full length cementing if they are to be proposed in the ADW. Full length cementing provides an indication that cement was, or was not, placed across the entire casing length; alternate procedures must provide suitable indicators, or provide the rationale to demonstrate that the objectives of corrosion protection, providing casing support, and preventing annular fluid movement have been successful.

Le GTPR estime que l'exigence actuelle de cimenter toute la longueur de la colonne satisfait aux objectifs suggérés par l'ACPP. Dans des circonstances inhabituelles, le délégué à l'exploitation et le délégué à la sécurité peuvent toujours accorder, aux termes de la Loi, une équivalence ou une dérogation à un règlement.

Le GTPR remarque par ailleurs que certains détails suggérés par l'ACPP devraient être inclus dans les notes d'orientation.

Section 80. (3) (a): Consider replacing the phrase with, "intermediate casing, the cement will rise to a minimum of 300m above the intermediate casing shoe or 60m above the shallowest hydrocarbon bearing zone." This makes the statement more goal oriented.

The reasons for the requested wording change include:

- (1) The permafrost is isolated by the surface casing not by the intermediate casing.
- (2) In production wells, the intermediate casing will also be the production casing (followed by a production liner).
 - Production casing integrity is better assured by avoiding stage cementing tools in this string.
 - Production casing integrity is better assured by using an un-cemented annulus to isolate and protect the production casing from the loading - strain on the surface casing caused by permafrost thaw consolidation.
 - Production casing integrity is better assured by using an insulating gelled fluid medium in the annulus between the intermediate/production casing and the surface casing instead of cement. This will reduce permafrost thaw consolidation loading and reduce total strain on the well-bore column.
- (3) Not cementing the intermediate-production casing into the surface casing shoe will avoid creating 'a pressure vessel cavity' in the surface casing annulus. This avoids creating an incremental burst load case (surface casing) and collapse load case (intermediate-production), the magnitude of such incremental loads are hard to predict and therefore hard to design for.
- (4) Not cementing the intermediate-production casing into the surface casing shoe avoids a high risk annular pressure management operation. Temperature effects from well start-up or shutdown cycles causes major pressure fluctuations in the limited volume annulus. Vent / bleed- off pressure management operations can be complicated by hydrate conditions in the annulus and resulting loss of reliability of pressure measurement and bleed systems (reference recent Alaska incident).
- (5) Not cementing the intermediate casing into the surface casing shoe allows the possibility of annular injection disposal.

Après avoir étudié les suggestions de l'ACPP concernant le paragraphe 80(3), le GTPR l'a modifié comme suit :

« (3) L'exploitant s'assure que dans le cas :

a) de tubage de surface en présence de pergélisol, le tubage doit être mis en place à une profondeur de 150 m sous la base du pergélisol;

b) d'un tubage intermédiaire, le ciment remonte au moins à 300 m au-dessus du sabot ou 60 m au-dessus de la zone la moins profonde contenant des hydrocarbures;

c) d'un tubage de production, que toute couche renfermant du pétrole, du gaz ou de l'eau est isolée des autres et qu'il n'y a pas de déplacement dans l'espace annulaire en utilisant soit suffisamment de ciment dans l'espace annulaire pour isoler jusqu'à au moins 60 m au-dessus et 30 m au-dessous de la zone, soit un autre moyen approprié d'isoler de manière égale ou supérieure les zones en question.

Section 80. (3) (b): Consider replacing the phrase in this section with “production casing, oil, gas, or water zones shall be isolated from one another and the other casing annuli by either setting cement in the annulus to a minimum of 60 m above and 30 m below the zone, or other suitable means to provide equal or better zonal isolation.”

Voir le commentaire précédent.

Subsection 2: (c) Liners

Section 81. : Consider replacing the phrase in this section with "Every liner intended to function as a barrier shall be adequately cemented." This makes the statement more goal oriented. Industry does not always cement liners full length. Rather we often add liner lap length to allow us to leave a gap, which we consider to be a best practice. Also, Operators need the option of using slotted liners or screens, or intentionally not cementing liners in reservoir intervals, to optimize completions.

Mechanical success of the liner cement job should be sufficient evidence of acceptable isolation. The requirement for cement bond/ cement evaluation logs should not be introduced in the subsequent guidelines.

Le GTPR n'a pas apporté le changement suggéré. Le GTPR reconnaît qu'on ne cimente pas la colonne perdue perforée ni le filtre, mais qu'en général, on cimente le tubage partiel sur toute sa longueur. Encore ici, le délégué à l'exploitation ou le délégué à la sécurité peut accorder, en vertu de la Loi, une équivalence ou une dérogation au Règlement et que si un programme de tubage et de cimentation englobe les colonnes perdues perforées et les filtres, l'affaire sera étudiée par l'Office.

En ce qui concerne le commentaire sur le tubage partiel tenant lieu de barrière, le GTPR fait remarquer que tout tubage, partiel ou non, qui a été perforé ou dont les qualités ont été altérées ne pourrait être considéré comme une barrière.

Subsection 2: (d) Waiting on Cement time

Section 82: We feel that this is a prescriptive statement, and is considered a best practice by most operators. We suggest adding the "goal" of the prescription (e.g. "undisturbed cement sheath with sufficient bonding to formation and casing to provide the necessary pressure and structural integrity") and we recommend the following rewording:

“After cementation of any casing and before resumption of drilling, every operator shall ensure that the time interval while waiting for cement to harden is:

- No less than 12 hours; or
- Confirmation that the cement has the compressive strength of at least 3.5MPa as determined by lab testing; or
- Alternate mechanical means.”

The specification of an arbitrary WOC time is counter to the spirit of Goal Oriented Regulation. The section should be amended to specify a minimum performance property (i.e. compressive strength).

Le GTPR n'a pas apporté le changement suggéré. Il tient par ailleurs à souligner les points suivants :

- a) Le GTPR estime que le changement suggéré par l'ACPP ne change pas vraiment la formulation actuelle.
- b) Le GTPR ne sait pas ce que l'ACPP entend au juste par « des moyens mécaniques de rechange ».
- c) Le délégué à l'exploitation ou le délégué à la sécurité peut, en vertu de la Loi, accorder une équivalence ou une dérogation à un règlement, s'il y a lieu.
- d) Le GTPR tient aussi à clarifier que la prescription ne va pas à l'encontre de l'esprit d'une réglementation axée sur les buts. Comme le GTPR l'a précisé plus haut, « axé sur les buts » veut simplement dire une combinaison de prescriptions et de règlements basés sur le rendement. L'article 82 est un exemple de point sur lequel le GTPR estimait qu'il fallait plutôt prescrire. Cela étant dit, la réglementation a également été rédigée de manière à offrir une certaine souplesse pour ce qui est du temps d'attente de 12 heures, si l'exploitant est en mesure de prouver que le ciment a atteint une résistance en compression d'au moins 3 500 kPa.

Subsection 2: (e) Case Pressure Testing

Section 83: There is no reference to the issues associated with permafrost. Without limiting the Goal Oriented approach, this issue should be identified with wording such as:

“In Arctic regions, unless permafrost is absent or is present in consolidated formations, the operator shall minimize, to the greatest extent practicable, any deterioration of the ground surface due to thermal disturbance of the permafrost.”

Le GTPR prend note du commentaire de l'ACPP, mais estime que les questions relatives au pergélisol sont abordées dans les objectifs généraux de l'article 75.

Section 83. (1): Consider replacing the phrase with, "every operator shall pressure test surface and intermediate casing to 70% of the internal yield pressure, or the maximum calculated surface pressure, whichever is the lesser," with, "After running casing and cementing and prior to resuming any drilling or undertaking any down-hole operations every operator shall pressure test surface, intermediate and production casing to verify the required, full life, design load integrity." This makes the statement goal oriented and probably addresses the author's intent. The 70% criteria are not supported by study or analysis. Further, "guidance notes" would need to prescribe the basis and methodology for determining the, "maximum calculated surface pressure."

