
**Industries du pétrole et du gaz
naturel — Équipements de forage et
de production — Conception des tubes
conducteurs en mer, profondeur de
mise en place et installation**

*Petroleum and natural gas industries — Drilling and production
equipment — Offshore conductor design, setting depth and
installation*

iTeh STA (standards.iteh.ai)

[ISO 3421:2022](https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/e8d5c7c7-dc32-45f9-8d0a-3ecc979a939f/iso-3421-2022)

<https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/e8d5c7c7-dc32-45f9-8d0a-3ecc979a939f/iso-3421-2022>



iTeh STANDARD PREVIEW
(standards.iteh.ai)

ISO 3421:2022

<https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/e8d5c7c7-dc32-45f9-8d0a-3ecc979a939f/iso-3421-2022>



DOCUMENT PROTÉGÉ PAR COPYRIGHT

© ISO 2022

Tous droits réservés. Sauf prescription différente ou nécessité dans le contexte de sa mise en œuvre, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie, ou la diffusion sur l'internet ou sur un intranet, sans autorisation écrite préalable. Une autorisation peut être demandée à l'ISO à l'adresse ci-après ou au comité membre de l'ISO dans le pays du demandeur.

ISO copyright office
Case postale 401 • Ch. de Blandonnet 8
CH-1214 Vernier, Genève
Tél.: +41 22 749 01 11
E-mail: copyright@iso.org
Web: www.iso.org

Publié en Suisse

Sommaire

Page

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Avant-propos | v |
| Introduction | vi |
| 1 Domaine d'application | 1 |
| 2 Références normatives | 1 |
| 3 Termes et définitions | 2 |
| 4 Symboles et termes abrégés | 3 |
| 4.1 Symboles | 3 |
| 4.1.1 Symboles pour la conception des tubes conducteurs | 3 |
| 4.1.2 Symboles pour la profondeur de mise en place | 5 |
| 4.2 Termes abrégés | 7 |
| 5 Exigences générales | 8 |
| 5.1 Généralités | 8 |
| 5.2 États limites pour la conception du tube conducteur | 8 |
| 5.3 Exigences de profondeur de mise en place | 8 |
| 5.4 Exigences d'installation | 8 |
| 5.5 Situations conceptuelles | 9 |
| 6 Paramètres de conception | 9 |
| 6.1 Généralités | 9 |
| 6.2 Paramètres océano-météorologiques | 9 |
| 6.3 Paramètres de glace | 10 |
| 6.4 Paramètres sismiques | 10 |
| 6.5 Paramètres du sol | 10 |
| 6.6 Paramètres de conception technique | 10 |
| 6.6.1 Paramètres de plate-forme | 10 |
| 6.6.2 Paramètres opérationnels du puits | 10 |
| 7 Conception du tube conducteur | 12 |
| 7.1 Généralités | 12 |
| 7.2 Actions | 12 |
| 7.2.1 Généralités | 12 |
| 7.2.2 Actions permanentes (<i>G</i>) | 12 |
| 7.2.3 Actions variables (<i>Q</i>) | 13 |
| 7.2.4 Actions de déformation (<i>D</i>) | 13 |
| 7.2.5 Actions accidentelles (<i>A</i>) | 13 |
| 7.2.6 Actions dues à l'environnement | 13 |
| 7.3 Coefficients partiels applicables aux actions | 14 |
| 7.4 Dispositifs de retenue limites | 15 |
| 7.4.1 Généralités | 15 |
| 7.4.2 Tubes conducteurs de plate-forme | 15 |
| 7.4.3 Tubes conducteurs soutenus par une plate-forme auto-élévatrice | 16 |
| 7.4.4 Tubes conducteurs auto-porteurs | 16 |
| 7.4.5 Tubes conducteurs de tête de puits sous-marins | 16 |
| 7.5 Contrôles de résistance et de stabilité | 16 |
| 7.5.1 Généralités | 16 |
| 7.5.2 Méthode de conception | 16 |
| 7.5.3 Compression axiale | 17 |
| 7.5.4 Flexion | 18 |
| 7.5.5 Cisaillement | 19 |
| 7.5.6 Contrainte combinée | 20 |
| 7.6 Fatigue | 20 |
| 8 Profondeur de mise en place | 21 |
| 8.1 Généralités | 21 |

