

N° d'ordre:  
N° de serie



**UNIVERSITÉ KASDI MERBAH OUARGLA**



**Faculté des Sciences et Technologie et des Sciences  
de la Matière**

**Département des hydrocarbures et de la chimie**

**Mémoire  
MASTER PROFESSIONNEL**

Domaine : Sciences Techniques

Filière : génie pétrolier

Spécialité : Forage

Présenté par :

**Mr. BENROUAG SAID**

**Mr. MAHDJOUBI AYOUB**

**Mr. RAMDANE ILYES**

**Thème:**

**NEUTRALISATION DES PUIITS  
PETROLIERS DANS LA ZONE DE HASSI  
MESSOUD ETUDE D'UN CAS  
OKNI3 ET GT34**

Soutenu le 25/06/2013

Devant le jury compose de :

Mr Khelifa.C

Mr Hadj abbas. A

Mr Abidi saâd. A

Mr Mebrouk. R

President

Examineur

Encadreur

Co. Encadreur

UKM Ouargla

UKM Ouargla

UKM Ouargla

UKM Ouargla

Année Universitaire 2012 / 2013

**DEDICACES**

*Nous dédions ce travail à nos familles.*

*Spécialement nos **pères** et nos **mères** qui ont beaucoup sacrifié pour notre bonheur, et qui ont partagé avec nous tous les malheurs.*

*Nos **frères**, nos **sœurs**, et à toutes la famille. Aussi, à tous qui nous encouragés à terminer nos études et à tous qui nous aides à faire cette formation dans la faculté des sciences et technologie et des sciences de la matière à **Ouargla**.*

**REMERCIEMENTS**

*Je tiens à exprimer ma gratitude et mes remerciements à **BON DIEU** qui m'a donné la force et le pouvoir pour effectuer ce travail.*

*Nous remercions notre promoteur Mr. **ABIDI SAAD AISSA** d'avoir nous encadré, aidé et orienté par ses conseils fructueux.*

*Nous remercions vivement le formateur au centre de formation de l'ENF, pour son aide.*

*Nous remercions tous les professeurs qui ont contribué à notre formation à L'université d'Ouargla.*

*Nous remercions Mr. **A.GUEMMOULA** (chef de chantier ENF4) pour son aide et encouragement.*

*Nous remercions toutes les personnes qui ont nous aidé de près ou de loin, que cela soit par leur apport en information, par leurs orientations ou par la pertinence de leurs questions.*

*Nous remercions les collègues de L'université :mani,issam, masbah, Walid koko, Mouhammed elhadi, de nous avoir soutenu le long de cette période de préparation don notre mémoire.*

**RAMDANE ILYES  
BENROUAG SAID  
AYOUB MAHDJOUBI**

# SOMMAIRE

Remerciements.....	
Dédicaces.....	
Listes des figures .....	
Liste des symboles.....	
<b>INTRODUCTION GENERALE.....</b>	<b>1</b>
<b>CHAPITRE I : GENERALITE SUR L'HYDROSTATIQUE</b>	
I.1. Hydrostatique .....	2
I.1.1. Principe fondamentale de l'hydrostatique .....	2
I.1.2. Principe des vases communicants, le tube en U .....	4
I.2. Hydrodynamique .....	5
I.2.1. Définition des pertes de charge .....	5
I.3. Pression de pore .....	8
I.3.1. Pressions de pore normales .....	8
I.3.2. Pressions de pore anormales .....	9
I.4. Pression de fracturation.....	10
I.4.1. Définition .....	10
I.4.2. Pression de pore et de fracturation .....	10
I.4.3. Test d'injectivité dans le découvert (Leak-off test "LOT") .....	11
I.4.4. Procédure pour réaliser un test d'injectivité (lot) .....	11
<b>CHAPITRE II : NEUTRALISATION GENERALE</b>	
II.1. Introduction.....	16
II.2. Volume concerne : volume globale.....	17
II.3. Fluide de neutralisation .....	18
II.3.1. Nature du fluide .....	18
II.3.2. Densité .....	18
II.3.3. Volume à préparer .....	18
II.4. Mise en place du fluide de contrôle .....	18
II.5. Neutralisation par circulation .....	18
II.5.1. Puits à huile.....	19
II.5.2. Puits à gaz.....	20
II.5.3. Procédure.....	21
II.5.3.1. Circulation directe ou inverse .....	22
II.5.3.2. Usage au retour.....	23
II.6. Neutralisation par esquisse.....	23
II.6.1. Fluide tampon .....	25
II.6.1.1. Domaine d'application.....	26
II.6.1.2. Réalisation .....	26
II.6.1.3. Essai d'injectivité .....	26
II.7. Observation du puits.....	28
II.7.1. Points à observer .....	28
II.7.2. Durée d'observation .....	28
II.8. Phase finale de la neutralisation .....	28