Après avoir soupesé les changements suggérés par l'ACPP aux paragraphes 83(1) et (2), le GTPR a décidé de ne pas les apporter. Le GTPR souligne ce qui suit :

- a) Un peu comme dans le cas de l'article 82, le GTPR conclut que les éléments prescriptifs convenaient aux articles et que les nombres utilisés seraient appropriés dans la plupart des situations. La formulation proposée est toutefois moins prescriptive que celle utilisée dans le règlement actuel sur le forage, de sorte qu'un peu plus de latitude soit donnée à l'exploitant pour se conformer à l'esprit du règlement.
- b) Les questions ou préoccupations qui ont trait aux essais de pression et qui ne surviennent pas dans la majorité des cas seront résolues au cas par cas, d'un point de vue opérationnel. Les offices font remarquer que le délégué à l'exploitation ou le délégué à la sécurité peut, en vertu de la Loi, accorder une équivalence ou une dérogation à un règlement, s'il y a lieu.
- c) Les questions ayant trait aux épreuves sous pression du tubage relèvent toutes des exigences liées à la conception adéquate des tubages.
- d) Les notes d'orientation fourniront plus de détails sur les épreuves sous pression du tubage.

Section 83. (2): Consider replacing the phrase, "Every operator shall ensure the entire production casing string is pressure tested in a manner to provide differential burst pressure at any point in the wellbore equal to or greater than it would experience if the maximum formation pressure, less a gas gradient, was applied at surface. Assuming the density of drilling fluids, completion fluids, and packer fluids will vary, the pressure testing schedule and pressure test values shall be appropriate to ensure the entire casing string has been tested to meet the maximum conditions that it could become exposed to in the next phase of operations."

We also feel that the timing requirement for production casing test can be an issue and the manner in which “maximum calculated surface pressure” is determined, needs to be defined.

The wording in this section requires test pressure at surface to equal maximum calculated surface pressure that could be delivered from downhole formations. While this makes sense for testing the casing right at surface, assuming there is still drilling mud in the wellbore while pressure testing, all the casing below surface elevation often becomes exposed to a greater differential burst pressure than it could ever experience by formation generated pressured events. This leads to the possibility that the casing has to be designed to meet the conditions of the pressure test, rather than be designed for the pressure limits that could be obtained by formation generated pressures. Casing designed to meet artificial pressure testing conditions, may not be designed to provide the greatest margin of safety for the real well conditions. Example, using high strength casing to meet pressure testing requirements, may not provide optimum resistance against H₂S embrittlement.

Voir la réponse du GTPR au paragraphe 83(1).

Section 3: Testing of Well Control Equipment

Section 90. (1): We suggest a frequency of pressure testing and function testing of BOPs should be specified.

Le GTPR précise que le paragraphe 90(1) a été modifié comme suit :

« L'essai des équipements de contrôle de puits doit être effectué selon les exigences d'essai et d'entretien relatives aux obturateurs de surface et de subsurface et aux équipements de contrôle de puits qui sont énoncées dans l'approbation de forage du puits accordée aux termes de l'article XX. » (Remarque du GTPR : C'est-à-dire l'approbation consentie par l'Office)

Les renseignements relatifs à la fréquence des épreuves sous pression et des essais de fonctionnement doivent être présentés par l'exploitant, dans le cadre de la demande d'approbation de forage du puits. La formulation ainsi modifiée donne le maximum de latitude à l'exploitant qui décrit dans sa demande ce qu'il estime nécessaire sur le plan des épreuves sous pression et des essais de fonctionnement. Les offices évaluent ensuite si les essais sont suffisants en se basant sur les normes reconnues de l'industrie, telles que les normes de l'API et les publications de l'IRP. Les notes d'orientation fourniront plus de détails sur les attentes des offices et sur les normes minimales.

Section 90. (2): Pressure control equipment associated with coil tubing, slickline and wireline operations shall be pressure tested upon installation and as appropriate, to ensure the continued safe operation of the equipment. If there is potential for hydrate formation, consideration shall be made for hydrate inhibition (e.g., use glycol during pressure testing of surface equipment).

The manner in which “maximum anticipated surface pressure” (ref: clause 18.3.2.3 of API RP 53) is determined should be defined. Clause 18.3.2.3 of API RP 53 states that annular preventers should be pressure tested to 70% of their rated pressure. We believe that 50% of the rated pressure is sufficient. The Pressure testing frequency stipulated in 18.3.3 of API RP 53 should be used as a guide (ie industry needs flexibility on the “not to exceed 21 days” requirement). Section 18.10.1 of API RP 53 outlines requirements for cleaning, inspecting and testing BOP components after each well. This will not be feasible during BOP “Hopping” operations.

En raison du changement apporté au paragraphe 90(1), les questions précises soulevées par l'ACPP seront prises en compte pendant le processus d'approbation. Par exemple, dans les cas où l'exploitant estime que la fréquence des essais prévue à la norme 53 de l'API ne convient pas, il pourra expliquer ce qui, à son avis, constitue une fréquence d'essai convenable. L'Office étudiera ensuite l'information présentée avant de

prendre une décision relativement à la fréquence des essais. Dans la même veine, si une question est soulevée au sujet des hydrates, elle pourra être étudiée pendant le processus d'approbation. Les notes d'orientation fourniront des détails sur les questions potentielles touchant le paragraphe 90(2).

Section 4: Evaluation of Wells, Pools and Fields

Section 95. (1): Consider rewording this paragraph as follows: “Every operator shall obtain from each well sufficient data to ensure that a comprehensive geological and reservoir evaluation can be made.” Not every well drilled (exploration, appraisal or production well) needs to conduct or collect all of the following: cutting and fluid samples, logs, conventional cores, side wall cores, pressure measurements and formation flow and well tests, analyses and surveys.

Le changement proposé n’a pas été apporté. Le paragraphe 95(1) se veut une formule introductive contenant des détails, tels que la collecte des données requises par l’ensemble du paragraphe. Si la collecte d’un certain type de données n’est pas nécessaire ou exigée, alors le fait de ne pas recueillir ce type de données sera considéré suffisant. Le GTPR souligne par ailleurs que le règlement actuel sur le forage (*Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, art. 186 et lois de mise en œuvre des accords, art. 160) fait état de quelques types de données et cela n’a causé aucun problème jusqu’ici.

The regulations should also include a clear definition of what constitutes a “well.” The definition should take into account multilaterals as well as sidetracks. Note that in the Interpretation section of the draft D&P Regulations, the noun “well” is not defined; however, “wellbore” is. Industry will need clarity as to whether a relief well (i.e., a well drilled as an emergency response to extinguish a blow out) would be required to collect samples, and run logs. If this is meant to replace both the current Regulations and the Guidelines it seems to imply that the responsibility is passed to the operator to decide what is sufficient and comprehensive. On the other hand, if the Regulators plan is that this be used in conjunction with the existing guidelines, we don’t see that it helps formation evaluation when the current Guidelines are so specific.

L’article 2 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) et l’article 135 des lois de mise en œuvre des accords définissent le terme « puits ». Il n’est donc pas nécessaire, ni même recommandé juridiquement, de définir le terme à nouveau dans le Règlement. Un puits de secours ne serait foré qu’en cas de circonstances exceptionnelles et, par conséquent, ne serait pas assujéti aux exigences de collecte de données prévues au paragraphe 95(1).

En ce qui concerne les termes « suffisant » et « exhaustif » (et leurs désinences de genre et de nombre), bien qu’il reviendra à l’exploitant de décrire ce qu’il estime être un programme suffisant et exhaustif, c’est l’Office qui approuvera en bout de ligne le programme d’acquisition de données.

En ce qui a trait au commentaire sur les lignes directrices, il reviendra à chaque office de déterminer les lignes directrices à continuer d’utiliser ou à modifier et les notes d’orientation à rédiger. Le GTPR précise en outre

qu'il rédigera des notes d'orientation pour le *Règlement sur le forage et la production axé sur les buts*.

Section 95.1. (1) (2): The goal that the operator should be achieving should be clearly indicated. The current wording implies that satisfying the Board is the goal.

Le paragraphe 95(1) fait état du but à atteindre, plus précisément un programme qui permet de faire « une évaluation approfondie de la géologie et du réservoir ». Le programme doit être approuvé par l'Office pour s'assurer qu'il répond bien à l'objectif. Par souci de clarté et pour faire le lien entre les paragraphes 95.1 (1) et 95(1), le GTPR a ajouté le bout de phrase « qui satisfait aux dispositions du paragraphe 95(1) » à la fin du paragraphe 95.1(1).

95.1(2) Consider rewording this paragraph as follows: “The Board shall approve the well data acquisition program where the Board is satisfied that the program provides for a comprehensive geologic and reservoir evaluation.”

