

RAPPORT FINAL
N° DRA-18-171525-10838C

10/12/2019

**Document de synthèse relatif à une
Barrière de sécurité sur les
installations de forage
d'hydrocarbures Onshore**

**BLOC OBTURATEUR DE PUIITS
(BOP)**

INERIS

maîtriser le risque |
pour un développement durable |

Document de synthèse relatif à une Barrière Technique de Sécurité (B.T.S.)

Type d'installation : Puits d'hydrocarbures sur terre (forages d'exploration, de production, puits de stockage d'hydrocarbures)

Nom du dispositif : Bloc Obturateur de puits (BOP)

Document élaboré par : l'INERIS

Liste des personnes ayant participé à l'étude : Ahmed ADJADJ, Franck PRATS, Aurore SARRIQUET

PRÉAMBULE

Les documents de synthèse relatifs à une barrière de sécurité sont la propriété de l'INERIS. Il n'est accordé aux utilisateurs qu'un droit d'utilisation n'impliquant aucun transfert de propriété.

Le présent rapport a été établi sur la base des informations fournies à l'INERIS, des données (scientifiques ou techniques) disponibles et objectives et de la réglementation en vigueur, ainsi que des pratiques et méthodologies développées par l'INERIS. Bien que l'INERIS s'efforce de fournir un contenu fiable, il ne garantit pas l'absence d'erreurs ou d'omissions.

Ce rapport est destiné à des utilisateurs disposant de compétences professionnelles spécifiques dans le domaine des risques accidentels. Les informations qu'il contient n'ont aucune valeur légale ou réglementaire. Ce sont des informations générales. Elles ne peuvent, en aucun cas, répondre aux besoins spécifiques de chaque utilisateur. Ces derniers seront donc seuls responsables de l'utilisation et de l'interprétation qu'ils feront des rapports. De même, toute modification et tout transfert de ces documents se feront sous leur seule responsabilité.

La responsabilité de l'INERIS ne pourra, en aucun cas, être engagée à ce titre.

REMERCIEMENTS

Ce rapport a été soumis à la relecture de plusieurs experts dans le domaine du forage-puits en particulier sur la partie BOP : M. Pascal BERTHAUD (Drilling Systems Engineering Manager, CAMERON, à SCHLUMBERGER Company) et M. Maxime BERTHOME (WO / Pulling Engineer, VERMILLON REP SAS). Nous les remercions chaleureusement pour leur relecture approfondie du document et leurs remarques constructives.


	Rédaction	Vérification	Approbation
Nom	Franck PRATS	François MASSÉ	Sylvain CHAUMETTE
Qualité	Référent technique du pôle AGIR Direction des Risques Accidentels	Responsable d'unité Quantification des Risques et performances des Barrières (QRIB) Direction des Risques Accidentels	Responsable du pôle Analyse et Gestion Intégrées des Risques (AGIR) Direction des Risques Accidentels
Visa			

TABLE DES MATIÈRES

1	GLOSSAIRE	7
2	FONCTION DE SÉCURITÉ DU BOP	9
2.1	Fonctions de sécurité du BOP	9
2.2	Thèmes traités dans le document.....	9
3	REGLEMENTATION OU TEXTES NORMATIFS APPLICABLES	11
4	PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT	13
4.1	Mise en place du BOP	13
4.1.1	En phase de forage	13
4.1.2	En phase de travaux	13
4.2	Description sommaire de la procédure de contrôle des venues	14
4.2.1	Venue et risques associés	14
4.2.2	Causes possibles de venue	14
4.2.3	Détection d'une venue.....	14
4.2.4	Maitrise d'une venue	15
4.3	Positionnement d'un BOP.....	16
4.4	Composition d'un BOP ou assemblage d'obturateurs de puits.....	17
4.4.1	Différents types d'obturateurs	17
4.4.2	Assemblages d'obturateurs en fonction de la pression.....	18
4.4.3	Commande des BOP ou centrale hydraulique	19
4.5	Lignes de décharge et de contrôle.....	21
4.5.1	Ligne de décharge.....	23
4.5.2	Ligne de contrôle.....	24
4.6	Séparateur gaz/boue	25
5	CRITÈRES D'ÉVALUATION DES PERFORMANCES D'UN BOP EN TANT QUE BARRIÈRE DE SÉCURITÉ	27
5.1	Indépendance	27
5.2	Efficacité	27
5.2.1	Définition	27
5.2.2	Dimensionnement adapté	27
5.2.3	Resistance aux contraintes spécifiques	30
5.3	Temps de Réponse.....	31
5.3.1	Définition	31
5.3.2	En fonctionnement normal	32
5.3.3	En fonctionnement dégradé	32
5.3.4	Composante humaine	32
5.3.5	Temps de réponse global.....	32
5.4	Niveau de Confiance.....	33
5.4.1	Définitions.....	33
5.4.2	Sécurité positive	33

5.4.3	Fiabilité des obturateurs	34
5.4.4	Estimation du niveau de confiance.....	34
6	TESTS ET MAINTENANCE	35
6.1	Généralités.....	35
6.2	Tests à mettre en œuvre sur le BOP	35
6.2.1	Fréquences de tests.....	35
6.2.2	Préalablement aux opérations de forage	36
6.2.3	Tests durant les opérations de forage.....	37
6.3	Maintenance, inspection et certification.....	38
6.3.1	Généralités	38
6.3.2	Opérations de maintenance spécifiques	39
6.3.3	Certification et inspection	40
7	RÉFÉRENCES.....	43
8	LISTE DES ANNEXES	45
1	PARTIE TECHNIQUE.....	49
1.1	Commande du BOP	49
1.2	Obturateurs	49
1.3	Conclusion partielle.....	50
2	PARTIE HUMAINE	51
2.1	Considérations prises en compte pour l'analyse	51
2.2	Partie Détection	51
2.3	Partie Diagnostic.....	52
2.4	Partie Action.....	52
2.5	Conclusion partielle.....	52
3	CONCLUSION	53

1 GLOSSAIRE

Le glossaire ci-après explicite les termes techniques employés plusieurs fois dans ce document. Les termes anglais pouvant être rencontrés sur un chantier de forage et mentionnés une seule fois dans le texte sont indiqués directement dans le texte, entre parenthèses et en italique, juste après leurs équivalents français.

API	<i>American Petroleum Institute</i> : organisme de normalisation présent aux États-Unis qui regroupe les industriels américains du gaz et du pétrole. Cet organisme fait référence dans le secteur du gaz et du pétrole au niveau mondial.
BOP	Bloc Obturateur de Puits (<i>Blow Out Preventer</i>) : ensemble d'équipements de travail permettant l'obturation du sondage ou du puits afin d'en maîtriser les venues.
<i>Choke line</i>	Tuyauterie et ses équipements (dont la <i>choke valve</i>) qui permet de réguler la pression d'une venue entre la tête de puits et l'obturateur annulaire. Le terme français est « ligne de décharge ».
Duse	Petit orifice calibré (variable ou fixe), limitant le débit d'un tuyau sous pression. Les duses peuvent être assimilées à des vannes à pointeaux ou à orifice calibrée et sont installées sur les lignes de décharge (<i>choke line</i>).
<i>Kill line</i>	Tuyauterie et ses équipements qui permettent l'injection de boue de plus haute densité ou de ciment, et ainsi, de reprendre le contrôle du puits. Le terme français est « ligne de contrôle ».
<i>Manifold</i>	Collecteur : tuyauterie permettant de réunir et ou de répartir des fluides provenant de/vers différentes sources.
MASP	<i>Maximum Anticiped Surface Pressure</i> : pression maximale attendue en surface du puits. La MASP correspond à la pression maximale attendue dans la réglementation française.
PMT	Pression Maximale de Travail (ou classe de pression de matériel) : cette pression de travail est garantie par les constructeurs de matériels de BOP (dont les obturateurs) par le respect des exigences de l'API 16 A. La PMT correspond à la pression maximale de service dans la réglementation française.
<i>Ram</i>	Mécanisme d'obturation de puits (obturateurs à mâchoires ou annulaire).
<i>Stack</i>	Assemblage d'obturateurs à mâchoires ou annulaires composant le BOP.
Venue	Entrée involontaire de fluides provenant d'une formation géologique dans le sondage ou dans le puits. Le non-contrôle d'une venue peut conduire à une éruption de puits.

Pour plus d'informations sur la conception d'un puits, ses différentes phases de vie et leurs principes/équipements de sécurisation, le lecteur pourra consulter utilement le rapport « Contexte et aspects fondamentaux du forage et de l'exploitation des puits d'hydrocarbures » [1].

2 FONCTION DE SÉCURITÉ DU BOP

2.1 FONCTIONS DE SÉCURITÉ DU BOP

Le Bloc Obturateur de Puits (BOP) est utilisé à de nombreuses étapes de la vie d'un puits : lors du forage, de la complétion, des interventions sur puits ou encore lors des procédures de fermeture définitive d'un puits. Un BOP est un dispositif (sommairement, un assemblage d'obturateurs) constitué au moment des travaux et spécifique au puits en travaux (notamment quant à la pression susceptible d'être rencontrée).

Ce dispositif sert d'organe principal de sécurité durant les opérations de forage ou d'intervention lourde et comporte 2 fonctions principales de sécurité. Ces fonctions sont :

- dans un premier temps, d'assurer la fermeture du puits en cas de venue ;
- dans un second temps, de permettre la reprise de contrôle du puits ; c'est la procédure de contrôle de venues.

2.2 THÈMES TRAITÉS DANS LE DOCUMENT

Dans ce document :

- le paragraphe 3 expose les principaux textes normatifs et réglementaires français s'appliquant au contrôle des venues et des équipements associés ;
- le paragraphe 4 expose les principes et les équipements mis en œuvre pour le contrôle des venues ;
- les paragraphes 5 et 6 décrivent respectivement :
 - les performances attendues du BOP pour la sous-fonction de sécurité consistant à « assurer la fermeture du puits en cas de venue »,
 - les tests et opérations de maintenance nécessaires pour en assurer le maintien dans le temps des performances.

3 REGLEMENTATION OU TEXTES NORMATIFS APPLICABLES

Les principaux documents consultés pour l'élaboration de cette fiche sont présentés dans le tableau 1.

Tableau 1 : Documents consultés pour l'élaboration de cette fiche

Désignation	Domaine d'application	Remarques
Règlementation		
Décret n° 2016-1303 du 4 octobre 2016 relatif aux travaux de recherches par forage et d'exploitation par puits de substances minières	Ce texte fixe les principes de sécurisation des opérations de forage et d'exploitation de puits.	Les définitions de certains des termes employés dans ce document sont présentées à l'article 3.
Arrêté du 14/10/2016 relatifs aux travaux de recherches par forage et d'exploitation par puits de substances minières	Ce texte fixe les modalités d'application pratiques des exigences réglementaires françaises pour les travaux de recherches par forage et d'exploitation par puits de substances minières et notamment d'hydrocarbures (onshore et offshore).	Dans la suite du document, les articles de cet arrêté traitant des points abordés sont indiqués directement dans le texte.
Normes		
Blowout Prevention Equipment System for Drilling Wells - API Standard 53 – 4 th edition: November 2012 amended in July 2016	Applicable aux équipements, notamment de sécurité, mis en œuvre sur les chantiers de forage : <ul style="list-style-type: none"> • sur terre (Onshore), • en mer (Offshore). 	Après la survenue de l'accident de Deep Water Horizon, un certain nombre de bonnes pratiques de sécurisation des chantiers de forages ont été rendues obligatoires au sens de la présente norme professionnelle.
Recommended Practice for Well Control Operations – API Recommended Practice 59– Second Edition, May 2006, Reaffirmed in January 2012	Applicable aux bonnes pratiques de sécurité mises en œuvre sur les chantiers de forage : <ul style="list-style-type: none"> • sur terre (Onshore), • en mer (Offshore). Représente le pendant opérationnel de l'API 53 (ci-avant).	-
Specification for Drill-through Equipement – API Spécification 16A - 4 ^{ème} édition : Avril 2017 amendée en avril 2018	Applicable à la conception et certification des BOP.	-
Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment Control Systems for Diverter Equipment - API 16D – 01/2005	Applicable à la commande des BOP.	-

On notera qu'en ce qui concerne le contrôle des venues pour les activités onshore, l'organisme professionnel faisant référence est l'American Petroleum Institute (API). Certaines normes ont été éditées par l'ISO (International Standard Organisation) mais très peu concernent les activités Onshore et elles sont datées comparativement aux normes API (la norme NF EN ISO 13533¹, comparable à l'API 16 A de 2018, a été éditée en 2006).