**CHAPITRE III : LES METHODES DE NEUTRALISATION**

III.1	Introduction .....	30
III.2	Modélisation de la neutralisation .....	31
III.2.1	Exigences du modèle .....	33
III.2.2	Entrée et acquisition des données .....	35
III.3	Les méthodes de la neutralisation.....	36
III.3.1.	Neutralisation par circulation directe (long way).....	36
III.3.1.1.	Avantages .....	36
III.3.1.2.	Inconvénients .....	36
III.3.1.3.	Procédure .....	36
III.3.2	Neutralisation par circulation inverse (short way).....	37
III.3.2.1.	Avantages.....	37
III.3.2.2.	Inconvénients .....	37
III.3.2.3.	Procédure .....	37
III.3.3	Neutralisation par bullheading .....	38
III.3.3.1.	Cas d'un tubing integral .....	38
III.3.3.1.1.	Avantages .....	38
III.3.3.1.2.	Inconvénients.....	38
III.3.3.1.3.	Procédure .....	38
III.3.3.2.	Cas d'une communication entre l'intérieur tubing et l'espace annulaire.....	40
III.3.4	Méthode volumétrique .....	40
III.3.4.1.	Notes sur la migration des influents.....	41
III.3.4.2.	Cas communication entre l'espace annulaire et l'intérieur des tiges avec impossibilité de circulation.....	41
III.3.4.3.	Cas pas de communication de pression et impossibilité de circulation.....	41
III.3.4.4.	Choix et calculs.....	42
III.3.4.5.	Procédure de mise en œuvre de la méthode volumétrique .....	43
III.3.4.6	Lubricating technique .....	43
III.3.4.7.	Procédure de mise en œuvre de la lubricating technique .....	43
III.4	Problèmes associés avec le contrôle des puits.....	44
III.4.1	Endommagement de la formation .....	44
III.4.2	Pressions piégées .....	46
III.4.3.	Formation des hydrates .....	46
III.4.4	Problèmes du sulfure d'hydrogène (h <sub>2</sub> s).....	49
III.5	Les équipements nécessaires pour l'opération de la neutralisation .....	50

**CHAPITRE IV : PARTIE CALCULES**

IV.1	L'opération de la neutralisation du puits OKNI-3/GT 34.....	54
IV.1.1	Données de puits OKNI-3.....	54
IV.1.1.1.	Calcul de volume concerné .....	54
IV.1.1.2.	Calcul de la densité du fluide de contrôle .....	54
IV.2	Calcul des pertes de charges .....	55
IV.2.1	Les pertes de charge initiales .....	55
IV.2.2	Pertes des charges finales .....	55
IV.3	Etape 1: Démarrage du contrôle .....	56
IV.3.1.	Calcul de pression de refoulement .....	56
IV.3.2.	Pression initiale de circulation .....	56
IV.4	Etape 2: Tubing plein de fluide de contrôle .....	57
IV.4.1.	Pression final de circulation .....	57

## SOMMAIRE

---

IV.5	Etape 3: Arrivée du fluide de formation en surface .....	58
IV.6	Etape 4: Arrivée du fluide de contrôle en surface .....	58
	IV.6.1.    Détermination des paliers de pression .....	58
IV.7	Données du puits II GT 34 .....	61
	IV.7.1.    Données du puits GT 34 et procédures de calcul .....	61
	Conclusion.....	64
	Annexes	
	Bibliographie	