We are unclear as to what “*does not cause waste*” refers to. If it is lost fluids during flow testing then this wording is appropriate.

Le changement suggéré n'a pas été apporté. Le terme « gaspillage » est utilisé dans le contexte d'une gestion appropriée des ressources en hydrocarbures. Le terme « gaspillage », qui est défini au paragraphe 18(2) de la LOPC et au paragraphe 154(2) des différentes lois sur la mise en œuvre des accords, doit être pris dans le cadre de toute opération ou activité. Les notes d'orientation aborderont plus en détail le concept de gaspillage.

Section 95.1. (3): Consider rewording this paragraph as follows: “Every operator shall, follow a field data acquisition program described in the field Development Plan approved by the Board. Notification of deviations from the field data acquisition program must be submitted to the Board on a well by well basis.”

Le GTPR n'est pas d'accord. Le degré de détail est trop élevé pour en faire état dans le plan d'exploitation. De plus, les détails ne sont habituellement pas encore connus au moment de présenter le plan d'exploitation.

It is also not clear to us why it is necessary to put this together when it will be outdated very shortly after development wells start to be drilled.

Cela est nécessaire pour faire en sorte qu'un plan global d'évaluation du champ ait été mis au point avant que le premier puits ne soit foré et que certaines occasions ne soient perdues. Selon les prévisions, cela devrait permettre aux exigences d'évaluation d'évoluer au rythme des progrès sur le plan de l'aménagement du champ.

De plus, des changements similaires ont été apportés au paragraphe 95.1(1) par souci de clarté. Les mots « qui satisfait aux

dispositions du paragraphe 95(2) » ont été ajoutés à la fin du paragraphe 95.1(3).

Section 95.1(4): Consider removing this section as the Data Acquisition program should have an expiry (such as the current 3 years) so that the program can be updated to reflect current data acquisition requirements.

Le changement n'est pas nécessaire. Une version modifiée du programme d'acquisition de données peut être présentée aux fins d'approbation, s'il y a lieu. Il n'est donc pas nécessaire de prescrire un échéancier.

Section 95.2 (a) Consider rewording this paragraph as follows: “Where part of the well or field data acquisition program referred to in **section 95.1** cannot be achieved, every operator shall immediately notify a Conservation Officer of the deficiency.”

Section 95.2 (b) We suggest rewording this subsection as follows: “Submit a program to the Board, for approval, requesting dispensation from acquiring the data, and/or provide details as to how alternative information may be acquired.” We cannot necessarily obtain the same information if it was not acquired at the first attempt. Rewording this will be very beneficial as it will allow the operator to take action if necessary, and then to negotiate with the Board to acquire a suitable alternative data set.

The modifications to these paragraphs would take into account the fact that while data acquisition deferment can occur because of operational difficulties, there may be situations (based upon drilled well results) that will result in the Operator not continuing with follow-up or appraisal well drilling resulting in no activities that could allow for data to be deferred (or subsequently obtained).

Le GTPR a passé en revue le Règlement en fonction des changements suggérés par l'ACPP. Les alinéas 95.2a) et b) se lisent maintenant comme suit :

95.2. Lorsqu'une partie d'un programme d'acquisition de données de puits ou du champ visé à l'article 95.1 ne peut être réalisée, l'exploitant :

- a) en avise immédiatement un agent du contrôle de l'exploitation;
- b) soumet à l'approbation de l'Office les mesures prévues pour obtenir des renseignements autrement obtenus par la partie non réalisée du programme d'acquisition de données de puits ou du champ.
- c) L'Office approuve les mesures s'il est convaincu qu'elles pourront recueillir une information équivalente à celle qui aurait été obtenue si la partie non réalisée du programme d'acquisition de données du puits ou du champ avait été réalisée.

Le GTPR souligne qu'il n'est pas nécessaire d'inclure la clause suggérée visant une dispense, car l'Office a déjà le pouvoir, en vertu de la Loi, d'accorder une dérogation au Règlement.

Subsection 4: (a) Drill Cuttings and Gas Content of Drilling Fluid

Section 96.1. Consider rewording this paragraph as follows: “Every operator shall ensure that cores and cuttings samples taken pursuant to Section 95 are handled, marked, described and analyzed.”

Le changement suggéré n’a pas été apporté. Les notes d’orientation fourniront plus de détails relativement aux bonnes pratiques de l’industrie pétrolière.

We also note that volume and nature of NEB sample requirements are not specified – presumably this would be addressed in the “Approval to Drill a Well” (ADW).

Les exigences relatives aux échantillons seront précisées dans les notes d’orientation.

Subsection 4: (b) Formation Evaluation Logging

Section 96.2. Consider rewording this paragraph as follows: “Every operator shall ensure that sufficient logs are run to allow for determination of lithology, net pay, porosity, fluid saturation, pool pressure and fluid contents for all prospective reservoir units.”

The wording in this section appears to force operators to measure pressures and determine fluid contacts in every potential zone below the surface casing, with no regard to whether the operator thinks they have a chance of being commercial or not.

Le GTPR n’est pas d’accord. Certains de ces paramètres (la pression, par exemple) ne peuvent être déterminés dans certaines zones ou horizons. On ne peut donc pas s’attendre à les obtenir. Il faut toutefois les obtenir chaque fois que la chose est possible. Toutes les diagraphies de puits doivent avoir été faites, pour que puissent être prises des décisions éclairées pour déterminer si une zone est un réservoir prospectif ou pas.

Section 96.3. Consider rewording this paragraph as follows: “Every operator shall take formation evaluation logs in the uphole non-reservoir interval, if needed for the purposes of well evaluation.”

We would like clarification on who will decide if surface casing hole section logs are, "needed for the purposes of well evaluation."

Le GTPR n’est pas d’accord. L’exemple de situation donné par l’ACPP pour appuyer le changement proposé est déjà traité. L’article 96.3 traite plus particulièrement du trou foré pour le tubage de surface dont il n’est pas fait mention à l’article 96.2.

En ce qui concerne la décision de faire une diagraphie du trou foré pour le tubage de surface, il incombera à l’exploitant d’expliquer les raisons pour lesquelles il estime que la diagraphie est nécessaire ou pas. L’Office prendra sa décision après discussion avec l’exploitant.

Subsection 4: (c) Cased Hole Logging

Section 96.4. We are unclear as to who will decide if a cased hole log, “would significantly contribute to the evaluation of the pool in which the well is located?” If left to the Operator, then these two statements are goal oriented, but unclear. If left to the regulator, we will need to see the "guidance notes" prescribing how the evaluations and decisions must be made.

Encore ici, il incombe à l’exploitant d’expliquer les raisons pour lesquelles il estime que la diaggraphie en puits tubé contribuerait ou non de manière importante à l’évaluation du gisement. L’Office prendra sa décision après discussion avec l’exploitant. Les notes d’orientation fourniront des éclaircissements quant aux situations où l’Office estime que des diaggraphies en puits tubé sont nécessaires.

The term “pool” should also be defined. The concept for refining pool designations over life of a field as new information is available should be acknowledged in regulations.

Le terme « gisement » est défini à l’article 2 de la Loi sur les opérations pétrolières au Canada et des diverses lois sur la mise en œuvre des accords. La section visant les rapports du *Règlement sur le forage et la production* traite de la désignation des gisements.

Subsection 4: (d) Formation Pressure Measurements, Formation Flow Testing and Well Testing

We understand this section is still being written and will be of particular interest to industry. Well testing requirements are an area that we would like to see changes to the current guidelines and when proposed amendments to this section are drafted, we would appreciate an opportunity to comment.

Depuis le dépôt pour commentaires de l’ébauche de Règlement sur le forage et la production axé sur les buts, la dernière main a été mise aux articles concernant les essais d’écoulement, qui sont maintenant en voie d’entrer en vigueur dans le règlement sur le forage des lois sur les accords. Voici un extrait du texte qui fera partie du Règlement :

XX. L’exploitant s’assure que toute formation dans un puits est échantillonnée ou mise à l’essai de manière à obtenir des données sur les écoulements de fluide et la pression des réservoirs, lorsqu’il y a lieu de croire que le résultat de l’échantillonnage ou de l’essai contribuera sensiblement à l’évaluation de la géologie et du réservoir.