Par ailleurs, des bonnes pratiques de compagnies pétrolières ont été collectées et sont indiquées directement dans le texte, à titre d'exemples, sans référence à la société émettrice pour des raisons de confidentialité.

¹ NF EN ISO 13533 (tirage 2 (2006-05-01)) : Industries du pétrole et du gaz naturel – Equipements de forage et de production – Equipements à travers lesquels s'effectue le forage

4 PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT

4.1 MISE EN PLACE DU BOP

4.1.1 EN PHASE DE FORAGE

Sommairement, un puits est foré par intervalles ou phases successives de diamètres décroissants et concentriques. A la fin de chaque phase, le trou est revêtu d'une colonne de tubes en acier de diamètre légèrement inférieur au trou foré (cuvelage) qui est cimentée au terrain traversé.

La première colonne descendue s'appelle le tube guide (ou tube conducteur). Cette colonne a pour fonction de :

- soutenir les terrains non consolidés de surface ;
- guider la remontée du fluide de forage lors de la phase suivante ;
- guider la remontée du ciment lors de la cimentation de la colonne suivante.

A terre, la profondeur du tube guide n'excède pas quelques dizaines de mètres. En tête du tube guide est installée une plaque de base sur laquelle sera fixée la tête de suspension du premier cuvelage (cuvelage de surface). Une cave étanche maçonnée de quelques mètres de profondeur et de 3 à 5 m d'extension est également réalisée autour de la tête de puits. Cette cave accueillera le BOP lors du forage.

Dès que l'on arrive à l'approche d'horizons géologiques qui le justifient, le puits est équipé du dispositif de sécurité appelé BOP. La composition du BOP peut varier selon les phases de forage. Typiquement, les phases peu profondes peuvent être forées avec un BOP « basse pression », celui-ci étant remplacé plus tard par un BOP « haute pression ».

A l'issue du forage, le puits est complété, c'est-à-dire préparé et équipé en vue de sa mise en exploitation (production ou injection). En particulier, le BOP est remplacé par une tête de puits de production (*christmas tree*).

4.1.2 EN PHASE DE TRAVAUX

Les travaux sont réalisés sur des puits de production ; On distingue généralement deux types d'interventions :

- les interventions sur puits courantes (well servicing) : il s'agit d'interventions qui peuvent être réalisées sans neutraliser le puits, c'est-à-dire sans réinstaurer dans le puits une pression de fond supérieure à la pression de formation. Il s'agit typiquement d'opérations de prises de mesure ou d'entretien du puits. Ces interventions sont opérées à travers la vanne de sas de la tête de puits de production ;

- les interventions de reconditionnement (*workover*) : ces interventions sont qualifiées d'interventions lourdes (au sens de la sécurité) car elles impliquent de neutraliser le puits et de remplacer la tête de puits de production par un BOP.

4.2 DESCRIPTION SOMMAIRE DE LA PROCÉDURE DE CONTRÔLE DES VENUES

4.2.1 VENUE ET RISQUES ASSOCIÉS

Pour rappel, une venue correspond à une entrée involontaire de fluides provenant d'une formation géologique dans le sondage ou dans le puits. Le non-contrôle d'une venue peut conduire à une éruption de puits et aux phénomènes dangereux associés (explosion, incendie, rejet toxique et/ou pollution).

4.2.2 CAUSES POSSIBLES DE VENUE

Une venue survient quand la pression à l'intérieur du puits est inférieure à la pression de pore de la formation géologique traversée. Les causes classiques de venues sont :

- en cours de forage :
 - densité de boue trop faible (mauvaise estimation de la pression de gisement au moment de l'établissement du programme de forage, erreurs de composition en surface, boue gazée, arrêt de circulation...),
 - pertes de boue dans les formations traversées,
 - collision avec un puits en production,
- en cours de manœuvre :
 - mauvais remplissage du puits ou de la garniture,
 - phénomène de pistonage au moment du retrait de la garniture,
- pendant la prise du ciment ; venue dans l'espace annulaire « trou-casing » liée à la baisse de densité du ciment au moment du séchage. Ce phénomène normal, est pris en compte lors de l'élaboration du programme de cimentation.

4.2.3 DÉTECTION D'UNE VENUE

La détection précoce des venues est un enjeu essentiel de la sécurité des forages. Cette détection est principalement réalisée par le personnel de forage à partir de différentes alarmes et/ou d'analyses de mesures réalisées par le personnel. Plusieurs méthodes de détection, de précision et de précocité variables, sont généralement mises en œuvre en parallèle :

- la vitesse d'avancement (« *Rate Of Penetration* ») : il est généralement noté que la vitesse de pénétration de l'outil augmente lorsque celui-ci rencontre une zone à pression anormale (du fait que la formation y est moins compactée). Le suivi de la vitesse d'avancement, corrélé à d'autres indicateurs, peut donc aider à la détection précoce d'une venue ;
- la mesure directe du débit de boue en sortie du puits : c'est la méthode de détection la plus directe et la plus précoce d'une venue. Elle repose sur la comparaison du débit de boue en entrée (Q_{in}) et en sortie du puits (Q_{out}). Si $Q_{in} > Q_{out}$: indice de perte ; si $Q_{in} < Q_{out}$: indice de venue. Le débit entrant étant généralement fixe, une variation significative du débit en sortie du puits est un indicateur d'une venue ou d'une perte. La technologie la plus avancée est celle

du débitmètre Coriolis qui est généralement employé pour les forages Hautes Températures / Hautes Pressions;

- le niveau de boue dans les bacs : Cette méthode est la plus couramment utilisée mais présente une plus grande inertie que la précédente ; la boue circulant en circuit fermé, son volume global (dans le puits et dans les bacs) est théoriquement constant, à quelques corrections près que le foreur peut calculer. Une modification du volume de boue dans les bacs sera donc un signe de déséquilibre du puits. En particulier, une venue se manifesterait par une augmentation du niveau des bacs et les seuils d'alarmes sont réglés par le foreur dans cet objectif. Selon des bonnes pratiques professionnelles, par cette approche, une venue d'un volume équivalent à 10 barils (~1 600 litres) peut être détectée. Elles précisent par ailleurs, que pour assurer la fiabilité de la mesure de niveau, 2 indicateurs de niveau doivent être installés (1 mécanique ou électro-mécanique et 1 ultra-sonique) ;
- la densité de la boue en sortie du puits : une diminution de la densité de la boue peut être un indicateur d'une venue de gaz, d'huile ou d'eau dans le puits. Une diminution sensible sera généralement un indicateur de venue de gaz ;
- la teneur en gaz de la boue : il s'agit d'une mesure de la variation de la quantité d'hydrocarbures gazeux présents dans le mélange gaz-air (gaz total) en sortie du dégazeur (mesurée en continu). Une analyse par chromatographie permet de préciser la teneur des différents composants du gaz (C1 à C5). Il faut noter qu'une boue gazée n'est pas nécessairement un indice de venue. Le forage peut traverser une formation contenant du gaz, ce qui va provoquer une augmentation de la teneur en gaz de la boue, sans que le puits soit en déséquilibre de pression ;
- la détection de gaz en surface : c'est le stade ultime de la détection d'une venue. Pour cela, un certain nombre de capteurs de détection de gaz (hydrocarbures gazeux, CO₂, H₂S) sont disposés à différents endroits de la plate-forme ; en particulier au niveau de la sortie du puits (goulotte), sur le plancher de forage, dans la cave, au niveau des bacs à boue, etc. La détection de gaz entraîne une alarme.

Une venue peut-être également détectée par la mesure du poids de la garniture (généralement au crochet). En effet, une augmentation du poids mesuré est significative d'une baisse du poids apparent de la garniture dans le puits, une baisse du poids apparent est significative d'une baisse de la densité des boues et donc d'une venue. Toutefois, le volume nécessaire de venue pour une détection rend cette dernière trop tardive pour être retenue en prévention du risque d'éruption de puits.

4.2.4 MAITRISE D'UNE VENUE

Lorsqu'une venue est détectée, le puits est d'abord fermé (le trépan est le plus souvent remonté pour ne pas perturber la fermeture du BOP) et la circulation arrêtée, de manière à observer le puits. La lecture de la pression en tête des tiges de forage permet de déterminer la pression de pore p_{pore} régnant dans la formation. Pour rétablir l'équilibre du puits, le foreur va devoir instaurer une pression au fond supérieure à cette pression de pore p_{pore} .

Pour cela, il va faire circuler dans le puits une boue « lourde », c'est-à-dire de densité requise pour contrer la pression de pore p_{pore} . Cette boue lourde est pompée soit par l'intérieur des tiges de forage (si celles-ci et ne sont pas obstruées), soit par l'intermédiaire de la « *kill line* ». La boue lourde va ainsi remplacer progressivement la boue trop légère, qui sera évacuée par la « *choke line* ».

Tout au long de ce processus, la pression en tête de la « *choke line* » sera réglée, par l'intermédiaire des duses situées sur le « *manifold* » de duses, de façon à ce que la pression exercée au fond du puits soit maintenue constamment au-dessus de la pression de formation.

À partir du « *manifold* » de duses, l'effluent sera dirigé, selon sa nature, vers les bassins, les tamis vibrants, le dégazeur ou la torche.

Il existe principalement deux procédures types de contrôle des venues, la méthode du foreur (« *driller's method* ») et la méthode « *wait and weight* ». Ces méthodes sont décrites dans l'API RP 59.

En cas de venue par l'intérieur de la garniture de forage, un BOP interne (p.e. *gray valve*) pourra être placé au sommet du train de tiges. Ce type de dispositif doit être disponible sur le plancher de forage notamment à l'approche et pendant la traversée des couches géologiques contenant la ressource minière à haute pression (art. 57 de l'arrêté du 14/10/2016 relatifs aux travaux de recherches par forage et d'exploitation par puits de substances minières). Selon les bonnes pratiques de professionnels, un BOP interne pouvant être installé sur chaque diamètre de tiges employées sur le chantier de forage doit être disponible.

4.3 POSITIONNEMENT D'UN BOP

Le BOP est positionné entre la tête de puits (extrémité du puits en surface) et le plancher de forage (« *rotary table* ») permettant les opérations de forage proprement dites. La figure ci-dessous présente un exemple de configuration avec 3 obturateurs à mâchoires (*rams*), un obturateur annulaire (« *annular* ») ainsi que les départs des lignes de contrôle et de décharge (« *Kill line* » et « *Choke line* »).

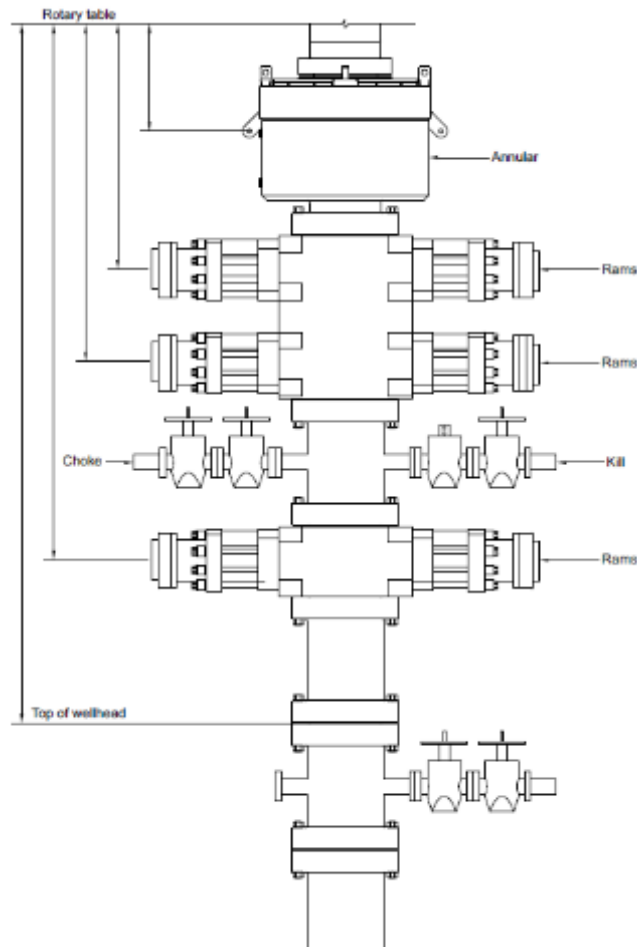


Figure 1 : Représentation schématique d'un BOP (extrait de la norme API 53)

4.4 COMPOSITION D'UN BOP OU ASSEMBLAGE D'OBTURATEURS DE PUITS

4.4.1 DIFFÉRENTS TYPES D'OBTURATEURS

La fonction de fermeture du puits est assurée par plusieurs types d'obturateurs. Le nombre d'obturateurs est dépendant de la pression du puits (cf. § 4.3.2.). On distingue, différents types obturateurs :

- Annulaires (Figure 2) :

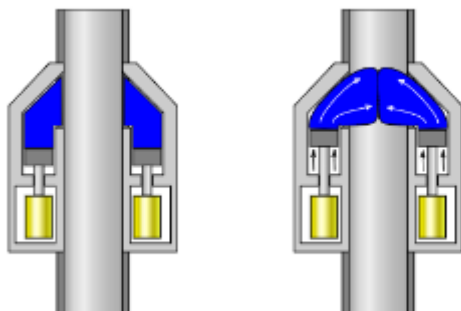


Figure 2 : Schéma de principe des obturateurs annulaire (Source : internet)

Obturateurs annulaires (« *annular preventers* ») : peuvent se fermer et étancher sur n'importe quel diamètre de tubulure et même sur le puits en l'absence de tout élément dans le puits. Ils permettent la manœuvre du train de tiges, le puits étant fermé et sous pression (« *stripping* »).