## Liste des figures

<b>N.br</b>	<b>Titre</b>	<b>Page</b>
<b>Fig. I.1</b>	Principe fondamentale de l'hydrostatique.	<b>1</b>
<b>Fig. I.2.</b>	Principe de tube en U	<b>4</b>
<b>Fig. I.3.</b>	Les pertes de charge.	<b>5</b>
<b>Fig. I.4.</b>	Pression normale.	<b>9</b>
<b>Fig. I.5</b>	Diagramme de test d'injectivité dans une formation poreuse perméable.	<b>11</b>
<b>Fig. I.6.</b>	Essai de pression sans Atteindre la pression de début d'injection.	<b>13</b>
<b>Fig. I.7</b>	Diagramme de test d'injectivité ou LOT. Suivant les opérateurs, les procédures vont différer sur les points 5 et 6 :	<b>13</b>
<b>Fig.II.1</b>	volume concerne	<b>17</b>
<b>Fig.III.1</b>	Effet de détente de Gaz (Joule Thomson)	<b>47</b>
<b>Fig.III.2.</b>	Courbes de formation des hydrates d'après KATZ	<b>48</b>
<b>Fig.III. 3</b>	Pompe MC HT-400	<b>50</b>
<b>Fig.III.4</b>	pompe HT 400 monté au skid	<b>51</b>
<b>Fig.III.5.</b>	Pompe HT 400 photo de coté	<b>51</b>
<b>Fig.III.6.</b>	pompe monte à l'unité de neutralisation	<b>51</b>
<b>Fig. III.7</b>	Choke manifold	<b>52</b>
<b>Fig.IV.1.</b>	évolution de pression en tête durant l'opération neutralisation par circulation direct	<b>59</b>
<b>Fig.IV.2.</b>	diagramme montre l'évolution de pression en tête par rapport au nombre des coups	<b>60</b>
<b>Fig.IV.3</b>	évolution de pression en tête durant l'opération de bullhading	<b>62</b>
<b>Fig.IV.4.</b>	diagramme montre l'évolution de pression en tête par rapport au volume pompé	<b>63</b>

---

## Liste des symboles

$P_{hA}$	Pression hydrostatique exercée en A exprimée en pascal [Pa].
$P_{hB}$	Pression hydrostatique exercée en B exprimée en pascal [Pa].
$\rho$	Masse volumique du fluide considérée constante entre A et B en [kg/m <sup>3</sup> ].
$g$	Accélération de la pesanteur [9,81 m/s <sup>2</sup> ]
$Z$	Hauteur en m de la colonne de fluide[m].
$d$	Densité de la boue exprimée en [Kg/l].
$P_h$	Pression hydrostatique [Kgf/cm <sup>2</sup> ], [psi].
$MW$	Densité de la boue (MudWeight) [ppg].
$TVD$	Hauteur verticale de la colonne de fluide (True Vertical Depth) [ft].
$P_{C1}$	Pertes de charge dans une portion de circuit de longueur $L_1$ et de diamètre $D_1$ où circule un fluide de densité $d_1$ à débit $Q_1$ .
$P_{C2}$	$P_{C2}$ : Pertes de charge dans une portion de circuit de longueur $L_2$ et de diamètre $D_2$ où circule un fluide de densité $d_2$ à débit $Q_2$ .
$Q$	Débit[l/min].
$L$	Longueur[m].
$D$	diamètre [mm].
$P_{CS}$	Pertes de charge dans l'installation de surface [bar].
$P_{Ci}$	Pertes de charge dans les tiges [bar].
$P_{CDC}$	Pertes de charge dans les Drill collar [bar].
$P_{CO}$	Pertes de charge aux duses de l'outil [bar].
$P_{CEA}$	Pertes de charge dans l'espace annulaire (découvert et partie cuvelée), [bar].
$P_{CI}$	perles de charge à l'intérieur de la garniture [bar].
$P_{frac}$	Pression de fracturation [bar].
$P_{adm}$	Pression admissible [bar].
$V_{ea}$	volume de l'espace annulaire tubage-tiges [l/m].
$V_{tbg}$	Volume de l'intérieur de tubage
$P_{tbg}$	la pression en tête
$P_{ann}$	Pression en tête de l'annulaire
$P_{R1}$	Pression de refoulement
$\phi$	Température [k° ou C°].





# INTRODUCTION GENERALE



### INTRODUCTION GENERALE:

Les interventions que l'on est amené à réaliser sur un puits sont très nombreuses et peuvent être regroupées en opérations de mesure, opérations d'entretien et opérations de reconditionnement ou de reprise de puits.

Les mesures peuvent concerner aussi bien l'état de l'équipement que la qualité de la liaison couche-trou ou l'état du gisement aux abords du puits.

Les opérations d'entretien, comme celles de reprises, concernent principalement l'équipement ou la liaison couche-trou.