Essai d’écoulement de formation

XX. (1) L’exploitant peut faire un essai d’écoulement de formation sur un puits foré sur un horizon géologique, s’il a, au préalable, :

- a) présenté un programme d'essai détaillé à l'Office;
- b) obtenu l'approbation de l'Office.

(2) L'Office approuve l'essai d'écoulement de formation s'il établit que l'essai sera effectué de manière sécuritaire et conforme aux bonnes pratiques de l'industrie pétrolière et que le test permet à l'exploitant :

- a) d'obtenir des données sur la productivité du puits;
- b) d'établir les caractéristiques du réservoir;
- c) d'obtenir des échantillons représentatifs des fluides de formation.

(3) L'Office peut exiger que l'exploitant effectue un essai d'écoulement sur un puits foré sur un horizon géologique, autre que le premier puits foré, s'il y a lieu de croire qu'un tel test pourrait contribuer de manière importante à l'évaluation de la géologie et du réservoir.

Subsection 4: (e) Fluid Samples

Section 96.10(2) (c): Industry feels there is no need to prescribe frequency such as “as least every 12 months.” Therefore we suggest replacing it with the following “as necessary for field reservoir management.”

Le GTPR a modifié la réglementation en fonction de la suggestion de l'ACPP. La fréquence d'échantillonnage sera abordée dans les notes d'orientation.

We also suggest removing **section 96.10. (4)** “Every operator shall ensure that every fluid sample is taken and analyzed in accordance with good oilfield practices.”

Le changement suggéré n'a pas été apporté. Les notes d'orientation fourniront plus de détails quant aux bonnes pratiques de l'industrie pétrolière.

Subsection 4: (f) Pool Pressure Surveys or Measurements

Section 96.12. (1): We assume that the statement “Every operator shall conduct an annual pool pressure survey to determine the static pressure in a pool in accordance with an approved field data acquisition program.” does not mean a well intervention to measure static pressure is required every year in every pool and that estimation by calculation is acceptable.

Le GTPR confirme que la supposition de l'ACPP est exacte.

Subsection 4: (g) Submissions of Samples and Data

Section 96.14: Consider rewording this paragraph as follows: “Every operator shall ensure that after any samples necessary for the analysis referred to in **section 96.1**, or for other studies deemed necessary by the operator, have been removed from the core, the

remaining core or a longitudinal slab of the core that is not less than one half of the cross-sectional area of the core is submitted to the Chief Conservation Officer.”

Le règlement sera modifié comme suit :

« L'exploitant s'assure que lorsqu'ont été prélevés les échantillons nécessaires aux analyses visées à l'article 96.1 ou à une autre analyse approuvée par l'Office, le reste de la carotte ou une tranche prise dans le sens longitudinal et correspondant à au moins la moitié de la section transversale de la carotte est remise au délégué à l'exploitation. »

Given that there are never enough cores especially in a situation where extensive rock mechanics testing of a particular interval, including fluid sensitivities for sand control completions, is required, the regulations should be less prescriptive in describing the amount of core to be submitted to the Chief Conservation Officer.

Le GTPR estime que cet article donne à l'exploitant suffisamment de latitude pour une analyse à l'aide de carottes.

Section 5: Testing and Reporting Requirements for Safety Systems

Section 123: We wonder how broad is the definition of the safety system may be. Do the dump valves on the mud tanks make it into this category for example (i.e. they are a barrier to an environmental release)?

En ce qui concerne ce commentaire de l'ACPP et les suivants, le GTPR souligne qu'il a modifié la définition de « système de sécurité », de manière à ce qu'elle englobe le concept de protection de l'environnement. Le GTPR confirme en outre, relativement au commentaire de l'ACPP sur les installations exigeant des systèmes de sécurité et de protection de l'environnement, que l'information énoncée à l'article 123 doit se trouver dans toutes les installations, bien que le détail de cette information varie selon la complexité de l'installation et les répercussions potentielles sur la sécurité et l'environnement.

Voici la définition proposée de « système de protection et de sécurité » :

« Système monté sur une installation afin d'en détecter les conditions dangereuses et les conditions d'exploitation anormales qui pourraient avoir un effet négatif sur les gens ou l'environnement et, selon la condition, d'en arrêter l'exploitation en tout ou en partie. »

Le GTPR indique également que l'ébauche de Règlement sur le forage et la production sera modifiée de manière à préciser les exigences d'essais et d'entretien touchant les systèmes de sécurité et de protection de l'environnement de toutes les installations et non pas seulement des installations de production, comme le sous-entend l'ébauche.

Section 123. (1) Consider rewording this paragraph as follows: “Every operator shall submit to the Board, as part of an application for an operations authorization, a maintenance, inspection and testing program for its facility safety systems.”

Le GTPR a étudié la suggestion de l'ACPP, puis modifié le paragraphe comme suit :

« 123. (1) L'exploitant soumet à l'Office, avec la demande d'autorisation de travaux, un programme d'entretien, d'inspection et de mise à l'essai de ses systèmes de sécurité et de protection de l'environnement. »

Section 123. (2) Consider rewording this section as follows: “Every operator shall ensure that the program referred to in subsection (1) results in an availability that meets the performance standards (quantitative risk assessments, safety analysis etc.) as defined by the operator for these systems.”

Le GTPR n'a pas apporté le changement suggéré, car il estime que la « fiabilité » est un concept clé qui englobe davantage que la simple « disponibilité ». En effet, un système peut être disponible sans pour autant fonctionner selon les spécifications. De plus, le but relatif à la « haute fiabilité » est plus approprié que des normes de rendement définies par l'exploitant, quoique ces normes de rendement jouent un rôle important dans le concept de haute fiabilité.

Les notes d'orientation tiendront compte des commentaires de l'ACPP pour fournir davantage d'information sur la manière de promouvoir le concept de haute fiabilité de ses systèmes de sécurité et de protection de l'environnement.

Section 123. (3) Consider rewording this section as follows: “The Safety System Test Program tasks and intervals shall be determined through application of a risk-based methodology, taking into consideration:

- (a) Safety system design, specification and equipment reliability;
- (b) Expected operating conditions;
- (c) Assessed consequences of equipment failure, including secondary effects on other safety related systems;
- (d) Provision for adjustment of tasks and intervals based on observed trends in plant specific reliability data; and
- (e) Means of accurate reporting to the board in the event of a unsuccessful test, or equipment failure leading to a safety system impairment.

Le GTPR a révisé le paragraphe ci-dessous en fonction de la suggestion de l'ACPP :

« (3) Le programme visé au paragraphe (1) tient compte :

- a) de l'analyse de l'ensemble du système;
- b) des cibles établies en matière de protection de l'environnement et de sécurité, si le programme est élaboré à l'aide d'une méthode basée sur les risques;
- c) de la conception, des spécifications et de la fiabilité de l'équipement des systèmes de sécurité et de protection de l'environnement;
- d) des conditions de fonctionnement;
- e) du programme d'entretien;
- f) de la fréquence d'essai du système de sécurité et de protection de l'environnement;
- g) des procédures de fonctionnement;
- h) des exigences pour la notification de l'Office en cas d'échec d'un essai ou de défaillance du système ou encore, d'échec de l'équipement donnant

lieu à une défaillance du système de sécurité et de protection de l'environnement.

Les changements apportés permettent à l'exploitant d'utiliser une méthode basée sur les risques ou une méthode plus prescriptive. Les notes d'orientation fourniront davantage de détails à ce sujet. Le GTPR ajoute qu'il tiendra compte des points c) et d) suggérés par l'ACPP au moment de rédiger les notes d'orientation.

Note: As the testing program will be developed using risk based methodology, the associated guidance notes should only contain interpretation and guidance with respect to how the above is achieved and not define prescriptive periods.

Les notes d'orientation fourniront des détails sur la méthode axée sur les risques et sur la méthode prescriptive.

Note: The definition of "Safety Systems" as it currently exists in the combined Drilling and Production Regulations is:

"safety system" means the system installed on a production installation that is capable of detecting hazardous conditions or abnormal operating conditions on the installation and is designed so that, depending on the condition, the system is able to initiate a safe shutdown of the production installation or a portion of it.

The definition associated with "safety systems" includes a "production installation" but does not include a "drilling installation." Is it the intent of section 123 to only be applicable to a Production installation or should it also include a drilling installation? If the intent is to include drilling installations then this should be made clear within the "safety system" definition. In addition the definition would also have to be modified to account for the differences of the drilling installation. (refer to "production installation" and "drilling installation" definitions within the Drilling and Production Regulations.)