- à mâchoires (Figure 3) :

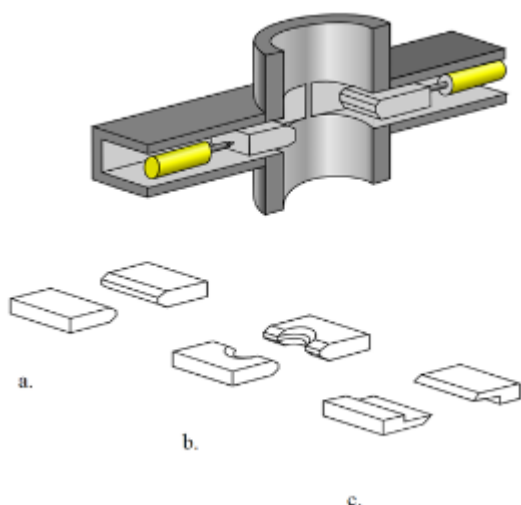


Figure 3 : Schéma de principe des obturateurs à mâchoires (Source : internet)

- Mâchoires à fermeture totale (« *blind rams* ») : permettent d'obturer totalement le puits et de faire étanchéité en l'absence de tout élément dans le puits ;
- Mâchoires à fermeture sur tiges (« *pipe rams* ») : ne se ferment que sur des tubes d'un diamètre défini. Il existe également des obturateurs à mâchoires à diamètre variable (« *variable-bore rams* ») : elles se ferment et étanchent sur des tubes de diamètres variables ;
- Mâchoires à fermeture cisailante (« *blind shear rams* ») : permettent de cisailer des éléments tubulaires (typiquement des tiges de forage mais pas des cuvelages²) et d'obturer et de rendre totalement étanche le puits.

Les obturateurs disposent de joints (ou garniture) en élastomère pour assurer l'étanchéité.

4.4.2 ASSEMBLAGES D'OBTURATEURS EN FONCTION DE LA PRESSION

Le nombre et types d'obturateurs à mettre en place sur l'assemblage (« *stack* ») est fonction de la pression maximale attendue en tête de puits (Maximum Anticiped Surface Pressure). Ces assemblages de mâchoires sont définis dans :

- L'arrêté du 14/10/2016 relatifs aux travaux de recherches par forage et d'exploitation par puits de substances minières (art. 52) ;
- l'API 53.

Le tableau 2 indique les exigences de la réglementation française (lignes grisées) ainsi que les différentes combinaisons possibles au sens de l'API 53 en ne considérant que les cas avec un seul obturateur annulaire.

² Certaines mâchoires dites « super-shear » permettent également le cisaillement des cuvelages.

Tableau 2 : Exigences de la réglementation française selon la valeur du MASP

MASP (en bar)	Nombre minimum d'obturateurs à installer (classe du BOP)	Présence obligatoire des technologies suivantes			
		Obturateur annulaire	Mâchoires à fermeture sur tige	Mâchoires à fermeture totale	Mâchoires à fermeture cisailante
< 210	2	0	1*	1	0
	2	0	1	0	1
< 350	3	0	2	1	0
	3	0	2	0	1
	3	1	1	1	0
	3	1	1	0	1
< 700	4	1	2	1	0
	4	1	2	0	1
> 700	5	1	3	0	1
	5	1	3	1	0
	5	1	2	1	1
>1030	6	Arrangement similaire à celui d'un BOP de classe 5 + 1 obturateur supplémentaire résultant d'une analyse de risques spécifique (5 obturateurs également autorisés).			

(*) Dans le cas de plusieurs diamètres de tige possibles et en l'absence d'obturateur annulaire, des obturateurs à fermeture sur tige de diamètres adaptés au train de tige doivent être mis en place, ou alors un obturateur à diamètre variable (VBR).

Selon de bonnes pratiques de compagnies pétrolières, l'obturateur le plus proche de la tête de puits (celui du bas) ne peut pas être un obturateur à diamètre variable (« variable-bore rams »).

Selon de bonnes pratiques de compagnies pétrolières, la mise en place d'un obturateur à machoires cisailantes est requise pour les puits, considérés critiques, suivants :

- installés à proximité de zones habitées ;
- de gaz (quelle que soit la MASP) ;
- d'huile, de MASP > 276 bar et d'une concentration en H₂S > 10 % ;
- disposant de pompes immergées ;
- dirigés et disposant de plusieurs galeries de prélèvement en fond de puits (Smart Well Completions).

4.4.3 COMMANDE DES BOP OU CENTRALE HYDRAULIQUE

Tous les obturateurs sont à commande hydraulique et fonctionnent suivant le principe de vérins hydrauliques double effet, c'est-à-dire ayant deux directions de travail. Le principe est d'avoir une réserve de fluide sous pression (accumulateurs), disponible à chaque instant pour assurer la fermeture ou l'ouverture des obturateurs. Les positions d'ouverture et de fermeture sont sécurisées par un dispositif dédié.

Une unité de commande est composée d'un ensemble de pompes qui se mettent en marche et s'arrêtent automatiquement, de manière à maintenir une pression constante dans les accumulateurs qui constituent la réserve de fluide hydraulique moteur (voir schéma de principe ci-après).

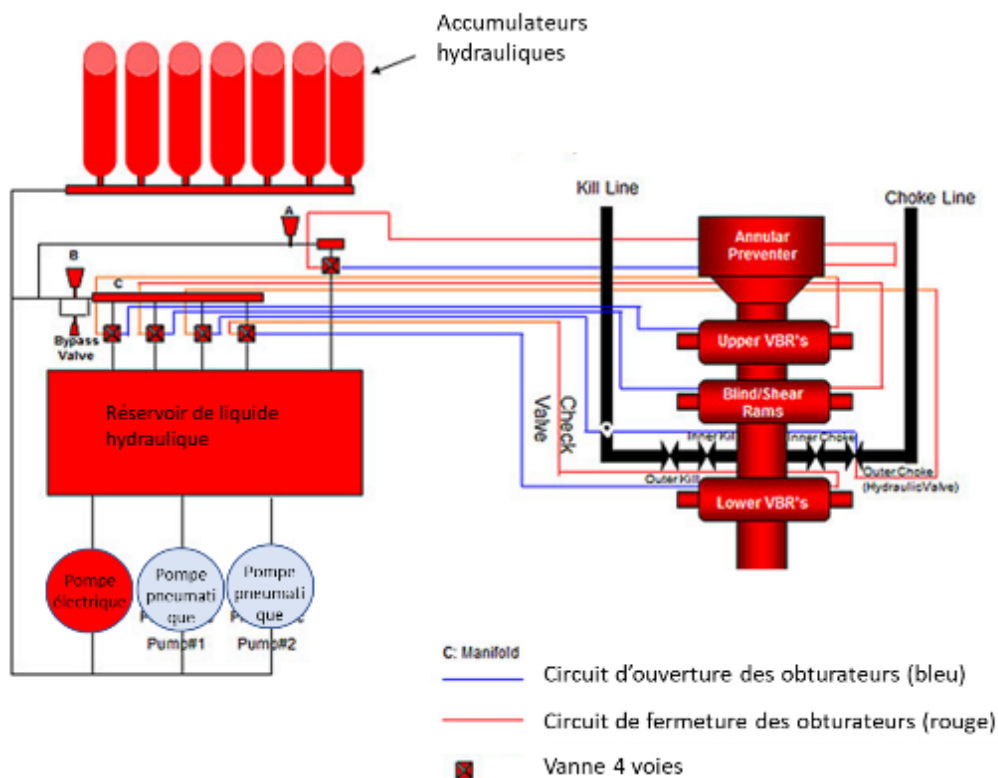


Figure 4: Schéma de fonctionnement d'une unité de commande reliée à un BOP

Sommairement, une bouteille d'accumulateur est composée de 2 parties séparées par une vessie en caoutchouc³ :

- d'un côté, un volume de gaz inerte (p.e. azote ou hélium) est pré-comprimé ; cette opération s'appelle la précharge ;
- de l'autre côté, un volume de fluide hydraulique variable. Suivant le volume pompé à l'intérieur depuis le réservoir de fluide hydraulique, la pression varie. Le volume de fluide hydraulique utilisable, compris entre 2 niveaux de pression, représente le volume utile de fluide moteur de commande des obturateurs installés.

Dans une unité de commande, telle que montrée à titre d'exemple dans la figure ci-avant, deux systèmes de pompage sont nécessaires. Le système de pompage primaire, démarre automatiquement à 90 % de la pression de consigne. Le système de pompage secondaire, démarre automatiquement à 85 % de la pression de consigne. Le fonctionnement simultané des 2 systèmes de pompage permet la charge complète en fluide moteur des accumulateurs en moins de 15 minutes. Le fonctionnement d'un seul système de pompage doit permettre la charge des accumulateurs en moins de 30 minutes. Chaque système de pompage permet d'actionner les obturateurs en l'absence d'accumulateurs. Les systèmes de pompage sont équipés de dispositifs de protection de pression haute (pour prévenir l'éclatement des accumulateurs) comprenant :

- un dispositif automatique d'arrêt de pompage ;

³ D'autres technologies d'accumulateurs peuvent être employées comme des accumulateurs à piston. Toutefois, pour les applications Onshore, la vessie caoutchouc est la plus employée.

- une soupape s'ouvrant à une pression maximale de 110 % de la pression de travail des accumulateurs (les dispositifs de types événements d'explosion ou disques de rupture sont interdits).

Le fluide hydraulique est distribué jusqu'aux obturateurs par un jeu de vannes 4 voies (une vanne par obturateur) et un manifold. La pression du fluide de commande est généralement (pour une pression maximale de travail de 3000 psi ~ 210 bars) de :

- 1 500 psi pour les obturateurs à mâchoires et l'annulaire ;
- 3 000 psi pour un obturateur à mâchoires cisailantes. Des unités hydrauliques de 5000 psi peuvent être également employées pour augmenter la capacité de coupe des mâchoires cisailantes (tête de puits de fort diamètre et travaillant sous forte pression par exemple).

Chaque vanne 4 voies est actionnable directement sur la centrale hydraulique et depuis la cabine du foreur. De plus, suivant l'analyse de risques pratiquée par l'exploitant, un poste de commande de secours à distance peut être installé. Selon certaines bonnes pratiques professionnelles un poste de commande à distance est obligatoire ; le panneau de commande de secours doit être à une distance minimale (depuis la tête de puits) de 18 mètres (60 pieds) pour un puits d'huile et de 30,5 mètres (100 pieds) pour un puits de gaz.

L'article 54 dans ses alinéas 3, 4, 8, 9 et 5 (relatif au forage en mer) reprend les exigences et bonnes pratiques exposées ci-avant.

L'obturateur annulaire bénéficie quant à lui d'un circuit dédié, où un régulateur permet le réglage de la pression en fonction des besoins (par exemple, suivant les diamètres de tiges présentes dans le puits).