Les opérations d'entretien sont les opérations relativement simples, réalisables dans le puits en exploitation, et donc en pression, à l'aide de moyens légers tels que le travail au câble.

Par contre, les opérations de reconditionnement ou de reprise sont les opérations mettant en jeu des moyens plus lourds et peuvent parfois être réalisées en laissant le puits en pression (en utilisant une unité de "coiled-tubing" ou une unité de "snubbing" par exemple) mais nécessite généralement de "tuer le puits" (c'est-à-dire de mettre en place dans le puits un fluide dont la pression hydrostatique tient la pression de gisement).

Bien qu'elle soit très souvent utilisée par la profession, cette expression "tuer le puits" (ou, en Américain, "to kill the Well") est tout à fait impropre. En effet si l'on décide une reprise de puits, ce n'est surtout pas pour le tuer mais au contraire pour rétablir des conditions satisfaisantes de production et prolonger sa vie. On lui préférera donc l'expression "neutraliser le puits".

Pour certaines interventions sur puits, en particulier quand il est nécessaire de remonter le tubing et ses équipements, il est nécessaire de "tuer" le puits préalablement, c'est-à-dire comme nous avons mentionnés avant, de mettre en place dans le puits un fluide de contrôle exerçant une pression hydrostatique légèrement supérieure à la pression de gisement. On peut alors travailler sur un puits "ouvert" et sans pression en tête.

D'une façon générale, il s'agit de modifier le dispositif de complétion, et les techniques employées sont exactement les mêmes que celles utilisées lors des complétions initiales.

En effet, avant d'entamer à une opération de neutralisation des puits il faut prendre en considération plusieurs paramètres comme:

- ❖ Le pourcentage des solides dans les fluides utilisés en workover et complétion est très réduit ce qui provoque souvent de pertes durant la circulation
- ❖ Les caractéristiques de fluide de control utilisées lors de l'opération ne sont pas une densité adéquate (pression hydrostatique) et une faible perte de charge mais aussi l'endommagement de la formation provoqué par ce fluide de control doit être très faible
- ❖ Dans les opérations d'intervention, il est possible de trouver le fluide de formation dans le tubing et l'annulaire
- ❖ Dans les opérations d'intervention, la neutralisation du puits devient plus difficile à cause de la présence des plusieurs fluides dans le puits

Pour bien expliquer cette opération nous avons divisé ce travail en quatre chapitres comme suite :

Dans, le premier chapitre un rappel sur l'hydrostatique des fluides s'est fait, puis

Le deuxième chapitre une généralité sur la neutralisation

Le troisième chapitre une comparaison entre les méthodes de la neutralisation et un rappel sur les problèmes associé avec l'opération de neutralisation des puits producteurs

Dans le dernier chapitre, nous avons étudié de deux cas c-à-d deux méthodes de neutralisations pour deux puits.



CHAPITRE I  
GENERALITE SUR  
L'HYDROSTATIQUE



## I.1. Hydrostatique :

Le mot hydrostatique est dérivé de « hydro » qui signifie fluide et de « statique » qui veut dire à l'arrêt ou immobile.

### I.1.1. Principe fondamental de l'hydrostatique :

Ce principe concerne les fluides au repos soumis seulement aux forces de pesanteur. La différence de pression hydrostatique entre deux points d'un fluide en équilibre est égale au poids d'un cylindre de ce fluide ayant pour base l'unité de surface et pour hauteur la différence de niveau existant entre les deux points considérés.

La pression hydrostatique dépend uniquement de la hauteur de la colonne de fluide et de sa masse volumique. La section et la géométrie de la colonne n'ont pas d'effet sur la pression.

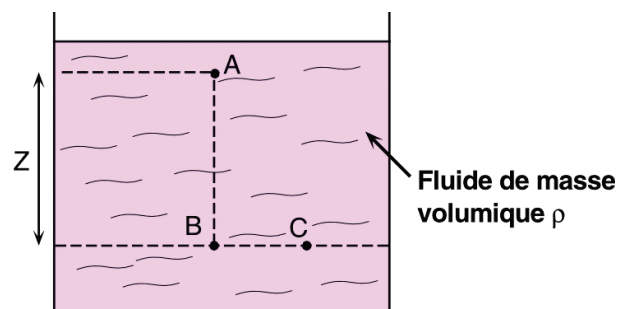


Fig. I.1. Principe fondamentale de l'hydrostatique.