Voir les commentaires précédents au sujet de la définition des systèmes de sécurité et de protection de l'environnement.

Assuming that the intent is to include drilling Installations then consideration should be given to the fact that Operators do not always own, and therefore directly control, offshore installations. Examples include offshore drilling rigs or MODU's, which are almost always contracted. This section should clearly define if the intent is to deliver to the regulators a document equivalent to a UK "Safety Case". This would probably be acceptable to industry, as Installation Owners (not Operators) would appropriately be made responsible for producing and maintaining the Safety Case for the installation they own and manage. Further, the large number of UK rigs would become more readily and cost effectively available to East Coast Operators who currently have to work in a highly limited rig market. As in the UK, Canadian regulators would audit an installation against its Safety Case for compliance, and hold the Installation Owner (not the Operator)

accountable for fixing deficiencies. Operators would also contractually obligate Installation Owners to comply with the Installation Safety Case, providing further leverage for delivering the intent or goal: a safe, compliant installation.

Le GTPR modifiera les exigences relatives aux plans de sécurité et de protection de l'environnement dont le Règlement fait mention, de manière à faciliter la présentation d'une approche SSE par l'exploitant, s'il le souhaite. Dans le contexte réglementaire du Canada cependant, la présentation d'une approche SSE par un exploitant ne fait pas passer la « tâche » de l'exploitant au propriétaire de l'installation. Bien que celui-ci voudra probablement établir puis mettre en œuvre une approche SSE, ce sera tout de même à l'exploitant de l'accepter pour les activités ou travaux proposés.

Section 6: Measurement

We also wonder if the Measurement Guidelines under the Newfoundland and Labrador and Nova Scotia Offshore Areas Petroleum Production and Conservation Regulations, October 2003 will be revised to reflect a goal oriented approach? Currently the guidelines are very prescriptive.

Selon les prévisions, les lignes directrices actuelles, rédigées en 2003 avec les commentaires de l'ACPP, auront toujours cours dans la plupart des cas. Comme il est mentionné au début de ces lignes directrices, des cibles précises sont fournies, de même que des moyens possibles de les atteindre, mais les offices sont ouverts aux solutions de rechange.

The overall goal of the Measurement section is missing. It should clearly be stated what the purposes of the measurements are for (i.e. royalties, reservoir maintenance, allocation etc) such that the required measurement accuracies and flow system boundaries can be determined.

Le Règlement a été reformulé comme suit :

162. Le mesurage a pour but :

- (1) de tenir compte de tous les fluides produits et injectés;
- (2) de faciliter la gestion du réservoir;
- (3) de surveiller la conformité aux règlements.

Section 163. (a): We suggest revising the wording from “each fluid” to “Oil, Gas and Water.” Other items such as chemicals that are injected into the wells should not be required to be measured and reported as part of this regulation.

Le GTPR n'est pas d'accord, puisque tous les fluides doivent faire l'objet d'un suivi.

Flare volumes are sometimes difficult to measure. There should be an allowance for a calculated volume as well as it suggests that fuel gas volumes of less than 500 m³/day need not be measured.

Le GTPR reconnaît qu'il y a des cas où le mesurage des volumes brûlés à la torche peut être difficile. C'est pourquoi il stipule que si le mesurage n'est pas possible, les données de mesurage ne sont pas exigées. Encore ici, le GTPR souligne que le délégué à l'exploitation ou le délégué à la sécurité peut, en vertu de la Loi, accorder une dérogation au Règlement.

Le GTPR prend note des commentaires de l'ACPP sur la volumes brûlés à la torche. Les notes d'orientation fourniront des détails sur les volumes à déclarer.

Section 163. (a) (iii): the word “used” is unclear – this is probably meant to account for such things as fuel gas and gas lift. We are also unclear as to produced water disposal.

Le GTPR indique que l'article 163 a été modifié comme suit :

163. Sous réserve de l'article 164, l'exploitant mesure et enregistre le débit et le volume total :

(a) de chaque fluide :

(i) extrait de chaque puits;

(ii) injecté dans chaque puits;

(iii) brûlé à la torche, éliminé ou utilisé par une installation de production ou transféré d'une telle installation;

(b) de chaque fluide qui entre dans une unité de raffinage, une usine de traitement ou une autre installation, ou qui en sort.

Section 163. (b): The term “each fluid” is too vague for a regulation. The types of fluid should be noted.

Le GTPR n'est pas d'accord. Tous les fluides doivent faire l'objet d'un suivi et ce, même si le degré de précision exigé dans le cas de certains fluides n'est pas aussi élevé, ce qui se trouverait dans les lignes directrices. Par ailleurs, les notes d'orientation fourniront des détails sur les fluides dont il faut faire le suivi.

Consistent with these regulations operators should be permitted to propose a Measurement System that is founded on company and industry standards and best practices. For example, well testing frequencies, designation of pools and zones should be left to the operator to propose.

Le Règlement vise à conférer une certaine souplesse et les lignes directrices relatives au mesurage favorisent la discussion au sujet de solutions de rechange. Les notes d'orientation qui seront rédigées fourniront davantage de détails. La désignation finale des gisements revient au délégué à l'exploitation, habituellement en consultation avec l'exploitant.

Section 164: This section does not make any specific reference to the use of a test separator, which is a big space issue offshore. Wording looks like it leaves the door open to not using test separators in the future.

Le recours à un séparateur d'essai fait plutôt partie du système de mesurage et de répartition dont il est question au paragraphe 164(1). Si le recours à un séparateur d'essai n'est pas proposé, alors les données relatives aux fonctions normales devront être recueillies par d'autres moyens acceptables aux yeux de l'Office.

Section 164. (1): Using the term “reasonably accurate determination” without defining the determination intent (i.e. royalties, allocation, reservoir maintenance etc) is too vague.

Le GTPR n'est pas d'accord. Ce sont plutôt les lignes directrices et les notes d'orientation qui font état de ce niveau de détail.

Section 164. (1): We suggest removing “on a pool and zone basis.” The implication of having to report production or injection on a zone by zone basis is significant.

Le GTPR n'est pas d'accord. Les mots « pour le gisement ou le champ » sont nécessaires pour éviter le gaspillage, comme en fait mention la Loi.

Section 164. (5): Consider removing this subsection. Allocating production/injection to individual pools/zones in a commingled multi-layer reservoir is an onerous requirement and would require production logs to be run frequently. The monthly production reporting formats would also be impacted by this requirement.

Le GTPR n'est pas d'accord. La gestion se fait déjà. Lorsqu'est permise la production d'un réservoir à couches confondues, il faut en assurer la gestion, jusqu'à un certain point.

Subsection 6: (a) Testing, Maintenance, and Notification

Paragraphe 165(2) : Le GTPR souligne que le paragraphe 165(2) a été modifié comme suit :

« L'exploitant s'assure que les équipements utilisés pour la calibration du système d'écoulement sont calibrés. »

Les notes d'orientation aborderont plus en détail les normes de calibration.

Section 165. (3): We suggest you consider removing this subsection. Subsection (4) adequately describes the actions required in the event of a measurement failure. If the NEB disagrees with complete removal of this section then we request that the following wording changes be made:

“Every operator shall repair or replace forthwith any component impacting the accuracy of the flow system, or enact a contingency plan which will provide the means to obtain the results with a reasonable level of accuracy, until such time that the repair or replacement of the malfunctioned component can take place.”

The proposed wording accounts for the fact that not every component that fails will impact the accuracy or integrity of the metering systems. Also it may not be practical to immediately repair or replace malfunctioning equipment.

Le GTPR n'est pas d'accord. En pratique, l'équipement défectueux doit être remplacé dès que possible. De plus, le paragraphe 165(4) donne

suffisamment de souplesse à l'exploitant pour décrire les moyens qu'il emploie pour remédier à une défaillance, dont décrire la méthode de rechange qu'il utilise pour la collecte des données.

Section 165. (6) We are unclear as to the intent or goal of this paragraph. It does not appear to fit with either a prescriptive or goal oriented approach but instead seems to provide the regulator the authority to require additional testing without providing the reasons why. This is too broad since it covers all "measurement appliances."