Le panneau de commande est constitué, a minima, des éléments suivants :

- manomètres indiquant les pressions dans :
 - le/les accumulateurs,
 - le manifold,
 - l'obturateur annulaire si présent et opérationnel,
 - le réseau d'air instrument quand les commandes sont pneumatiques⁴ ;
- une commande du régulateur de pression de l'obturateur annulaire (si présent et opérationnel) ;
- les commandes d'ouverture et de fermeture des obturateurs à mâchoires ;
- dans le cas où un obturateur à mâchoires cisailantes est installé, le bouton de commande est protégé d'un capuchon qui déclenche une alarme sonore et visuelle (différente de l'alarme H₂S) quand il est manipulé (bonnes pratiques).

4.5 LIGNES DE DÉCHARGE ET DE CONTRÔLE

Une fois le puits fermé, le contrôle des venues est généralement assuré via deux groupes de conduites annexes, qui partent latéralement du BOP (souvent à partir d'une pièce nommée « *drilling spool* ») ; la ligne de décharge (« *choke line* ») et la ligne de contrôle (« *kill line* »). Sommairement :

- la ligne de décharge permet de réguler l'évacuation de la surpression provenant du puits par l'intermédiaire d'une duse ;

⁴ Des systèmes électrohydrauliques peuvent également être employés.

- la ligne de contrôle permet l'injection d'eau, de boue de plus haute densité ou de ciment.

Les départs de ces lignes sont installés entre 2 obturateurs ou entre l'obturateur le plus bas et la tête de puits. Ceci afin de permettre :

- l'étanchéité sur la tige de forage et la fermeture du puits ;
- la circulation des fluides de forage pour l'équilibrage des pressions et l'envoi éventuel vers un séparateur gaz/boue ou autre traitement (cf. schéma suivant).

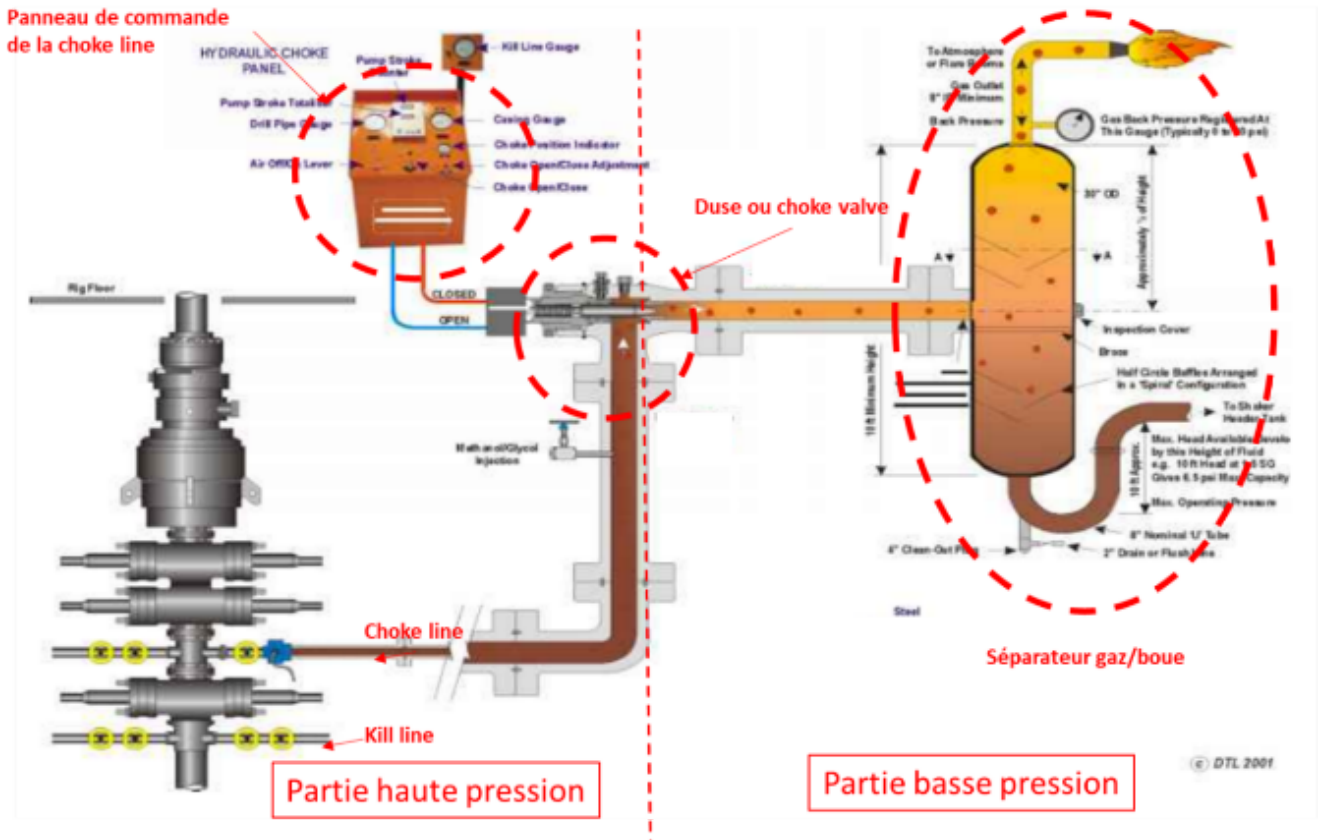


Figure 5 : Schéma synthétique des équipements intervenant dans le contrôle d'une venue (Source : internet)

4.5.1 LIGNE DE DÉCHARGE

La ligne de décharge est équipée d'un *manifold* permettant les opérations d'équilibrage de pression du puits vers un séparateur gaz/boue, torche... Ce *manifold* dispose, a minima, de 2 lignes d'évacuation indépendantes permettant de pallier la défaillance d'une ligne d'évacuation permettant la circulation avec le puits quand les obturateurs sont fermés. Une ligne de secours (*bleed line*) est également installée sur le manifold, généralement en position centrale, de façon à minimiser les problèmes d'érosion en cas de fluide chargé de particules fines.

Les montages sont réalisés de façon à minimiser l'érosion. Les vannes équipant ce manifold sont capables de s'ouvrir sur le plein diamètre de la ligne. La constitution minimale du manifold dépend de la classe de pression de l'assemblage (voir tableau 3).

Tableau 3 : Constitution minimale du manifold selon la valeur du MASP

MASP en bar (psi)	Exigences API 53	Arrêté du 14/10/2016 relatifs aux travaux de recherches par forage et d'exploitation par puits de substances minières (art. 61)
< 350 (5000)	Diamètre minimum de 2 pouces (3 pouces selon certaines bonnes pratiques professionnelles). Équipée, a minima, de 2 vannes réglables en parallèle (une sur chaque ligne) dont au moins une est pilotée à distance (optionnel pour une MASP < 140 bar ou 2000 psi).	Équipée, a minima, de 2 vannes en parallèle (une sur chaque ligne) dont une au moins est réglable.
> 350 (10 000)	Diamètre minimum de 3 pouces (4 pouces selon certaines bonnes pratiques professionnelles). Équipée, a minima, de 2 vannes réglables en parallèle (une sur chaque ligne) et pilotables à distance.	Équipée, a minima, de 3 vannes dont au moins une est réglable et pilotable à distance.

Selon de bonnes pratiques de compagnies pétrolières, il est possible d'utiliser des flexibles en élastomères comme ligne de décharge pour des puits de MASP < à 350 bar. Au-delà de cette pression, la ligne doit être métallique ou constituée de flexibles renforcés métal.

Certains puits, notamment ceux dont la pression est négative (non éruptifs), peuvent ne pas être équipés de ligne de décharge. Cette pratique est autorisée uniquement pour les interventions sur puits (pas lors du forage) et doit être justifiée dans une analyse de risques (Arrêté du 14/10/2016 relatifs aux travaux de recherches par forage et d'exploitation par puits de substances minières - art. 60).

La commande de la ligne de décharge peut être réalisée à partir d'une station permettant une vision globale de la situation des pressions dans le puits, sur la panoplie de duses (voir exemple Figure 6).

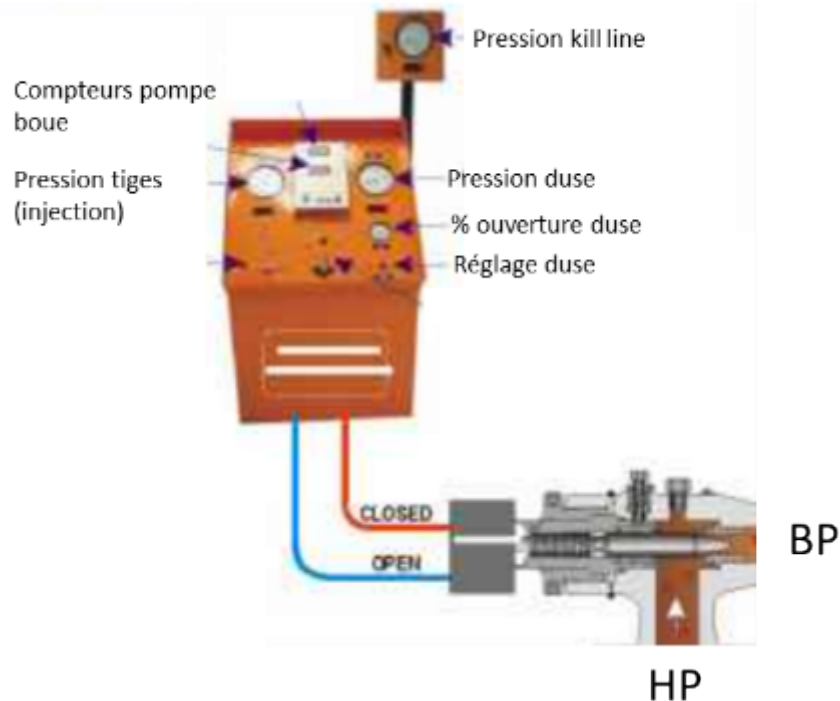


Figure 6 : Exemple de panneau de commande de la « choke line »

4.5.2 LIGNE DE CONTRÔLE

La constitution minimale d'un manifold de ligne de contrôle est déterminée à l'issue d'une analyse de risques. Les vannes équipant ce manifold sont capables de s'ouvrir sur le plein diamètre de la ligne. Dans tous les cas, la configuration minimale dépend de la classe de pression de l'assemblage :

- Inférieure ou égale à 210 bar :
 - diamètre minimum de 2 pouces,
 - équipé, a minima, de 2 vannes manuelles en série,
- Inférieure ou égale à 700 bar :
 - diamètre minimum de 2 pouces,
 - équipé, a minima, de 2 vannes manuelle en série et d'un clapet anti-retour ou de 2 vannes en série dont un pilotée à distance,
- Supérieure à 700 bar, le diamètre minimum est de 3 pouces et l'équipement de ligne similaire au cas précédent.

Pour les puits considérés comme critiques, une ligne de contrôle redondante peut-être installée. Selon de bonnes pratiques de compagnies pétrolières, les puits considérés comme critiques sont également ceux à équiper d'obturateurs à mâchoires cisailantes (cf. § 4.3.2). Dans ce cas, le système de commande et de pompage haute-pression sera installé dans une zone sécurisée.

4.6 SÉPARATEUR GAZ/BOUE

Le séparateur est installé en aval de la duse concrétisant la séparation entre la partie haute et basse pression en cas de risque de venue sur le puits. Un séparateur est un équipement cylindrique disposant en tête d'une sortie gaz, en pied d'une sortie boue et équipé de déflecteurs permettant d'accroître le rendement de séparation entre le gaz et la boue. L'arrivée du mélange se réalise de façon tangentielle au milieu du séparateur (Figure 7). La boue, ainsi débarrassée du gaz, est ensuite traitée pour être réemployée.