| | | |
|----------|---------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 8.2 | Profondeur de mise en place pour le chenal de circulation des fluides..... | 21 |
| 8.3 | Profondeur de mise en place pour la fondation structurelle du puits..... | 22 |
| 8.3.1 | Généralités..... | 22 |
| 8.3.2 | Installation par battage, forage et cimentation..... | 22 |
| 8.3.3 | Installation par injection..... | 26 |
| 9 | Installation..... | 28 |
| 9.1 | Généralités..... | 28 |
| 9.2 | Battage..... | 28 |
| 9.2.1 | Applicabilité..... | 28 |
| 9.2.2 | Analyse d'aptitude au battage..... | 28 |
| 9.2.3 | Méthodes d'installation..... | 28 |
| 9.2.4 | Séquence de battage du tube conducteur par un groupe de piles..... | 29 |
| 9.2.5 | Documentation des données..... | 29 |
| 9.2.6 | Qualité..... | 30 |
| 9.3 | Forage et cimentation..... | 30 |
| 9.3.1 | Applicabilité..... | 30 |
| 9.3.2 | Correspondance de taille du trépan et du tube conducteur..... | 30 |
| 9.3.3 | Temps d'attente du ciment..... | 30 |
| 9.3.4 | Qualité..... | 30 |
| 9.4 | Injection..... | 30 |
| 9.4.1 | Applicabilité..... | 30 |
| 9.4.2 | Correspondance de taille du trépan et du tube conducteur..... | 31 |
| 9.4.3 | Assemblage de fond de forage d'injection..... | 31 |
| 9.4.4 | Procédure d'injection..... | 31 |
| 9.4.5 | Paramètres opérationnels d'injection..... | 31 |
| 9.4.6 | Enregistrement des données..... | 32 |
| 9.4.7 | Qualité..... | 33 |
| | Annexe A (informative) Informations et lignes directrices supplémentaires..... | 34 |
| | Bibliographie..... | 39 |

Avant-propos

L'ISO (Organisation internationale de normalisation) est une fédération mondiale d'organismes nationaux de normalisation (comités membres de l'ISO). L'élaboration des Normes internationales est en général confiée aux comités techniques de l'ISO. Chaque comité membre intéressé par une étude a le droit de faire partie du comité technique créé à cet effet. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'ISO participent également aux travaux. L'ISO collabore étroitement avec la Commission électrotechnique internationale (IEC) en ce qui concerne la normalisation électrotechnique.

Les procédures utilisées pour élaborer le présent document et celles destinées à sa mise à jour sont décrites dans les Directives ISO/IEC, Partie 1. Il convient, en particulier, de prendre note des différents critères d'approbation requis pour les différents types de documents ISO. Le présent document a été rédigé conformément aux règles de rédaction données dans les Directives ISO/IEC, Partie 2 (voir www.iso.org/directives).

L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments du présent document peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. L'ISO ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et averti de leur existence. Les détails concernant les références aux droits de propriété intellectuelle ou autres droits analogues identifiés lors de l'élaboration du document sont indiqués dans l'Introduction et/ou dans la liste des déclarations de brevets reçues par l'ISO (voir www.iso.org/brevets).

Les appellations commerciales éventuellement mentionnées dans le présent document sont données pour information, par souci de commodité, à l'intention des utilisateurs et ne sauraient constituer un engagement.

Pour une explication de la nature volontaire des normes, la signification des termes et expressions spécifiques de l'ISO liés à l'évaluation de la conformité, ou pour toute information au sujet de l'adhésion de l'ISO aux principes de l'Organisation mondiale du commerce (OMC) concernant les obstacles techniques au commerce (OTC), voir www.iso.org/avant-propos.