Le GTPR souligne que le paragraphe 165(6) a été modifié comme suit :

165. (6) L'Office peut à tout moment demander qu'un appareil de mesure soit mis à l'essai ou examiné d'une façon donnée, à telle occasion ou telle fréquence et par telle personne, précisées par l'Office.

Le GTPR souligne que le délégué à l'exploitation a déjà le pouvoir, en vertu de l'alinéa 54e) de la LOPC, d'exiger tous les essais et examens voulus. Les raisons justifiant la demande de tels essais et examens doivent rester dans le domaine du raisonnable.

Subsection 6: (b) Transfer Meters

Section 166: This requirement is acceptable providing it replaces the Board's existing requirements. If this assumption is not correct this requirement adds a layer of reporting that does not currently exist and might put industry in the middle of conflicting objectives between the Offshore Boards and the NEB.

Le GTPR n'est pas certain de comprendre le commentaire.

Subsection 6: (c) Metering Records

Section 167: This requirement is acceptable providing it replaces the Board existing requirements.

Section 168: We suggest you consider removing "on a pool and zone basis" from this section.

Le GTPR n'est pas d'accord. Les mots « pour le gisement ou pour le champ » sont nécessaires pour éviter le gaspillage dont il est fait mention dans la Loi.

Ébauche pour consultation

**Règlement sur le
forage et la
production axé sur
les buts -
Mars 2006**

Contexte

Pour plus de renseignements, le lecteur est prié de se reporter aux lettres de l'Office, et aux pièces qui y sont jointes : « Période des commentaires du public - Élaboration d'un Règlement sur le forage et la production axé sur les butes », datée du 11 avril 2005, « Commentaires portant sur le projet d'élaboration d'une réglementation axée sur les butes dans le domaine des activités de forage et de production pétrolière », datée du 20 octobre 2005, et « Réponse détaillée du GTPR aux commentaires de l'ACPP relativement au Règlement sur le forage et la production axé sur les butes » daté de mars 2006. Ces documents sont tous accessibles dans le site Internet de l'Office (www.neb-one.gc.ca), sous Participation des Canadiens/Règlement sur le forage et la production.

Sont inclus dans la portée du projet de Règlement sur le forage et la production axé sur les butes les six sujets ci-dessous :

- les exigences générales en matière de contrôle des puits
- le tubage
- les essais sur l'équipement de contrôle des puits
- l'évaluation des puits, des gisements et des champs
- les exigences en matière d'essais et de rapports pour les systèmes de sécurité
- le mesurage

Le numéro des articles susceptibles d'être remplacés (voir les ébauches de règlement axé sur les butes ci-joint) renvoient à la numérotation de l'ébauche de Règlement sur le forage et la production, qui est actuellement à l'étape de l'examen réglementaire au ministère fédéral de la Justice. Par souci de commodité, les ébauches de projet renvoient au projet de *Règlement sur le forage et la production axé sur les butes*, élaboré en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) uniquement; c'est pourquoi les numéros d'article ne correspondent pas à ceux du *Règlement sur le forage et la production* élaboré en vertu des lois relatives aux accords sur les ressources au large des côtes¹. Comme toutefois les règlements élaborés en vertu de la LOPC et les lois relatives aux accords sur les ressources au large des côtes se reflètent mutuellement, la formulation dans un cas comme dans l'autre sera très semblable, sinon

¹ *Loi de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada - Terre-Neuve*; *Loi de Terre -Neuve-et-Labrador intitulée Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland and Labrador Act*; *Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada - Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*; *loi de la Nouvelle-Écosse intitulée Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act*.

identique. L'ébauche du *Règlement sur le forage et la production* élaborée en vertu de la LOPC est présentée sur le site Internet de l'Office (www.neb-one.gc.ca), bouton Participation des Canadiens/Règlement sur le forage et l'exploitation, qui se trouve à la page d'accueil.

L'élaboration des notes d'orientation qui accompagneront le *Règlement* fera également partie du travail de reformulation du *Règlement sur le forage et la production axé sur les buts*. Quoique commencée, cette étape du projet se trouve encore à un stade précoce.

ÉBAUCHE

Table des matières

Contexte	ii
Exigences générales relatives au contrôle des puits -----	1
Tubage -----	2
Dispositions générales -----	2
Conception des tubages -----	2
Tube de production -----	3
Cimentation -----	3
Tubage partiel -----	4
Prise du ciment -----	4
Épreuve sous pression du tubage -----	4
Essai des équipements de contrôle de puits -----	5
Évaluation des puits, gisements et champs -----	6
Exigences générales -----	6
Déblais de forage et teneur en gaz du fluide de forage -----	7
Carottes et échantillons de déblais -----	7
Diagraphies d'évaluation de formation -----	7
Diagraphie en puits tubé -----	7
Mesures de pression de formation, essais d'écoulement et de puits -----	7
Échantillons de fluides -----	8
Détermination de la pression dans un gisement -----	8
Expédition des échantillons et des données -----	9
Exigences d'essai et de rapport pour les systèmes de sécurité et de protection de l'environnement -----	10
Mesurage -----	11
Essais, entretien et notification -----	12
Compteurs de transfert -----	12
Registres de comptage -----	12
Fréquence d'essai -----	12

Exigences générales relatives au contrôle des puits

(Remplacera les articles 63 à 73 de l'ébauche du règlement sur le forage et la production)

63. (1) L'exploitant s'assure qu'au cours des travaux de puits, des équipements fiables de contrôle de puits sont en place pour permettre :

- a) de contrôler les venues;
- b) de prévenir les éruptions;
- c) d'exécuter de manière sécuritaire toutes les activités et les travaux, dont le forage, l'achèvement et le reconditionnement.

(2) Après la mise en place du tubage de surface, l'exploitant s'assure que pendant tous les travaux de puits, au moins deux barrières indépendantes et mises à l'essai sont en place, sauf s'il s'agit d'un puits tubé non perforé qui a été mis à l'essai sous pression.

(3) En cas de défaillance d'une barrière, seules les activités nécessaires à la restauration ou au remplacement de la barrière sont permises dans le puits.

(4) Sauf lors du forage en sous-équilibre, la colonne de fluide de forage est considérée comme l'une des deux barrières à avoir en place durant le forage.

64. L'exploitant s'assure que les équipements de forage et de contrôle de puits sont conçus, utilisés, mis en place et entretenus selon les bonnes pratiques de l'industrie pétrolière.

Tubage

(Remplacera les articles 75 à 89 et 93 de l'ébauche du Règlement)

Dispositions générales

75. L'exploitant soumet à l'Office avec la demande d'approbation de forage de puits, un programme de tubage et de cimentation qui permet :

- a) de contrôler efficacement les pressions de formation et de fluides;
- b) d'empêcher le dégagement direct et indirect de fluides en provenance de toute couche vers le trou de sonde;
- c) d'empêcher la communication de fluides entre les couches contenant des hydrocarbures;
- d) de protéger les aquifères d'eau potable de toute contamination;
- e) de supporter les sédiments non consolidés et d'isoler les couches pergélisées ou contenant des hydrates;
- f) de permettre une production ou une injection efficace de fluides.

Conception des tubages

76. (1) L'exploitant s'assure que le tubage employé dans un puits est :

- a) neuf;
- b) s'il s'agit de tubage usagé, inspecté selon les exigences de la norme de l'API intitulée *Recommended Practice for Care and use of Casing and Tubing*, compte tenu des modifications successives.

(2) Le tubage et les raccords comblent ou dépassent les paramètres de résistance figurant dans le bulletin de l'API intitulé *API BUL. 5C2, Performance properties of Casing, Tubing and Drill Pipes*, compte tenu des modifications successives.

77. (1) L'exploitant s'assure que le tubage qui sera installé dans un puits est conçu pour résister aux charges prévues d'éclatement, d'écrasement, de fléchissement, de gauchissement et thermique ou de toute combinaison de ces facteurs.

(2) Le tubage doit être conçu de manière à pouvoir résister aux charges maximales qui pourront être présentes pendant les travaux d'installation, de forage et de production.

(3) L'exploitant s'assure que la conception du tubage tient compte du type de puits, de la profondeur de l'eau (pour les puits extracôtiers), de la présence de zone en

surpression, des considérations métallurgiques, de même que de la présence de H₂S ou de CO₂.