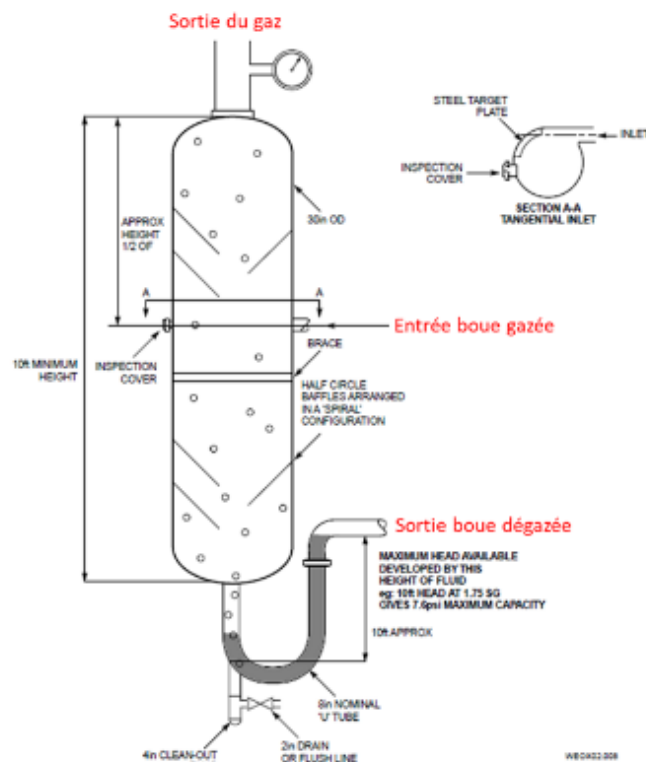


Figure 7 : Schéma de principe d'un séparateur gaz/boue (Source internet)]

Il existe différents constructeurs de séparateurs et différentes technologies peuvent être rencontrées. De la même manière, le séparateur est dimensionné en fonction des influx attendus [7]. Toutefois, Selon de bonnes pratiques de compagnies pétrolières, un séparateur doit être constitué :

- d'un corps d'une hauteur d'environ 30 pieds minimum et d'un diamètre de 30 pouces, la capacité minimale est de 35 barils ($\sim 5,6 \text{ m}^3$) pour un puits de gaz et de 17,5 barils ($\sim 2,8 \text{ m}^3$) pour un puits d'huile ;
- l'arrivée depuis la ligne de décharge se réalise à mi-hauteur et une protection est installée face à l'arrivée du mélange pour minimiser les conséquences de l'érosion sur le corps du séparateur ;
- d'une sortie gaz d'un diamètre d'environ 8 pouces équipée d'un manomètre. Un étranglement de diamètre en sortie peut permettre une augmentation de la vitesse de sortie du gaz ;
- d'une sortie liquide équipée d'un tube en U de diamètre 8 pouces. La hauteur de boue dans le U (environ 10 pieds) représente la pression à ne pas dépasser à l'intérieur (et vérifiée sur le manomètre de tête) de façon à ne pas rompre l'étanchéité du séparateur.

Selon de bonnes pratiques de compagnies pétrolières, les nouveaux séparateurs doivent être testés à 13,1 bar (190 psi) de façon à garantir une pression maximale de travail de 10,3 bar (150 psi) selon la norme ISO 15156 (ou NACE Standard MR-01-75).

Une ligne de traitement parallèle au séparateur doit être installée (exigence API RP 59) de façon à le bypasser notamment en cas de :

- débit de gaz trop important à gérer ;
- présence d'H₂S dans le gaz ;
- formation d'hydrates dans la canalisation de sortie gaz du séparateur ;
- surcharge du système de traitement de boue en aval du séparateur.

5 CRITÈRES D'ÉVALUATION DES PERFORMANCES D'UN BOP EN TANT QUE BARRIÈRE DE SÉCURITÉ

Dans ce paragraphe, on considère uniquement les performances de la fonction « fermeture du puits » du BOP. Ainsi, conformément à la Figure 1, le BOP est considéré être limité à :

- la tête de puits (extrémité du puits en surface) et le plancher de forage ;
- l'entrée des manifolds de la ligne de décharge et de la ligne de contrôle.

On inclut par ailleurs les actions du foreur pour activer la fermeture du BOP.

Les exigences exposées ci-après sont tirées de l'API 53 et de l'arrêté du 14/10/2016 relatifs aux travaux de recherches par forage et d'exploitation par puits de substances minières (numéro d'article précisée entre parenthèses). Quand cela n'est pas le cas, la source est signalée.

5.1 INDÉPENDANCE

Par nature, un BOP est indépendant des causes d'occurrence d'une venue.

5.2 EFFICACITÉ

5.2.1 DÉFINITION

L'efficacité de la fonction « fermeture du puits » est son aptitude à remplir cette fonction, dans son contexte d'utilisation et pendant une durée donnée de fonctionnement. Elle est évaluée pour un scénario d'accident précis.

L'évaluation de l'efficacité repose en premier lieu sur les principes de dimensionnement adapté et de résistance aux contraintes spécifiques des éléments constituant cette fonction. D'autres paramètres, comme le positionnement et l'installation de ces éléments peuvent également influencer l'efficacité.

5.2.2 DIMENSIONNEMENT ADAPTÉ

5.2.2.1 DÉTERMINATION DE LA CLASSE DE PRESSION DE L'ASSEMBLAGE (STACK)

La pression maximale de travail (PMT) du matériel à mettre en place (ou classe de pression de matériel) doit être supérieure à la pression maximale de travail en surface du puits (MASP).

La MASP correspond, pour les puits en production ou les puits de stockage (puits où la pression est connue), à la pression en fond de puits diminuée de la pression hydrostatique de la colonne des fluides issus du gisement contenus dans le puits. Pour les gisements ou les stockages de gaz, la MASP pourra être assimilée à la pression en fond de puits.

Pour les forages dans des gisements moins connus ou inconnus, la pression en fond de puits sera estimée à l'issue d'une analyse de risques :

- si le forage est réalisé dans une couche géologique connue (exploitation ou exploration déjà réalisées dans le même horizon géologique), la MASP pourra être estimée par analogie avec une situation géologique équivalente ;
- si le forage est réalisé dans une couche géologique inconnue, la classe de pression du matériel maximale en fonction de la profondeur du puits pourra être retenue considérant, par exemple, que le gisement est rempli de gaz.

Les classes de matériel à employer, en fonction de la MASP estimée, sont présentées dans le tableau 4 :

Tableau 4 : Classes de matériel à employer en fonction de la valeur du MASP (API 53)

MASP		Désignation de la classe de pression du matériel
Pression exprimée en bar	Pression exprimée en PSI	
140	2 000	2K
210	3 000	3K
350	5 000	5K
700	10 000	10K
1030	15 000	15K
1380	20 000	20K
1720	25 000	25K
2070	30 000	30K

L'ensemble de l'assemblage d'obturateurs et des départs de lignes (et de leurs équipements tels que vannes et/ou clapets anti-retour) vers la ligne de décharge et la ligne de contrôle seront, *a minima*, de la classe de matériel compatible avec la MASP estimée.

5.2.2.2 NOMBRE D'OBTURATEURS À METTRE EN PLACE

En fonction de la classe de matériel installée et donc de la MASP, le nombre et le type de bloc d'obturateur de puits à mettre en place sur un BOP sont précisés dans le tableau 2 présenté au § 4.4.2.

Dans tous les cas, les arrangements d'obturateurs prévus sont issus d'une analyse de risques et/ou de l'application des standards de chaque compagnie. Dans le cas d'un risque de présence d'H₂S, la mise en place d'un obturateur supplémentaire peut être décidée. La détermination de l'arrangement du stack est indiquée sur le programme de travaux.

5.2.2.3 COMMANDE DU BOP - ACCUMULATEURS OU RAMPES D'ACCUMULATEURS

Les accumulateurs sont préchargés de gaz inerte (p.e. azote ou hélium). L'utilisation de gaz comburants (oxygène, air) est proscrite. La pression de précharge ne doit pas être inférieure à 25 % de la pression maximale de travail de l'accumulateur (pour éviter le risque de détérioration de la vessie de séparation gaz/fluide hydraulique).

La pression de précharge est vérifiée régulièrement (cf. § 6).

Le volume de fluide hydraulique moteur des accumulateurs (ou le nombre d'accumulateurs sur une rampe) est dimensionné pour pouvoir réaliser un certain nombre de fonctions d'urgence (commandes de fermeture et d'ouverture des obturateurs qui correspond au minimum des exigences réglementaires) et définies par l'exploitant pour un nombre d'opérations supérieur (par exemple, 2 fermetures et une ouverture). De plus, le nombre d'accumulateurs doit être suffisant pour que le dysfonctionnement d'un accumulateur (ou d'une rampe suivant montage) entraîne, au plus, la perte de 25 % du volume de fluide moteur nécessaire au fonctionnement de l'ensemble des obturateurs installés. Ainsi, la détermination du volume de fluide moteur doit faire l'objet d'un document spécifique consultable sur le site de forage. La pression de déclenchement des pompes de maintien de pression dans les accumulateurs est vérifiée régulièrement (cf. § 6).

5.2.2.4 COMMANDE DU BOP - SYSTÈME DE POMPAGE

Le système de pompage doit permettre d'atteindre et de maintenir la pression requise dans les accumulateurs.

Les accumulateurs doivent être alimentés par au moins 2 systèmes de pompage de sources d'énergies différentes (par exemple, pompes électrique et pneumatiques -cf. Figure 4 ci-avant) et de performances équivalentes (redondants) ; c'est-à-dire, permettre l'atteinte de la pression suffisante pour assurer l'étanchéité du puits en moins de 2 minutes. Une ligne de bypass permet d'isoler les accumulateurs pour actionner directement les obturateurs depuis les systèmes de pompage.

5.2.2.5 COMMANDE DU BOP – POSTES DE COMMANDE

L'actionnement doit pouvoir être opéré, *a minima* :

- depuis la cabine du foreur, et,
- directement à partir de l'unité hydraulique principale par l'ouverture/fermeture d'une vanne 4 voies par le foreur (dans ce cas, l'unité hydraulique sera implantée notamment en dehors des zones ATEX).

Selon les résultats de l'analyse de risques du chantier de forage, un poste auxiliaire pourra être mis en place. Ce poste auxiliaire doit être situé à une distance de sécurité justifiée et d'accès facile en toutes circonstances (cf. § 4.4.3).

5.2.2.6 COMMANDE DU BOP – COMPOSANTE HUMAINE

Le contrôle des venues (dont la première étape est la fermeture du puits) fait l'objet de procédures standardisées à l'échelle internationale (cf. standard API RP 59) et d'une obligation réglementaire (art.61) ; il y a nécessité de présence sur le chantier d'au moins un foreur possédant une habilitation au contrôle des venues, délivrée à la suite d'une formation standardisée (formations *IWCF*⁵ ou *Well cap*⁶). Cette habilitation doit être renouvelée tous les 2 ans.

⁵ *International Well control Forum*

⁶ délivrée par l'IADC (*International Association of Drilling Contractors*)

5.2.2.7 COMMANDE DU BOP – MODES DÉGRADÉS CIRCUITS DE COMMANDE

L'article 54 de l'arrêté du 14/10/2016 précise qu'en cas de perte de la redondance du circuit de commande des obturateurs le puits est mis en sécurité le plus rapidement possible de façon à pouvoir procéder aux réparations.

5.2.3 RESISTANCE AUX CONTRAINTES SPÉCIFIQUES

5.2.3.1 H₂S ET CO₂

En présence d'H₂S et/ou CO₂, les parties métalliques peuvent être sujettes à une détérioration métallique liée à la présence d'hydrogène ; ainsi, les pièces métalliques devront être en accord avec la NACE MR-0175. De plus, les milieux contenant du H₂S sont acides et les matériaux potentiellement en contact doivent être adaptés. Les informations concernant les quantités d'H₂S et / ou CO₂ doivent être présentes dans le programme de forage et données par l'exploitant au contracteur de forage afin que ce dernier adapte le matériel en conséquence.

5.2.3.2 COMPATIBILITÉ DE LA GARNITURE

Les élastomères des garnitures d'obturateurs doivent être en adéquation avec la nature des boues employées, des fluides de forage, le niveau d'acidité des fluides de forage et leurs températures. A titre d'exemple, les domaines de travail en température suivant le type de garniture employée sont présentés dans le tableau 5 (API 16 A).

Tableau 5 : Domaines de travail en température suivant le type de garniture employée

Matériau	Domaine de température (°C)
Nitrile (conseillé en présence de H ₂ S)	-7 à 89
Néoprène	-35 à 77
Caoutchouc naturel	-35 à 107

Des bonnes pratiques de compagnies pétrolières peuvent indiquer les domaines de travail en température, pression et concentrations d'H₂S attendus pour les obturateurs installés. Sur cette base, des fournisseurs de matériel autorisés sont également indiqués.

5.2.3.3 ÉROSION

Le montage des tuyauteries (en particulier les lignes de contrôle et de décharge) doit être réalisé en vue de minimiser l'érosion liée au passage des fluides de forage contenant notamment des particules solides. A cette fin, les montages doivent être les plus droits possibles (les parties courbes devront être évitées autant que possible) et l'épaisseur de métal inspectée régulièrement (cf. § 6).