Le présent document a été élaboré par le comité technique ISO/TC 67, *Matériel, équipement et structures en mer pour les industries pétrolière, pétrochimique et du gaz naturel*, sous-comité SC 4, *Équipement de forage et de production*, en collaboration avec le comité technique CEN/TC 12, *Matériel, équipement et structures en mer pour les industries du pétrole, de la pétrochimie et du gaz naturel*, du Comité européen de normalisation (CEN) conformément à l'Accord de coopération technique entre l'ISO et le CEN (Accord de Vienne).

Il convient que l'utilisateur adresse tout retour d'information ou toute question concernant le présent document à l'organisme national de normalisation de son pays. Une liste exhaustive desdits organismes se trouve à l'adresse www.iso.org/fr/members.html.

Introduction

Le présent document fournit des exigences et des recommandations relatives à la conception, la profondeur de mise en place et l'installation des tubes conducteurs en mer utilisés par les industries du pétrole et du gaz naturel dans le monde entier. L'utilisation du présent document nécessite une bonne appréciation en matière d'ingénierie.

La conception des tubes conducteurs traite des actions et des combinaisons d'actions, des contrôles de résistance et de stabilité, et des contrôles de fatigue. La profondeur de mise en place fournit des méthodes de calcul pour différentes méthodes d'installation. L'installation identifie les méthodes pertinentes et leur applicabilité, les modes opératoires correspondants ainsi que les exigences en matière de documentation et de contrôle qualité.

L'[Annexe A](#) fournit un contexte et des lignes directrices concernant l'utilisation du présent document.

iTeh STANDARD PREVIEW
(standards.iteh.ai)

ISO 3421:2022

<https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/e8d5c7c7-dc32-45f9-8d0a-3ecc979a939f/iso-3421-2022>

Industries du pétrole et du gaz naturel — Équipements de forage et de production — Conception des tubes conducteurs en mer, profondeur de mise en place et installation

1 Domaine d'application

Le présent document spécifie les exigences et les recommandations relatives à la conception, la profondeur de mise en place et l'installation des tubes conducteurs destinés aux industries du pétrole et du gaz naturel en mer. Le présent document couvre plus particulièrement les aspects suivants:

- conception du tube conducteur, c'est-à-dire détermination du diamètre, de l'épaisseur de paroi et de la nuance d'acier;
- détermination de la profondeur de mise en place pour trois méthodes d'installation, à savoir battage, forage et cimentation, et injection;
- exigences pour les trois méthodes d'installation, notamment l'applicabilité, les modes opératoires, la documentation et le contrôle qualité.

Le présent document est applicable:

- aux tubes conducteurs de plate-forme: installés à travers un trou de guidage dans le plancher de forage de la plate-forme, puis à travers les guides fixés à la jacket par intervalles à travers la colonne d'eau pour soutenir le tube conducteur, supporter les actions et empêcher les déplacements excessifs;
- aux tubes conducteurs soutenus par une plate-forme auto-élevatrice: un tube conducteur temporaire utilisé uniquement lors des opérations de forage, qui est installé par une plate-forme de forage auto-élevatrice. Dans certains cas, le tube conducteur est mis en tension par des dispositifs de mise en tension fixés à l'appareil de forage;
- aux tubes conducteurs auto-porteurs: un tube conducteur autoportant en porte-à-faux installé dans des eaux peu profondes, habituellement des profondeurs d'eau d'environ 10 m à 20 m. Il fournit le seul soutien au puits et soutient parfois un petit pont d'accès et débarcadère;
- aux tubes conducteurs de tête de puits sous-marins: un tube conducteur entièrement immergé s'étendant seulement de quelques mètres au-dessus du fond marin et auquel sont fixés un BOP et un riser de forage. Le riser de forage est relié à un appareil de forage flottant. Le BOP, le riser et l'appareil de forage sont soumis aux actions des vagues et des courants, tandis que le tube prolongateur peut également être soumis aux VIV.