Donc Toutes les colonnes verticales de fluide exercent la pression hydrostatique. L'importance de la pression hydrostatique est déterminée par la taille de la colonne du fluide et de la densité du fluide. Tout en forant en avant, la pression hydrostatique exercée par la boue de forage est notre défense numéro un contre les éruptions. Cette pression intervient lorsqu'il n'y a pas de circulation.

Le principe fondamental de l'hydrostatique s'exprime par la formule suivante :

$$P_{hB} - P_{hA} = \rho g Z \quad (\text{I.1})$$

$P_{hA}$  : Pression hydrostatique exercée en A exprimée en pascal [Pa].

$P_{hB}$  : Pression hydrostatique exercée en B exprimée en pascal [Pa].

$\rho$  : Masse volumique du fluide considérée constante entre A et B en [kg/m<sup>3</sup>].

$g$  : Accélération de la pesanteur [9,81 m/s<sup>2</sup>].

$Z$  : Hauteur en m de la colonne de fluide AB. Dans le cas d'un puits dévié, pour calculer la pression en un point, il faut utiliser la hauteur verticale du puits et non la profondeur forée.

Avec les unités habituellement utilisées en forage, cette formule s'écrit :

$$P_{hB} - P_{hA} = \frac{Z \cdot d}{10,2} \quad (\text{I.2})$$

$P_{hA}$  Et  $P_{hB}$  : Pressions hydrostatiques exprimées en [bar].

$Z$  : Côte verticale entre les deux points de mesure exprimée en [m].

$d$  : Densité de la boue exprimée en [Kg/l].

Ce principe implique également que la pression exercée par un fluide au repos est la même sur une même horizontale et que la pression en un point est égale dans toutes les directions. Toute variation de pression produite en un point quelconque d'un fluide incompressible en équilibre est transmise intégralement en tout point de ce fluide.

Dans le cas où le point A se trouve à la surface du fluide (A à l'interface fluide-air) et en prenant la pression atmosphérique comme référence, c'est-à-dire  $P_{hA} = 0$ , la formule précédente devient :

$$P_{hB} = \frac{Z \cdot d}{10,2} \quad (\text{I.3})$$

Dans ce cas,  $P_{hB}$  est la pression relative régnant en B.

La pression hydrostatique peut être exprimée différemment en fonction des unités utilisées

Comme :  $P_h = \frac{Z \cdot d}{10}$  (I.4)



$P_h$  : Pression hydrostatique [Kgf/cm<sup>2</sup>].

$d$  : Densité de la boue [Kg/l].

$Z$  : Hauteur verticale de la colonne de fluide [m].

Ou encore :

$$P_h = 0,052 \times MW \times TVD$$
 (I.5)

$P_h$  : Pression hydrostatique [psi].

$MW$  : Densité de la boue (MudWeight) [ppg].

$TVD$  : Hauteur verticale de la colonne de fluide (True Vertical Depth) [ft].

**I.1.2. Principe des vases communicants, le tube en U :**

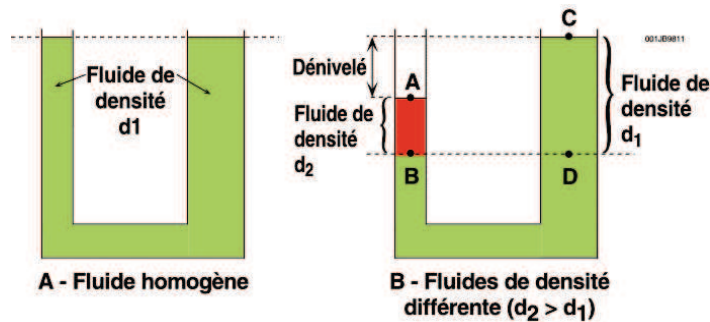


Fig. I.2. Principe de tube en U

C'est une conséquence du principe fondamental de l'hydrostatique. Dans le cas d'un tube en U contenant un fluide homogène immobile, les surfaces libres de ce fluide sont au même

niveau dans les deux branches. La pression est la même sur une même horizontale, quelle que soit l'horizontale considérée.

Si les branches du tube en U contiennent des fluides non miscibles et de densité différente, après équilibre, les deux surfaces libres en contact avec l'air ne sont plus sur le même plan horizontal. Pour atteindre cet état d'équilibre, il s'est produit un écoulement de la branche contenant le fluide le plus dense vers l'autre branche.