5.2.3.4 GEL

Les installations et les fluides de commandes doivent être prévus pour ne pas dysfonctionner pour les températures minimales susceptibles d'être atteintes sur les lieux de forage (généralement par l'utilisation de glycol).

5.2.3.5 RÉSISTANCE AU FEU

Les éléments constitutifs de la liaison d'alimentation « centrale hydraulique – BOP » (flexibles hydrauliques) sont à sécurité feu au sens de l'API 16 D. Autrement dit, ils sont capables de maintenir l'intégrité de tenue à la pression interne en étant exposé à une flamme de 700°C pendant 5 min.

5.2.3.6 RESISTANCE AUX CHOCS

Les flexibles hydrauliques situés entre les vannes de commande et le BOP, doivent être protégés des chocs et des cisaillements de sorte à rester toujours opérationnels. A défaut, des cheminements différents de ces flexibles peuvent être mis en œuvre afin de réduire le risque de sectionnement simultané.

De la même manière, les circuits de commande depuis la cabine du foreur (ou poste de secours) vers la centrale hydraulique doivent également être protégés.

5.2.3.7 CONFORMITÉ ATEX

L'ensemble du matériel employé doit être en conformité avec les exigences du zonage ATEX réalisé pour le chantier.

5.2.3.8 COMPOSANT HUMAINE

Le poste du foreur est à aménager en fonction des risques spécifiques du puits (toxique ou ATEX). Ainsi, un poste de commande de secours à l'extérieur des zones ATEX est à prévoir si nécessaire. En cas de risque toxique, le personnel dispose, *a minima*, de moyens de détection et de protection individuels.

5.3 TEMPS DE RÉPONSE

5.3.1 DÉFINITION

Le temps de réponse correspond à l'intervalle de temps entre le moment où une barrière de sécurité, dans un contexte d'utilisation, est sollicitée et le moment où la fonction de sécurité assurée par cette barrière de sécurité est réalisée dans son intégralité. Le temps de réponse de la barrière doit être en adéquation avec la cinétique du scénario sur laquelle elle agit, c'est-à-dire qu'il doit être inférieur à la cinétique de survenance du phénomène dangereux à éviter (scénario à traiter).

Pour la fonction traitée dans ce document, les temps de réponse intègre :

- le temps d'activation des obturateurs ;
- le fonctionnement des obturateurs jusqu'à la fermeture effective du puits.

Le temps de détection et de diagnostic d'une venue n'est pas inclus car spécifique au contexte de forage (type de fluide dans le réservoir, profondeur du puits, vitesse de remontée de la boue de forage...). Ainsi, selon que le chantier est équipé d'alarmes (survitesse, niveau haut dans le bac de boues, ...) ou que les venues soient détectées par la réalisation d'analyses (densités de boues), les temps de détection seront différents et ne peuvent pas être déterminés *a priori*. Sa prise en compte pourrait entraîner un temps de réponse global supérieur aux exigences réglementaires et normatives (qui ne l'intègrent également pas pour les raisons exposées ci-avant).

Les bonnes pratiques professionnelles peuvent être, en cas de signes avertisseurs ; l'arrêt de l'opération en cours, le positionnement du train de tiges pour être prêt à fermer, puis l'observation du comportement du puits sur une durée de 15 minutes par exemple. Durant ces 15 minutes, si les signes de venue sont avérés, alors le puits est fermé. A l'issue des 15 minutes, en fonction des opérations en cours, d'autres contrôles peuvent être nécessaires.

Pour plus de précisions, l'annexe 1 présente les facteurs susceptibles de peser sur la performance de la détection/diagnostic de l'occurrence d'une venue en fonction des situations de travail.

5.3.2 EN FONCTIONNEMENT NORMAL

Les temps de réponse attendus pour l'isolement du puits (exigence portant sur le matériel), via les accumulateurs, sont donnés dans le tableau 6. On notera que les temps indiqués ne prennent pas en compte le temps de réponse du foreur.

Tableau 6 : Temps de réponse attendus pour l'isolement du puits

Type d'obturateur	Temps de réponse maximal attendu (en secondes) en fonction du diamètre du puits (en pouces)	Temps de réponse maximal (art. 54)
Obturateur à mâchoires	30 s quel que soit le diamètre	60 s
Obturateur annulaire	30 s si diamètre inférieur ou égal à 18 ^{3/4}	45 s
	45 s si diamètre supérieur	

5.3.3 EN FONCTIONNEMENT DÉGRADÉ

En cas de dysfonctionnement des accumulateurs, les obturateurs peuvent être opérés directement depuis les pompes de l'unité hydraulique. Dans ce cas, le temps de réponse attendu est de 2 minutes quel que soit le système de pompage utilisé.

5.3.4 COMPOSANTE HUMAINE

Une fois la détection réalisée, la prise de décision et l'action de fermeture de puits peuvent être réalisées très rapidement en moins d'une minute.

5.3.5 TEMPS DE RÉPONSE GLOBAL

Le temps de réponse global doit intégrer à la fois les composantes techniques et humaines. Au regard des considérations exposées ci-avant, le temps de réponse, sans prise en compte du temps nécessaire à la détection d'une venue (qui est dimensionnant), sera de l'ordre de :

- 2 minutes quel que soit le diamètre du puits en fonctionnement normal ;
- 3 minutes quel que soit le diamètre du puits en fonctionnement dégradé (c'est-à-dire dans le cas d'un dysfonctionnement des accumulateurs).

5.4 NIVEAU DE CONFIANCE

5.4.1 DÉFINITIONS

Le niveau de confiance (NC) représente la classe de probabilité de défaillance à la sollicitation des barrières de sécurité. Ces niveaux vont de NC1 à NC4, NC1 représentant la probabilité de défaillance la plus forte et NC4 la probabilité la plus faible. Cette probabilité est évaluée pour une barrière, dans son environnement d'utilisation et pour une efficacité et un temps de réponse donnés. L'évaluation du niveau de confiance correspond à une évaluation simplifiée des SIL (Safety Integrity Level) définis dans les normes IEC 61508 [2] et IEC 61511 [3]. Ces normes classent les dispositifs de sécurité en niveaux, de 1 à 4 (4 étant la plus fiable).

Pour les équipements certifiés selon ces normes, le niveau de confiance qu'on leur accordera sera équivalent à leur niveau de sécurité (SIL) si les exigences d'efficacité (en particulier dimensionnement et installation) et de temps de réponse sont remplies, et s'ils font l'objet d'une politique de tests et de maintenance adaptée et si les conditions d'utilisation fixées dans le certificat et la documentation technique sont respectées.

Lorsque qu'ils ne sont pas certifiés selon ces normes, une évaluation conformément au référentiel Oméga 10 [4] permettra de déterminer le NC. Si les exigences d'efficacité et de temps de réponse sont remplies et s'ils font l'objet d'une politique de tests et de maintenance adaptée, un NC de 1 peut être retenu par élément. Pour la partie humaine, l'application de la méthode Oméga 20 [6] permettra de préciser le NC.

5.4.2 SÉCURITÉ POSITIVE

Le BOP n'est pas un système de sécurité à sécurité positive car requérant de l'énergie pour la fermeture et l'ouverture des obturateurs. Toutefois, les différents éléments composant la commande des obturateurs disposent des moyens de sécurisation suivants :

- le réservoir de fluide hydraulique moteur est équipé d'alarmes visuelles et sonores de niveau bas ;
- en cas de fuite sur le circuit hydraulique, la fréquence de fonctionnement ou le fonctionnement continu d'un ou des systèmes de pompage est à même d'alerter les membres de l'équipe de forage ;
- chaque obturateur dispose d'une vanne 4 voies dédiée permettant :
 - d'actionner le fonctionnement de l'obturateur depuis le bouton en cabine de forage ;
 - d'orienter manuellement le circuit des accumulateurs vers l'obturateur ;
 - d'orienter manuellement le circuit des systèmes de pompage vers l'obturateur ;
- deux systèmes de pompes redondants et avec des alimentations en énergie indépendantes permettent de commander directement la fermeture des obturateurs.

Pour l'obturateur annulaire, cette vanne 4 voies permet de bypasser le régulateur.

5.4.3 FIABILITÉ DES OBTURATEURS

L'étude [5] datant de 1999 du SINTEF, relative à la fiabilité des obturateurs utilisés en Offshore, mentionne les probabilités de défaillance à la sollicitation suivantes (correspondant à une fuite au travers l'obturateur fermé + défaut de fermeture + défaut d'ouverture) :

- Obturateur annulaire : $< 10^{-1}$;
- Obturateur à mâchoires : $< 10^{-2}$.

Ainsi, l'ajout d'un obturateur annulaire permet d'augmenter le niveau de confiance global du BOP de 1.

5.4.4 ESTIMATION DU NIVEAU DE CONFIANCE

Une estimation du niveau de confiance de la fonction « fermeture du puits » est présentée en annexe 1 du présent rapport.

Pour la partie technique, le niveau de confiance est susceptible de varier de 1 à 3 (quelle que soit la situation de forage étudiée) selon le nombre et la nature des obturateurs à installer (en fonction de la pression maximale de travail attendue).

Pour la partie humaine, étant donné que la fermeture du BOP ne repose que sur un seul opérateur, le niveau de confiance de cette tâche sera au maximum de 2. Par analogie avec la réglementation ICPE, un NC 1 peut-être retenu dans des configurations comparables.

Ainsi, le niveau de confiance global (intégrant les dimensions techniques et humaines) de la fonction « fermeture du puits » est susceptible de varier de 1 à 2.

6 TESTS ET MAINTENANCE

6.1 GÉNÉRALITÉS

Les dispositifs de sécurité doivent faire l'objet d'une politique de test et de maintenance. La définition de cette politique de maintenance peut reposer sur :

- des standards internes ;
- des exigences réglementaires ;
- des exigences normatives ;
- des exigences du fournisseur ;
- un retour d'expérience interne ou externe.

Tous les éléments d'une barrière de sécurité ne demandent pas les mêmes opérations de test et de maintenance, ni la même fréquence.

Il est important de contrôler l'ensemble des éléments constituant la chaîne de sécurité des différents éléments du BOP tels qu'exposés ci-avant. A cette fin, les exigences de la norme API 53 et de la réglementation française (Arrêté du 14/10/2016 relatifs aux travaux de recherches par forage et d'exploitation par puits de substances minières) sont exposées ci-après.

6.2 TESTS À METTRE EN ŒUVRE SUR LE BOP

Les tests sont réalisés sur l'assemblage complet préalablement à sa mise en service puis périodiquement comme précisé ci-après et sont systématiquement enregistrés.

6.2.1 FRÉQUENCES DE TESTS

Le fonctionnement de l'ensemble du BOP et la pression de service des obturateurs sont régulièrement testés ; des tests fonctionnels sont réalisés au moins une fois par semaine.

Des essais en pression du BOP sont réalisés :

- à chaque montage d'un nouvel obturateur après la mise en place et avant la mise en service ;
- après démontage de la tête de puits pour permettre la descente d'un cuvelage ;
- avant tout test de production de la formation ;
- après tout incident de nature à remettre en cause le bon fonctionnement de l'assemblage ;
- après chaque opération de maintenance relative à une perte d'intégrité de l'assemblage ;
- lors d'un fonctionnement en continu du puits (production) suivant les fréquences suivantes :
 - *a minima* tous les 15 jours pour les obturateurs à mâchoires non cisailantes (art. 55) ;
 - *a minima* tous les 21 jours pour les autres obturateurs (exigence API 53). Les bonnes pratiques professionnelles indiquent une fréquence de 14 jours pour les obturateurs dont la MASP est supérieure ou égale à 700 bar (10 000 psi).

La pression de test ne peut en aucun cas excéder 70 % de la résistance des cuvelages en place. La pression de test est limitée par la résistance de l'élément le plus faible du casing. Des bonnes pratiques professionnelles indiquent que ces tests sont réalisés avec une pompe dédiée. Les tests à réaliser sont exposés ci-après.

6.2.2 PRÉALABLEMENT AUX OPÉRATIONS DE FORAGE

Pour les tests d'étanchéité, il est nécessaire de constater l'absence de fuite⁷, sur pression constante, durant un temps défini.

Pour le BOP, l'absence de fuite correspond à :

- une absence de fuite visible ;
- une diminution de la pression mesurée durant le temps de test qui ne dépasse pas 10% (art. 55).

Les BOP internes sont testés suivant les mêmes protocoles.