Le présent document n'est pas applicable à la conception des risers de forage.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités dans le texte de sorte qu'ils constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

ISO 19900, *Industries du pétrole et du gaz naturel — Exigences générales relatives aux structures en mer*

ISO 19901-4, *Industries du pétrole et du gaz naturel — Exigences spécifiques relatives aux structures en mer — Partie 4: Bases conceptuelles des fondations*

ISO 19901-8, *Industries du pétrole et du gaz naturel — Exigences spécifiques relatives aux structures en mer — Partie 8: Investigations des sols en mer*

ISO 19902, *Industries du pétrole et du gaz naturel — Structures en mer fixes en acier*

ISO 19906, *Industries du pétrole et du gaz naturel — Structures arctiques en mer*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent.

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <https://www.iso.org/obp>
- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <https://www.electropedia.org/>

3.1

capacité axiale

capacité d'un tube conducteur à résister aux actions verticales sans défaillance du sol

Note 1 à l'article: La capacité axiale d'un tube conducteur peut varier dans le temps en raison de la perturbation du sol et de la récupération.

3.2

tube conducteur

canalisation tubulaire installée dans le *sous-sol marin* (3.11) pour assurer une fondation structurelle initiale stable, afin d'installer l'*enveloppe de surface* (3.13) et de protéger la ligne interne du puits des actions océano-météorologiques

3.3

sabot de tube conducteur

joint de tube conducteur court dont l'extrémité supérieure est reliée à un tube conducteur entier tandis que l'extrémité inférieure dispose d'un biseau interne pour permettre la pénétration

3.4

situation conceptuelle

ensemble d'actions et combinaison d'actions représentant les données physiques réelles d'une situation donnée pendant un certain intervalle de temps, pour lequel le concept apporte la preuve que les états limites retenus ne sont pas dépassés

3.5

forage et cimentation

méthode d'installation d'un *tube conducteur* (3.2) impliquant un sondage, la pose du tube conducteur dans le carottage et le remplissage de l'espace annulaire par un coulis de ciment

3.6

battage

méthode d'installation d'un *tube conducteur* (3.2) utilisant un navire ou un appareil de forage pour mettre en place le tube conducteur par martelage

3.7

poids effectif

poids dans l'eau de mer ou le fluide de forage

3.8**injection**

méthode d'installation d'un *tube conducteur* (3.2) selon laquelle l'assemblage de fond de forage et le tube conducteur sont combinés, le sondage est lavé par la force hydraulique et le tube conducteur est simultanément introduit dans le trou

3.9**action océano-météorologique**

effet du vent, des vagues et du courant sur un *tube conducteur* (3.2)

Note 1 à l'article: La détermination de ces effets peut comprendre l'influence de la marée, de la houle, des vibrations induites par des vortex et des processus associés.

3.10**fond marin**

interface entre la mer et le *sous-sol marin* (3.11) se référant à la surface supérieure de tous les matériaux meubles

[SOURCE: ISO 19901-1:2015, 3.30, modifié]

3.11**sous-sol marin**

matériaux sous-marins dans lesquels reposent les fondations de la structure (sols de type sable, limon ou argile, matériau aggloméré ou roche)

Note 1 à l'article: On peut considérer que le sous-sol marin représente la moitié de l'espace sous le *fond marin* (3.10).

[SOURCE: ISO 29400:2020, 3.128]

3.12**profondeur de mise en place**

distance entre le point de référence de profondeur, habituellement le *fond marin* (3.10) ou le niveau de la mer, et le *sabot de tube conducteur* (3.3)

Note 1 à l'article: Une profondeur de mise en place minimale est nécessaire pour assurer une capacité axiale adéquate et l'intégrité de la formation au niveau du sabot du tube conducteur pendant le forage et la cimentation de l'enveloppe de surface.

3.13**enveloppe de surface**

enveloppe à l'intérieur du *tube conducteur* (3.2) permettant de contenir la pression conjointement avec la tête de puits et le bloc d'obturation de puits, et de protéger les formations fragiles

3.14**résistance au cisaillement en état non drainé**

contrainte maximale de cisaillement au seuil de plasticité ou à une déformation maximale spécifiée en condition non drainée