78. La profondeur de mise en place du sabot de tubage doit être choisie de manière à :

- a) assurer un gradient maximum de fracture de formation;
- b) réduire le plus possible les troubles en puits;
- c) satisfaire aux exigences d'évaluation et de production des formations;
- d) prévoir une tolérance suffisante au jaillissement, ainsi que des activités de contrôle de la pression du fond du puits qui sont constantes et sécuritaires.

Tube de production

79. L'exploitant s'assure que le tube installé dans un puits est conçu :

- a) pour permettre l'installation d'équipements d'ascension artificielle lorsqu'il y a raison de croire que de tels équipements pourront être requis pour maintenir le débit et assurer une récupération totale accrue du gisement ou du champs;
- b) pour résister aux conditions, forces et contraintes qui pourraient avoir un effet néfaste sur le tube;
- c) dans le cas d'un puits acide, satisfaire aux exigences de la norme NACE Standard MR0175-92 Item No. 53024, de la National Association of Corrosion Engineers, intitulée *Standard Material Requirements, Sulfide Stress Cracking Resistant - Metallic Materials for Oilfield Equipment*, compte tenu des modifications successives.

Cimentation

80. (1) La conception du laitier de ciment et les procédures de mise en place ont pour but :

- a) de prévenir le déplacement des fluides de formation dans l'espace annulaire (entre le tubage et la formation ou entre les tubes);
- b) de fournir un support au tubage;
- c) de retarder la corrosion du tubage.

(2) L'exploitant s'assure que le tubage initial, le tubage pour pergélisol et le tubage de surface sont cimentés, à partir du sabot de tubage jusqu'au sommet du tubage.

(3) L'exploitant s'assure que dans le cas :

- a) de tubage de surface en présence de pergélisol, le tubage doit être mis en place à une profondeur de 150 m sous la base du pergélisol;

b) d'un tubage intermédiaire, le ciment remonte au moins à 300 m au-dessus du sabot ou 60 m au-dessus de la zone la moins profonde contenant des hydrocarbures;

c) d'un tubage de production, que toute couche renfermant du pétrole, du gaz ou de l'eau est isolée des autres et qu'il n'y a pas de déplacement dans l'espace annulaire, en utilisant soit suffisamment de ciment dans l'espace annulaire pour isoler jusqu'à au moins 60 m au-dessus et 30 m au-dessous de la zone, soit un autre moyen approprié d'isoler de manière égale ou supérieure les zones en question.

Tubage partiel

81. Le tubage partiel doit être cimenté sur toute sa longueur.

Prise du ciment

82. Après la cimentation d'un tubage et avant la reprise du forage, l'exploitant s'assure que la période d'attente pour le durcissement du ciment est d'au moins 6 heures et d'au plus 12 heures, à moins que l'exploitant n'ait déterminé au moyen d'échantillons représentatifs de ciment que ce dernier a atteint une résistance en compression d'au moins 3 500 kPa.

Épreuve sous pression du tubage

83. (1) L'exploitant veille à ce que le tubage intermédiaire et le tubage de surface soient éprouvés sous pression, après la pause et la cimentation et avant le reprise du forage ou d'opérations en fond de puits, à la moindre de la pression calculée maximum de surface et une pression équivalant à 70 % de la pression de rupture interne minimale.

(2) L'exploitant veille à ce que le tubage de production soit éprouvé sous pression à une pression équivalent à 100 % de la pression calculée maximum de surface.

Essai des équipements de contrôle de puits

(Remplacera les articles 90 à 92 de l'ébauche du Règlement)

90. (1) L'essai des équipements de contrôle de puits doit être effectué selon les exigences d'essai et d'entretien relatives aux obturateurs de surface et de subsurface et aux équipements de contrôle de puits qui sont énoncées dans l'approbation de forage du puits accordée aux termes de l'article **XX**.

(2) Les équipements de contrôle de pression associés aux opérations par tube de production concentrique, par câble lisse et par câble sont soumis à un essai sous pression après leur mise en place et à tout moment opportun pour en assurer un fonctionnement sûr.

ÉBAUCHE

Évaluation des puits, gisements et champs

(Remplacera les articles 94 à 117 de l'ébauche du Règlement)

Exigences générales

95. (1) L'exploitant obtient, selon les bonnes pratiques de l'industrie pétrolière, pour chaque puits les déblais, les échantillons de fluide, les diagraphies, les carottes classiques, les carottes latérales, les mesures de pression, les essais d'écoulement et de puits, les analyses, et les levés, nécessaires à une évaluation approfondie de la géologie et du réservoir.

(2) L'exploitant obtient les mesures de la pression du gisement, les échantillons de fluide, les diagraphies en puits tubé et les essais de puits nécessaires à une évaluation approfondie de la performance du puits d'exploitation, des scénarios de tarissement du gisement et de la performance du champs.

95.1. (1) L'exploitant soumet à l'approbation de l'Office un programme d'acquisition de données de puits qui satisfait aux dispositions du paragraphe 95(1).

(2) L'Office approuve le programme d'acquisition de données de puits lorsque le programme fournit une évaluation approfondie de la géologie et du réservoir et ne crée pas de gaspillage.

(3) L'exploitant doit, 90 jours avant de commencer à forer un puits d'exploitation dans un champ, présenter à l'Office un programme d'acquisition de données du champ qui satisfait aux dispositions du paragraphe 95(2).

(4) L'Office approuve le programme d'acquisition de données du champ lorsque le programme fournit une évaluation approfondie de la performance des puits d'exploitation, des scénarios de tarissement du gisement et de la performance du champ.

95.2. Lorsqu'une partie d'un programme d'acquisition de données de puits ou du champ visé à l'article 95.1 ne peut être réalisée, l'exploitant :

- a) en avise immédiatement un agent du contrôle de l'exploitation;
- b) soumet à l'approbation de l'Office les mesures prévues pour obtenir des renseignements autrement obtenus par la partie non réalisée du programme d'acquisition de données de puits ou du champ.
- c) L'Office approuve les mesures s'il est convaincu qu'elles pourront recueillir une information équivalente à celle qui aurait été obtenue si la partie non réalisée du programme d'acquisition de données du puits ou du champ avait été réalisée.

Déblais de forage et teneur en gaz du fluide de forage

96. (1) L'exploitant :

- a) détermine et enregistre la teneur en hydrocarbures gazeux des fluides de forage qui remontent à la surface;
- b) s'assure que des échantillons de déblai de forage sont prélevés pour les sections de puits mentionnées au programme d'acquisition de données de puits.

(2) Lorsque des échantillons ne peuvent être obtenus, l'exploitant en informe le délégué à l'exploitation dans le rapport final du puits et y indique l'intervalle et la raison de ce fait.

Carottes et échantillons de déblais

96.1. L'exploitant s'assure que les carottes et les échantillons de déblais de forage prélevés en vertu de l'article 95 sont manipulés, identifiés, décrits et analysés selon les bonnes pratiques de l'industrie pétrolière.

Diagraphies d'évaluation de formation

96.2. L'exploitant s'assure que suffisamment de diagraphies sont effectuées sous le tubage de surface pour permettre de déterminer la lithologie, la zone productive nette, la pression du gisement et les contacts des fluides.

96.3. L'exploitant effectue des diagraphies d'évaluation de formation dans le trou foré pour le tubage de surface lorsqu'ils sont requis pour les besoins d'évaluation de la formation.

Diagraphie en puits tubé

96.4. L'exploitant effectue une diagraphie en puits tubé si la diagraphie est techniquement réalisable et la diagraphie contribuera de façon significative à l'évaluation du gisement qui contient le puits.

Mesures de pression de formation, essais d'écoulement et de puits

xx. L'exploitant s'assure que toute formation dans un puits est échantillonnée ou mise à l'essai de manière à obtenir des données sur les écoulements de fluide et la pression des réservoirs, lorsqu'il y a lieu de croire que le résultat de l'échantillonnage ou de l'essai contribuera sensiblement à l'évaluation de la géologie et du réservoir.

xx. (1) Avant d'entreprendre l'essai d'écoulement de formation sur un puits foré sur un horizon géologique, l'exploitant doit :

- a) présenter un programme d'essai détaillé à l'Office;
- b) obtenir l'approbation préalable de l'Office.