Tableau 7 : Tests à réaliser préalablement aux opérations de forage

	Exigences de API 53		Exigences règlementaires
	Test basse pression - bar (psi)	Test haute pression - bar (psi)	
Objectif du test de pression	Absence de fuite durant 5 minutes (10 minutes selon des bonnes pratiques professionnelles)		Absence de fuite durant 15 minutes (art. 55)
Obturbateur annulaire			
A réaliser sur le diamètre le plus faible et le plus important du train de tiges qui doit être employé	17,2 à 24,1 (250 à 350)	La pression la plus faible des pressions ci-après : <ul style="list-style-type: none"> • MASP, • Pression de service minimale, • 70 % de la pression admissible de l'obturbateur annulaire. 	<ul style="list-style-type: none"> • 50 % de la pression admissible de l'obturbateur annulaire • <u>Ou</u> MASP si inférieure à 50 % de la pression maximale correspondant à la classe de pression de l'obturbateur
Fluide moteur	-	Pression maximale de fluide hydraulique moteur recommandée par le fabricant de matériel	
Obturbateurs à mâchoires			
Obturbateurs à mâchoires (quel que soit le type). Pour les obturbateurs à mâchoires à diamètres variables (VBR), le même protocole de test que pour les obturbateurs annulaires est employé (plus petit et plus grand diamètre de tige)	17,2 à 24,1 (250 à 350)	La plus basse des pressions suivantes : <ul style="list-style-type: none"> • La pression maximale correspondant à la classe de pression de l'obturbateur • La pression maximale correspondant à la classe de pression de la tête de puits 	MASP

⁷ Les chantiers de forage disposent d'un gabarit permettant de simuler le fonctionnement du BOP avant installation.

	Exigences de API 53		Exigences réglementaires
	Test basse pression - bar (psi)	Test haute pression - bar (psi)	
Objectif du test de pression	Absence de fuite durant 5 minutes (10 minutes selon des bonnes pratiques professionnelles)		Absence de fuite durant 15 minutes (art. 55)
Fluide moteur	-	Pression maximale de fluide hydraulique moteur recommandée par le fabricant de matériel	-
<i>Choke et kill line (jusqu'aux organes d'isolement avec les manifolds de commande)</i>			
Amont manifold	17,2 à 24,1 (250 à 350)	La plus basse des pressions suivantes : <ul style="list-style-type: none"> • La pression maximale correspondant à la classe de pression de l'obturateur • La pression maximale correspondant à la classe de pression de la tête de puits • La pression maximale correspondant à la classe de pression des <i>choke et kill line</i> et de leurs équipements 	MASP
Système de commande du BOP			
Tuyauterie du manifold et de BOP	-	Pression de service maximale	-
Pression dans les accumulateurs	Niveau de précharge	-	
Délai de fermeture du puits	Tests fonctionnels		
Systèmes de pompage			
Panneau de commande			

6.2.3 TESTS DURANT LES OPÉRATIONS DE FORAGE

Pour les tests d'étanchéité, il est nécessaire de constater l'absence de fuite (telle que définie ci-avant), sur pression constante, durant un temps défini.

Tableau 8 : Tests à réaliser durant les opérations de forage

	Exigences API 53		Exigences réglementaires
	Test basse pression - bar (psi)	Test haute pression - bar (psi)	
Objectif du test de pression	Absence de fuite durant 5 minutes (10 minutes selon des bonnes pratiques professionnelles)		Absence de fuite durant 15 minutes (art. 55)
Obturateur annulaire			
A réaliser sur le diamètre le plus faible et le plus important du train de tiges qui doit être employé	17,2 à 24,1 (250 à 350)	La plus basse des pressions suivantes <ul style="list-style-type: none"> • < 70 % de la pression admissible de l'obturateur annulaire • MASP 	50 % de la pression admissible de l'obturateur annulaire ou MASP si inférieure à 50 % de la pression maximale

	Exigences API 53		Exigences réglementaires
	Test basse pression - bar (psi)	Test haute pression - bar (psi)	
Objectif du test de pression	Absence de fuite durant 5 minutes (10 minutes selon des bonnes pratiques professionnelles)		Absence de fuite durant 15 minutes (art. 55)
			correspondant à la classe de pression de l'obturateur
Obturbateurs à mâchoires			
Obturbateurs à mâchoires (quel que soit le type). Pour les obturbateurs à diamètres variables (VBR), le même protocole de test que pour les obturbateurs annulaires est employé (plus petit et plus grand diamètre de tige)	17,2 à 24,1 (250 à 350)	MASP	MASP
<i>Choke et kill line</i> (jusqu'aux organes d'isolement avec les manifolds de commande)			
Amont manifold	17,2 à 24,1 (250 à 350)	MASP	MASP
Système de commande du BOP⁸			
Tuyauterie du manifold et de BOP	-	Pression de service maximale (généralement 3 000 psi)	Fréquence de test fixé par Arrêté Préfectoral : prévoir un test en mode dégradé du circuit d'alimentation principal (accumulateurs) – (art. 55)
Pression dans les accumulateurs	Suivant programme de maintenance du foreur ou de l'opérateur de forage	Suivant programme de maintenance du foreur ou de l'opérateur de forage	
Délai de fermeture du puits	Tests fonctionnels des systèmes redondants		
Systèmes de pompage			
Panneau de commande			

6.3 MAINTENANCE, INSPECTION ET CERTIFICATION

6.3.1 GÉNÉRALITÉS

Il est important d'avoir une gestion adaptée pour maintenir la performance dans le temps des différents éléments constituant le BOP. Cette gestion (via par exemple une Gestion de la Maintenance Assistée par Ordinateur) doit prendre en compte les aspects suivants :

- les ressources techniques (moyens et outils adaptés et étalonnés) ;
- la traçabilité (enregistrement des preuves) des vérifications et des tests réalisés ;
- l'enregistrement des résultats : les défaillances doivent être enregistrées et analysées pour améliorer la fonction de sécurité (le fournisseur doit être informé) ;

⁸ Dans le cas où un poste de commande de secours est prévu, les tests de fonctionnement des obturbateurs sont à réaliser alternativement depuis chacun des 2 postes de commande.

- les pièces de rechanges nécessaires (en fonction de l'éloignement du chantier) et leur entreposage dans des conditions garantissant leur non-détérioration ;
- éventuellement, si cela est pertinent, la gestion des modifications (réalisation d'une analyse d'impact, circuit d'autorisation, mise en place d'un moyen compensatoire, ...).

Ces opérations de maintenance, en plus des opérations de tests, doivent comprendre toutes les vérifications et actions de maintenance préventive préconisées par les fournisseurs.

Toutes les opérations de test et de maintenance doivent être réalisées en respectant le ou les modes opératoires spécifiques prévus par le constructeur. Ces opérations nécessitent des opérateurs disposant des compétences nécessaires. L'industriel doit donc s'assurer de la compétence des personnes assurant ces activités. Elles doivent être réalisées par du personnel qualifié ayant suivi des formations adaptées et conformément aux prescriptions des constructeurs indiquées dans les notices des appareils. Lorsque ces activités de vérification et de maintenance sont confiées à une entreprise extérieure, celle-ci doit gérer les mêmes contraintes. L'industriel doit fixer des exigences sur les compétences requises dans son contrat de maintenance.

Au-delà des tests et de la maintenance, la gestion des compétences des équipes de foreurs doit être vérifiée pour les situations d'urgences prévisibles. Des entraînements aux situations d'urgence sont réalisés régulièrement (avant le commencement des travaux et/ou 1 fois par mois pour chaque membre de l'équipe si le chantier dure plus d'un mois – art. 61) incluant notamment, pour le personnel habilité, la simulation des modes dégradés de fonctionnement suivants :

- actionnement des commandes du BOP aux différents postes de commandes possibles ;
- actionnement des obturateurs à partir des systèmes de pompages (art. 55),
- tout autre mode dégradé identifié au moment de la réalisation de l'analyse des risques du chantier.

6.3.2 OPÉRATIONS DE MAINTENANCE SPÉCIFIQUES

L'API 53 ainsi que les guides bonnes pratiques professionnelles, indiquent :

- des contrôles ou vérifications pouvant être réalisés sur une base quotidienne :
 - tests fonctionnels des systèmes de commande du BOP comprenant la vérification d'un niveau de fluide hydraulique dans les accumulateurs. Le fonctionnement des obturateurs est à vérifier après la mise en place d'un nouveau diamètre de tige de forage (la fermeture totale des obturateurs annulaires n'est pas recommandée).
 - vérification de la position des vannes de commande des obturateurs (ouvertes ou fermées) mais pas en position intermédiaire,
 - vérification que les lignes de commande des obturateurs ne sont pas exposées à des chocs ou écrasements potentiels,
 - vérification du bon haubanage (maintien) et centrage du BOP pour éviter les vibrations et abrasions entre matériels mis en œuvre ;
- que les lignes et équipements de lignes de décharge et de contrôle doivent être nettoyées à l'eau claire après usage de façon à éviter le colmatage et laissées remplies en eau (si risque de gel utilisation de glycol). Ces lignes ne peuvent être employées qu'en situation de contrôle de venue ;

- les élastomères exposés aux fluides de forage doivent être changés tous les 12 mois (ou plus tôt par suite d'inspection visuelle). Cependant, les joints des obturateurs annulaires de 30 pouces de diamètre peuvent être changés tous les 36 mois (sous réserve d'un programme de vérification adapté) ;
- que les capteurs de pression sont étalonnés *a minima* tous les 3 ans, à 1% de l'échelle de mesure, et utilisés sur le domaine 25 - 75 % de l'échelle de mesure. Les capteurs numériques sont étalonnés suivant la fréquence recommandée par le constructeur.
- que les détecteurs d'H₂S électrochimiques doivent être étalonnés, *a minima*, tous les 6 mois car soumis au phénomène de dérive et d'endormissement. Les détecteurs de gaz inflammables (méthane, propane, ...) catalytiques peuvent être soumis au phénomène d'empoisonnement (inhibition permanente ou temporaire) en cas de présence de H₂S. Ainsi, la maintenance des détecteurs de gaz est spécifique aux technologies utilisées. Pour plus de détails, le lecteur peut consulter utilement les documents suivants :
 - Document BTS - Détecteur fixe de gaz sulfure d'hydrogène (H₂S) [8],
 - Document BTS - Détecteur de gaz inflammable [9],
 - Guide de bonnes pratiques pour la maîtrise de l'usage des détecteurs de gaz ponctuels fixes [10].

6.3.3 CERTIFICATION ET INSPECTION

Au-delà des exigences liées à l'emploi d'équipements sous pression, des inspections spécifiques sont à réaliser. Les programmes d'inspections sont à transmettre à l'administration (cf. art. 66 et 67).

6.3.3.1 CERTIFICATION

L'ensemble du matériel supposé travailler en pression, à savoir :

- les obturateurs (annulaire, à mâchoires) ;
- vannes notamment sur les lignes de décharge et de contrôle ainsi que les clapets anti-retours ;
- les lignes de décharge et de contrôle proprement dites (également les lignes flexibles).

doit être certifié par et chez le constructeur de matériel tous les 5 ans. La re-certification du matériel sur la zone de travail n'est pas autorisée (bonne pratique professionnelle). Les tests de certification ainsi que leurs fréquences sont précisés dans les API 16A ou 16C si utilisation en milieu acide.

Les bouteilles des accumulateurs doivent être testées en pression tous les 5 ans (test hydraulique).

6.3.3.2 INSPECTIONS

Des inspections spécifiques doivent être réalisées aux endroits potentiellement exposés à un risque d'érosion :

- des programmes d'inspection permettant de vérifier l'épaisseur de métal doivent être réalisés sur les points présentant le plus de risques (courbes et angles) ; notamment quand le rapport des rayons (rayon externe/rayon interne, mesuré depuis la génératrice) est inférieur à 10. Cette inspection doit être réalisée *a minima* tous les 2 ans.

- si des lignes flexibles sont mises en place, le foreur doit se conformer aux instructions du fabricant.
- les séparateurs gaz/boue doivent être inspectés tous les 5 ans (intégrité visuelle, test en pression – bonne pratique professionnelle).

7 RÉFÉRENCES

Les références réglementaires et normatives sont indiquées au § 3.