4 Symboles et termes abrégés**4.1 Symboles****4.1.1 Symboles pour la conception des tubes conducteurs**

| | |
|----------|---------------------------|
| A | actions accidentelles |
| A_{cs} | aire de la section droite |

| | |
|----------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| C_m | coefficient de réduction de moment |
| D | actions de déformation |
| D_{od} | diamètre extérieur |
| D_R | rapport de somme ou d'endommagement de Palmgren-Miner pendant un intervalle de temps donné |
| E | module d'élasticité de Young |
| E_e | actions océano-météorologiques quasi-statiques extrêmes dues au vent, aux vagues et au courant |
| E_o | actions océano-météorologiques dues aux paramètres de vent, de vagues et de courant en exploitation spécifiés par le propriétaire |
| F_d | valeur de conception de l'action |
| f_b | résistance à la flexion représentative |
| f_c | résistance à la compression axiale représentative |
| f_e | résistance au flambage d'Euler |
| f_v | résistance au cisaillement représentative |
| f_y | limite d'élasticité représentative |
| G | actions permanentes |
| I | moment d'inertie de la section transversale du tube conducteur |
| K | facteur de longueur effective |
| K_{LE} | coefficient local empirique |
| L | longueur sans entretoise |
| L_f | longévité de la fatigue calculée |
| M_E | moment de flexion maximal sur la section transversale dû aux actions dues à l'environnement et aux actions de déformation |
| M_I | moment de flexion maximal sur la section transversale dû aux excentricités des colonnes internes qui ne sont pas centrées |
| N_i | nombre de cycles jusqu'à la rupture pour une plage de contraintes d'amplitude constante |
| n_i | nombre de cycles de la plage de contraintes |
| Q | actions variables |
| r | rayon de giration du tube conducteur |
| T | intervalle de temps pour lequel la somme de Palmgren-Miner est déterminée |
| t | épaisseur de paroi |
| U_m | utilisation du tube conducteur |

| | |
|------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| V | cisaillement dû à des actions auxquelles sont appliqués des coefficients |
| Z_e | module de section élastique |
| Z_p | module de section plastique |
| $\gamma_{f,E}$ | coefficient d'action partiel pour l'action océano-météorologique extrême |
| $\gamma_{f,E_0}, \gamma_{f,E_e}$ | coefficients d'actions partiels appliqués aux actions océano-météorologiques quasi-statiques totales plus l'action quasi-statique équivalente représentant la réponse dynamique pour les conditions océano-météorologiques en exploitation et extrêmes, respectivement, et pour lesquels différentes valeurs peuvent être applicables pour différentes situations conceptuelles |
| γ_{FD} | coefficient de conception relatif au dommage par fatigue |
| $\gamma_G, \gamma_Q, \gamma_D, \gamma_A$ | coefficients d'actions partiels pour les diverses actions permanentes, variables, de déformation et accidentelles |
| $\gamma_{R,b}$ | coefficient de résistance partiel pour la résistance à la flexion |
| $\gamma_{R,c}$ | coefficient de résistance partiel pour la résistance à la compression axiale |
| $\gamma_{R,v}$ | coefficient de résistance partiel pour la résistance au cisaillement |
| λ | paramètre d'élançement de colonne |
| σ_b | contrainte de flexion due à des forces émanant d'actions auxquelles sont appliqués des coefficients |
| σ_{ce} | contrainte de compression axiale due à des forces d'actions axiales externes de la tête de puits, du BOP, de la tête de production, des équipements d'urgence et des équipements de reconditionnement auxquelles sont appliqués des coefficients |
| σ_{ci} | contrainte de compression axiale due à des forces d'actions axiales internes d'enveloppes intérieures et de tubes auxquelles sont appliqués des coefficients |
| τ_b | contrainte maximale de cisaillement due à des forces émanant d'actions auxquelles sont appliqués des coefficients |