(2) L'Office approuve l'essai d'écoulement de formation s'il établit que l'essai sera effectué de manière sécuritaire et conforme aux bonnes pratiques de l'industrie pétrolière et qu'il permet à l'exploitant :

- a) d'obtenir des données sur la productibilité ou la productivité du puits;
- b) d'établir les caractéristiques du réservoir;
- c) d'obtenir des échantillons représentatifs des fluides de formation.

(3) L'Office peut exiger que l'exploitant effectue un essai d'écoulement sur un puits foré sur un horizon géologique, autre que le premier puits foré, s'il y a lieu de croire qu'un tel essai pourrait contribuer de manière importante à l'évaluation de la géologie et du réservoir.

Échantillons de fluides

96.10. (1) L'exploitant qui achève un puits dans un gisement, collecte un échantillon représentatif des fluides du réservoir dans le puits si cela contribue de façon significative à l'évaluation du gisement ou du champ dans lequel le gisement est situé.

(2) Aussi souvent que l'exigent les besoins de gestion concernant le réservoir du champ, l'exploitant collecte et analyse des échantillons de pétrole, de gaz et d'eau de suffisamment de puits pour déterminer la composition :

- a) des fluides du gisement,
- b) des fluides injectés dans le gisement,
- c) des fluides produits qui ont été utilisés comme carburant, déchargé ou transféré de l'installation de production,

(3) L'exploitant collecte et analyse des échantillons de pétrole, de gaz et d'eau s'il y a raison de croire que la composition des fluides produit d'un gisement a changé par rapport à celle déterminée dans les analyses réalisées en vertu du paragraphe (2).

(4) L'exploitant s'assure que les échantillons de fluides sont analysés selon les bonnes pratiques de l'industrie pétrolière.

Détermination de la pression dans un gisement

96.11. L'exploitant détermine et enregistre la pression statique du gisement au niveau de la partie complétée avant de débiter la production ou l'injection d'un puits d'exploitation.

96.12. (1) L'exploitant mène une campagne annuelle de mesurage de la pression du gisement conformément au programme approuvé d'acquisition de données du champ.

(2) L'exploitant consigne les résultats de la campagne au délégué à l'exploitation dans le rapport annuel de production.

Expédition des échantillons et des données

96.13. L'exploitant s'assure que les échantillons de déblais de forage, de fluides, de carottes et autres matériaux exigés par le présent règlement sont :

- a) manutentionnés et entreposés pour prévenir les pertes ou détériorations;
- b) expédiés à l'Office dans les 60 jours qui suivent la date de cessation, sauf lorsque les échantillons sont en cours d'analyse. Dans ce cas, les échantillons ou portions restantes devront alors être expédiés après analyse;
- c) emballés dans des contenants convenables, proprement étiquetés et identifiés.

96.14. L'exploitant s'assure que lorsqu'ont été prélevés les échantillons nécessaires aux analyses visées à l'article 96.1 ou à une autre analyse approuvée par l'Office, le reste de la carotte ou une tranche prise dans le sens longitudinal et correspondant à au moins la moitié de la section transversale de la carotte est remise au délégué à l'exploitation.

96.15. Avant d'éliminer les échantillons de déblais de forage, de fluides, de carottes, de données d'évaluation ou d'autres matériaux exigés par le présent règlement, l'exploitant en avise par écrit le délégué à l'exploitation et lui laisse la possibilité d'en demander la remise.

Exigences d'essai et de rapport pour les systèmes de sécurité et de protection de l'environnement

(Remplacera les articles 123 et 124 de l'ébauche du Règlement)

123. (1) L'exploitant soumet à l'Office, avec la demande d'autorisation de travaux, un programme d'entretien, d'inspection et de mise à l'essai de ses systèmes de sécurité et de protection de l'environnement.

(2) L'exploitant s'assure que le programme visé au paragraphe (1) fournit un système hautement fiable de protection de l'environnement et de sécurité pour chaque installation.

(3) Le programme visé au paragraphe (1) tient compte :

- a) de l'analyse de l'ensemble du système;
- b) des cibles établies en matière de protection de l'environnement et de sécurité, si le programme est élaboré à l'aide d'une méthode basée sur les risques;
- c) de la conception, des spécifications et de la fiabilité de l'équipement des systèmes de sécurité et de protection de l'environnement;
- d) des conditions de fonctionnement;
- e) du programme d'entretien;
- f) de la fréquence d'essai du système de sécurité et de protection de l'environnement;
- g) des procédures de fonctionnement;
- h) des exigences pour la notification de l'Office en cas d'échec d'un essai ou de défaillance du système ou encore, d'échec de l'équipement donnant lieu à une défaillance du système de sécurité et de protection de l'environnement.

Mesurage

(Remplacera les articles 151 à 170 de l'ébauche du Règlement)

162. Le mesurage a pour but :

- (1) de tenir compte de tous les fluides produits et injectés;
- (2) de faciliter la gestion du réservoir;
- (3) de surveiller la conformité aux règlements.

163. Sous réserve de l'article 164, l'exploitant mesure et enregistre le débit et le volume total :

- (a) de chaque fluide :
 - (i) extrait de chaque puits;
 - (ii) injecté dans chaque puits;
 - (iii) transféré d'une installation de production ou brûlé à la torche, éliminé ou utilisé par une telle installation;
- (b) de chaque fluide qui entre dans une unité de raffinage, une usine de traitement ou une autre installation, ou qui en sort.

164. (1) L'exploitant soumet à l'Office une demande d'approbation du système d'écoulement, des procédures de calcul du débit et des procédures de répartition qui permettront une détermination raisonnablement précise des mesures requise en vertu de l'article 163 pour un gisement ou une zone et ce, pour la production et l'injection de chaque puits.

(2) L'exploitant exécute le mesurage requis au paragraphe (1) selon les bonnes pratiques de l'industrie pétrolière.

(3) L'exploitant procède au mesurage et à la répartition du pétrole, du gaz et de l'eau selon les exigences du système d'écoulement, des procédures de calcul de débit et des procédures de répartition approuvés en vertu du paragraphe (1) et n'en modifie pas l'équipement ou les procédures sans l'approbation de l'Office.

(4) L'exploitant répartit la production regroupée de pétrole et de gaz des puits et les fluides injectés sur une base pro rata pour chaque puits selon le système d'écoulement, les procédures de calcul de débit et les procédures de répartition approuvés en vertu du paragraphe (1).

(5) Dans le cas d'un puits dont l'achèvement est réalisé sur plusieurs zones ou gisements, l'exploitant répartit la production ou l'injection pour chaque zone ou gisement selon les procédures de répartition soumises en vertu du paragraphe (1).

Essais, entretien et notification

165. (1) L'exploitant calibre et entretien les compteurs et équipements auxiliaires pour garantir l'exactitude du mesurage.

(2) L'exploitant s'assure que les équipements utilisés pour la calibration du système d'écoulement sont calibrés.

(3) L'exploitant répare ou remplace tout équipement dont le fonctionnement n'est pas conforme aux spécifications du manufacturier.

(4) L'exploitant avise promptement un agent de l'exploitation de toute défectuosité ou défaillance d'une composante du système d'écoulement et indique les mesures prises pour remédier à la défectuosité ou à la défaillance.

(5) L'exploitant s'assure que le personnel responsable de l'entretien et du fonctionnement du système d'écoulement, des procédures de calcul du débit et des procédures de répartition est qualifié et a été formé comme il se doit.

(6) L'Office peut à tout moment demander qu'un appareil de mesure soit mis à l'essai ou examiné d'une façon donnée, à telles occasions ou à telle fréquence, et par une personne donnée, précisée par l'Office.

Compteurs de transfert

166. (1) L'exploitant avise un agent à l'exploitation au moins 14 jours avant de procéder à l'étalonnage du compteur étalon de transfert ou compteur principal utilisé en conjonction avec le compteur de transfert.

(2) L'exploitant présente une copie du certificat d'étalonnage du compteur étalon au délégué à l'exploitation.

Registres de comptage

167. L'exploitant tient un registre de l'écoulement au travers de chaque compteur de production ou de compteur d'essai de production et conserve ce dernier jusqu'à ce la production du gisement ou du champs soit abandonné.

Fréquence d'essai

168. L'exploitant d'un puits d'exploitation produisant du pétrole ou du gaz doit soumettre, suffisamment fréquemment, le puits à un essai qui permettra de déterminer avec raisonnablement de précision la production de pétrole, de gaz et d'eau pour le gisement ou le champ.