1. Contexte et aspects fondamentaux du forage et de l'exploitation des puits d'hydrocarbures, INERIS DRS-15-149641-01420A
2. NF EN IEC 61508, 2011 - Sécurité fonctionnelle des systèmes électriques / électroniques / électroniques programmables relatifs à la sécurité
3. NF EN IEC 61511, 2017 - – Systèmes instrumentés de sécurité pour le secteur des industries de transformation
4. Oméga 10, DRA-17-164432-10199B - Evaluation de la performance des Barrières Techniques de Sécurité
5. Reliability of Subsea BOP Systems for Deepwater Application, Phase II DW Unrestricted version - Per Holand 1999 – ISBN 82-14-01661-4
6. Oméga 20, INERIS-DRA-09-103041-06026B - Evaluation de la performance des Barrières Humaines de Sécurité
7. SPE paper 20430: Mud Gas separator sizing and evaluation, G. R. MacDougall, December 1991
8. Document de synthèse relatif à une Barrière Technique de Sécurité - Détecteur fixe de gaz sulfure d'hydrogène (H₂S) - Version 2 – Décembre 2016 - N° DRA-16-156884-09050A,
9. BADORIS - Document de synthèse relatif à une Barrière Technique de Sécurité - Détecteur de gaz inflammable – Février 2004,
10. Guide de bonnes pratiques pour la maîtrise de l'usage des détecteurs de gaz ponctuels fixes – 31/07/2018 - N° DRA-16-156881-12282B

Les rapports INERIS sont téléchargeables sur le site de l'INERIS (<https://www.ineris.fr/fr>) ou sur la plateforme PRIMARISK (<https://primarisk.ineris.fr/>).

8 LISTE DES ANNEXES

Repère	Désignation	Nombre de pages
Annexe 1	Evaluation du niveau de confiance du BOP pour la sous-fonction « fermeture de puits »	5

Annexe 1

EVALUATION DU NIVEAU DE CONFIANCE DU BOP POUR LA SOUS-FONCTION « FERMETURE DE PUIITS »

En l'absence de certification SIL des composants des BOP Onshore, une estimation du niveau de confiance a été réalisée en utilisant les considérations exposées dans les référentiels Oméga 10 [4] et Omega 20 [6].

Cette évaluation porte sur les éléments suivants :

- Pour la partie technique :
 - les possibilités de commande de fermeture du BOP,
 - les possibles assemblages d'obturateurs.
- Pour la partie humaine, sur la/les tâches consistant en la détection de la venue, le choix de fermer le BOP et la réalisation effective de cette fermeture. Pour cette partie, au regard des différentes configurations de détection de venue une analyse circonstanciée ne peut pas être réalisée. Ainsi, différentes configurations de situations de travail sont envisagées de façon à mettre en lumière les facteurs jugés importants, au regard des considérations exposées dans l'Omega 20, qui pourraient peser sur la fermeture du puits par un opérateur.

1 PARTIE TECHNIQUE

1.1 COMMANDE DU BOP

L'architecture du système de commande permet d'atteindre un niveau de confiance de minimal de 2 pour la commande. En effet, il est possible d'opérer les obturateurs via :

- les accumulateurs ;
- chacun des systèmes de pompage installés (2 au minimum). Dans ce dernier cas, le temps de réponse sera supérieur à celui des accumulateurs.

De façon prudente, on peut considérer que les accumulateurs ne sont pas indépendants du système de pompage. Il s'agit donc d'un sous-système à émission avec une tolérance aux défaillances de 1. En première approche, un NC2 pourrait être valorisé et même NC3 suivant une étude de fiabilité spécifique.

1.2 OBTURATEURS

Pour l'estimation du niveau de confiance des différents arrangements possibles d'obturateurs, les situations de forages suivantes sont prises en compte :

- en présence de tiges de forage dans le puits : seuls sont considérés efficaces les obturateurs à mâchoires à fermeture sur tiges de diamètre adapté et cisailantes, et l'obturateur annulaire ;
- en l'absence de tiges de forage : les obturateurs à mâchoires à fermeture totale et cisailantes, et l'obturateur annulaire.

Ainsi, l'obturateur annulaire est considéré redondant aux obturateurs à mâchoires quel que soit la situation de forage.

Tableau A1 : Différents assemblages d'obturateurs possibles (obligations françaises en grisé)

MASP (en bar)	Classe du BOP (Nbre minimum d'obturateurs à installer)	Présence obligatoire des technologies suivantes :				NC forage (2)	NC sans tige	Niveau de confiance minimal
		Obturateur annulaire (1)	Mâchoires à fermeture sur tige	Mâchoires à fermeture totale	Mâchoires à fermeture cisailante	Présence de tiges de forage	Absence de tige de forage	
< 210	2	0	1	1	0	1	1	1
	2	0	1	0	1	2	1	1
< 350	3	0	2	1	0	2	1	1
	3	0	2	0	1	3	1	1
	3	1	1	1	0	2	2	2
	3	1	1	0	1	3	2	2
< 700	4	1	2	1	0	3	2	2
	4	1	2	0	1	4	2	2
> 700	5	1	3	0	1	4	2	2
	5	1	3	1	0	4	2	2
	5	1	2	1	1	3	3	3
> 1030	6	Arrangement similaire à celui d'un BOP de classe 5 + 1 obturateur supplémentaire résultant d'une analyse de risques spécifique (5 obturateurs également autorisés).						

(1) Le cas de plusieurs obturateurs annulaires en série n'est pas considéré.

(2) Pour la détermination du niveau de confiance minimum dans cette configuration, il a été considéré que les obturateurs à fermeture sur tige sont tous adaptés au diamètre du train de tige ou à diamètres variables (VBR).

On notera que l'ajout d'un obturateur annulaire permet d'augmenter le niveau de confiance de 1. Ainsi, un assemblage de classe 2 ou 3 serait d'un niveau de confiance minimal de 2 en présence d'un obturateur annulaire.

1.3 CONCLUSION PARTIELLE

Comme indiqué précédemment, l'architecture de commande permet d'atteindre un NC de 3 bien que la fermeture des obturateurs directement à partir des systèmes de pompage entraînerait une augmentation du temps de réponse.

Au regard du nombre et des différentes natures d'obturateurs à installer en fonction de la pression maximale de travail attendue, et suivant la nature des obturateurs installés, le niveau de confiance est susceptible de varier de 1 à 3 quelle que soit la situation de forage (voir tableau A1 ci-avant).

On notera que les obligations réglementaires relatives au nombre et nature des obturateurs à mettre en place en fonction de la MASP limitent le NC maximum à 2 alors qu'au regard des considérations exposées dans l'API 53 un NC supérieur est théoriquement possible.

2 PARTIE HUMAINE

2.1 CONSIDÉRATIONS PRISES EN COMPTE POUR L'ANALYSE

De façon générale, les éléments à prendre en compte pour évaluer le niveau de confiance de la fermeture de puits, cette tâche étant considérée comme une barrière humaine de sécurité au sens de l'Omega 20 sont :

- la facilité de la détection d'un événement en cours : la/les possibilités de percevoir le signal ou l'information qu'il se passe quelque chose de grave sont à évaluer ;
- la qualité du diagnostic : il est nécessaire d'évaluer la situation de travail⁹ au regard des moyens prévus pour la réalisation de ce diagnostic (et selon la complexité de la situation à juger) et des éléments de contexte dans lequel s'inscrit ce diagnostic (conditions de travail, activité générale en cours, ...) ;
- la possibilité d'actionner la/les commandes de fermeture du BOP dans une cinétique compatible avec la cinétique de l'accident à prévenir.

L'évaluation du NC nécessitant de se référer à la situation réelle de travail, il est impossible de le fixer a priori. En effet, chaque puits ou chantier est spécifique et le temps nécessaire à une venue pour atteindre la tête de puits et donc sa détection précoce n'est pas généralisable car dépendant, par exemple, de la nature du gaz composant la venue, la viscosité des boues, de la densité statique et dynamique de la boue, et bien évidemment de la profondeur du puits.

Il est toutefois possible de donner quelques éléments d'appréciation générale pour faciliter cette analyse sur les 3 dimensions évoquées ci-avant.

2.2 PARTIE DÉTECTION

Deux cas peuvent se présenter :

1. le chantier dispose d'un système d'alarme l'avertissant de la survenue d'un problème (alarme de survitesse d'avancement, alarme de débit haut en sortie boue du puits, alarme d'atteinte d'un niveau haut dans le bac de réception des boues¹⁰). Dans ces cas de détections passives (l'information arrive directement à l'opérateur en poste), les facteurs pesant sur la qualité d'une bonne détection seront :
 - une information clairement perceptible et identifiable ; par exemple, une alarme visuelle et sonore dédiée,
 - un opérateur présent à l'endroit où l'information est disponible et des conditions de travail favorables au maintien d'un bon niveau de vigilance.

⁹ Nous désignons par « situation de travail » le système formé par la tâche de sécurité, de l'ensemble des moyens conçus pour permettre aux opérateurs de satisfaire les exigences de la tâche et des autres facteurs susceptibles d'en perturber la réalisation.

¹⁰ Les alarmes de présence de gaz dans la boue ou suite à détection de gaz sur le plancher de forage ne sont pas considérées comme des moyens de détection précoces de venue.

2. La détection est réalisée par mesure de la densité de boue. Dans ce cas de détection active (des actions sont à réaliser pour obtenir l'information), les facteurs pesant sur la qualité d'une bonne détection seront :
 - une information simple à obtenir au regard du niveau de compétences de l'opérateur et des conditions de travail favorables,
 - une bonne planification des tâches de contrôle par rapport au temps nécessaire pour qu'une venue survienne (fréquences de contrôle adaptée) et des contrôles jugés comme primordiaux par l'organisation qui en a la charge.

De plus, il convient de noter que des méthodes de détections actives et passives peuvent être combinées sur le chantier.

Ainsi, au regard de la situation réelle de travail, les facteurs de décote présentés dans les paragraphes 4.3.1.1 et 4.3.1.2 de la méthode présentée dans l'Omega 20 [6] pourront être appliqués.

2.3 PARTIE DIAGNOSTIC

La qualité du diagnostic dépend de la facilité d'interprétation du phénomène détecté et de la facilité de la décision à prendre en conséquence (clarté et simplicité des choix d'actions). Dans le cas présent, si la détection d'occurrence d'une venue est réalisée de façon précoce, le diagnostic consistant en l'observation du comportement du puits et la décision de fermeture d'au moins un obturateur peut être qualifiée de simple et ne nécessitant pas de procédure ou consigne écrite pour être réalisée. Toutefois, cette tâche peut se complexifier en l'absence d'obturateur annulaire.

Ainsi, au regard de la situation réelle de travail, les facteurs de décote présentés dans le paragraphe 4.3.2 de la méthode présentée dans l'Omega 20 [6] pourront être appliqués.

2.4 PARTIE ACTION

La qualité de l'action de sécurité dépend de l'accessibilité et de la proximité de l'opérateur permettant un temps d'intervention rapide vis-à-vis de la cinétique de l'événement à récupérer, avec une action simple (sans enchaînement complexe). Dans le cas présent, la commande de fermeture peut être qualifiée de simple. Elle peut se réaliser depuis la cabine du foreur ou la centrale hydraulique et, si jugé pertinent, depuis un pupitre de commande à distance. Toutefois, en cas de défaillance des accumulateurs, la tâche peut être jugée plus complexe car, dans ce cas, il serait nécessaire de fermer le/les obturateurs directement en actionnant systèmes de pompage.

Ainsi au regard de la situation réelle de travail, les facteurs de décote présentés dans le paragraphe 4.3.3 de la méthode présentée dans l'Omega 20 [6] pourront être appliqués.

2.5 CONCLUSION PARTIELLE

Comme indiqué précédemment, l'évaluation du NC de la partie humaine est fortement dépendant de la situation de travail et ne peut pas faire l'objet d'une approche générique. Toutefois, étant donné que la fermeture du BOP repose sur un seul opérateur, le niveau de confiance de cette tâche sera limité à un NC maximum de 2.

3 CONCLUSION

Sur la base des considérations exposées ci-avant, le NC de la sous-fonction fermeture de puits sera le minimum entre celui de la partie technique et de la partie humaine. Pour la partie technique, celui de l'assemblage d'obturateurs peut varier de NC 1 à 3. Toutefois, la composante humaine limite le NC à 2.



INERIS

*maîtriser le risque
pour un développement durable*

Institut national de l'environnement industriel et des risques

Parc Technologique Aïata
BP 2 - 60550 Verneuil-en-Halatte

Tél. : +33 (0)3 44 55 66 77 - Fax : +33 (0)3 44 55 66 99

E-mail : ineris@ineris.fr - Internet : <http://www.ineris.fr>