4.1.2 Symboles pour la profondeur de mise en place

| | |
|------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| A_s | aire de surface latérale |
| D_{od} | diamètre extérieur |
| ρ_{fluid} | masse volumique du fluide |
| F_{s1}, F_{s2} | coefficients partiels de sécurité |
| F_{xBOP} | force axiale appliquée au tube conducteur pendant la phase d'installation du BOP |
| F_{xcap} | force axiale appliquée au tube conducteur dans la situation conceptuelle extrême |
| F_{xial} | force axiale dans le tube conducteur |
| F_{xsc} | force axiale appliquée au tube conducteur pendant la phase d'installation des enveloppes ultérieures |

| | |
|--------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| F_{xsur} | force axiale appliquée au tube conducteur pendant la phase d'installation de l'enveloppe de surface |
| F_{xT} | force axiale appliquée au tube conducteur pendant la phase d'installation de la tête de production et des tubes |
| $f(z)$ | frottement de peau unitaire |
| g | accélération due à la pesanteur |
| H | profondeur de mise en place du tube conducteur foré par injection dans le sous-sol marin |
| h_{min} | profondeur minimale de mise en place du tube conducteur |
| K_{con} | rigidité axiale du tube conducteur |
| K_0 | coefficient de la pression terrestre latérale |
| K_{cs} | rigidité axiale de la fondation couplée composée de l'enveloppe de surface et du tube conducteur |
| K_{sys} | rigidité axiale du système couplé de puits composé de tous les enveloppes et du tube conducteur |
| L_a | longueur du tube conducteur au-dessus du fond marin |
| N_{load} | force axiale dans le tube conducteur |
| P_f | pression de fracture du sol |
| P_{fluid} | pression de circulation du fluide |
| P_1 | perte de pression annulaire du fluide |
| Q_0 | capacité axiale du tube conducteur immédiatement après injection |
| Q_f | résistance de frottement de peau du tube conducteur |
| Q_r | capacité axiale du tube conducteur |
| Q_{setup} | capacité axiale de stabilisation du tube conducteur foré par injection |
| Q_t | capacité axiale du tube conducteur foré par injection |
| R | coefficient de sécurité de conception de la capacité du tube conducteur |
| S | utilisation du WOB |
| s_u | résistance au cisaillement en état non drainé du sol |
| $s_{u,\text{ave}}$ | résistance moyenne au cisaillement en état non drainé du sol dans la plage de profondeur de mise en place |
| t | temps écoulé depuis la fin de l'injection |
| u | pression de l'eau interstitielle |
| W_{BHA} | poids effectif du BHA d'injection |
| W_{BOP} | poids effectif du BOP |

| | |
|-----------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| W_{cap} | poids effectif des équipements de colmatage |
| W_{con} | poids effectif du tube conducteur |
| W_{cs} | poids de la colonne de cimentation en l'air |
| W_{fc} | poids du fluide dans la colonne de cimentation |
| W_{fdc} | poids du fluide déplacé par l'assemblage de l'enveloppe |
| W_{fs} | poids du fluide dans l'enveloppe de surface |
| W_{land} | poids effectif de l'enveloppe de surface pendant la cimentation |
| W_{RT} | poids effectif de l'outil de pose par forage en avant |
| W_{sc} | poids de l'enveloppe de surface en l'air |
| W_{squ} | poids effectif des enveloppes ultérieures après cimentation |
| W_{sur} | action maximale appliquée au tube conducteur entre la pose de l'enveloppe de surface et la prise du ciment |
| W_{tub} | poids effectif des tubes de production |
| W_{WH} | poids effectif du coffret de tête de puits |
| $W_{\text{WOB.last}}$ | dernier WOB enregistré pendant l'injection |
| W_{XT} | poids effectif de la tête de production |
| α_1 | coefficient de distribution pour le poids effectif du BOP |
| α_2 | coefficient de distribution pour le poids effectif des enveloppes ultérieures |
| $\Delta\alpha_t$ | coefficient de stabilisation du sol |
| σ_3 | contrainte principale minimale à la profondeur calculée |
| σ_h' | contrainte horizontale effective |
| σ_v' | contrainte verticale effective, ou pression de couverture |
| α, β | coefficients empiriques de la pression de fracture du sol |

4.2 Termes abrégés

| | |
|-----|------------------------------------|
| APB | accumulation de pression annulaire |
| BHA | assemblage de fond de forage |
| BOP | bloc d'obturation de puits |
| HFT | essai de fracturation hydraulique |
| LWD | diagraphie en cours de forage |
| OEM | équipementier |
| ROV | véhicule commandé à distance |