Dans ce cas, la pression est la même sur une même horizontale dans le plan délimité par les points B et D (points se trouvant dans le même fluide) et sur toute horizontale se trouvant en dessous de ce plan, mais ce n'est plus vrai au-dessus. D'une façon générale, la pression hydrostatique est la même au bas des deux branches du tube en U. Un puits avec une garniture à l'intérieur est assimilé à un tube en U (la garniture est l'une des branches, l'espace annulaire l'autre branche).

## I.2. Hydrodynamique :

### I.2.1. Définition des pertes de charges:

Soit une conduite horizontale munie de manomètres en A et en B dans laquelle circule un fluide. On constate que la pression en A est supérieure à la pression en B. La différence de pression  $P_C = P_A - P_B$  correspond à la perte de charge entre A et B. Les pertes de charge s'expriment avec les unités usuelles de pression.

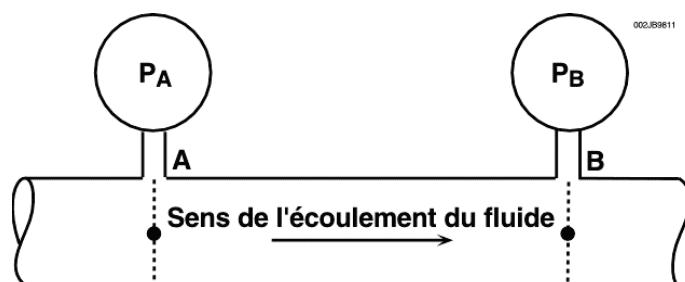


Fig. I.3. Les pertes de charge.



Les pertes de charge dans une conduite représentent la résistance du fluide à l'écoulement. La diminution de pression est due à l'existence de frottements entre le fluide en mouvement et les parois de la conduite et entre les différentes veines de fluide qui se déplacent à des vitesses différentes. Le frottement des molécules du fluide se traduit par une transformation de l'énergie de mouvement en chaleur. Il faut considérer les pertes de charge comme une consommation progressive tout au long du circuit de l'énergie initiale fournie par les pompes de forage.

Ces pertes de charge dépendent de nombreux facteurs. En contrôle des venues, on considère qu'elles sont en première approximation :

- Directement proportionnelles à la densité du fluide (terme **A** de l'équation I.6),
- Directement proportionnelles au carré du débit du fluide (terme **B** de l'équation I.6),
- Directement proportionnelles à la longueur de la conduite (terme **C** de l'équation I.6),
- Inversement proportionnelles à la puissance cinquième du diamètre intérieur de la conduite (terme **D** de l'équation I.6).

La formule suivante nous permet de relier les pertes de charge d'un état 1 à un état 2 :

$$P_{C_2} = P_{C_1} \cdot \underbrace{\frac{d_2}{d_1}}_A \cdot \underbrace{\left(\frac{Q_2}{Q_1}\right)^2}_B \cdot \underbrace{\frac{L_2}{L_1}}_C \cdot \underbrace{\left(\frac{D_1}{D_2}\right)^5}_D \quad \text{(I.6)}$$

**Etat 1:**  $P_{C_1}$  Pertes de charge dans une portion de circuit de longueur  $L_1$  et de diamètre  $D_1$  où circule un fluide de densité  $d_1$  à débit  $Q_1$ .

**Etat 2:**  $P_{C_2}$  Pertes de charge dans une portion de circuit de longueur  $L_2$  et de diamètre  $D_2$  où circule un fluide de densité  $d_2$  à débit  $Q_2$ .

$P_{C_1}$  et  $P_{C_2}$  exprimés avec la même unité de pression,  $Q_1$  et  $Q_2$  avec la même unité de débit,  $L_1$  et  $L_2$ ,  $D_1$  et  $D_2$  avec la même unité de longueur.

- **en circulation directe ou inverse, on pose :**

$P_{CS}$  : Pertes de charge dans l'installation de surface,

$P_{CI}$  : Pertes de charge dans les tiges,

$P_{CDC}$  : Pertes de charge dans les Drill collars,

$P_{CO}$  : Pertes de charge aux duses de l'outil,

$P_{CEA}$  : Pertes de charge dans l'espace annulaire (découvert et partie cuvelée),

$$P_{CI} = P_{CS} + P_{CI} + P_{CDC} + P_{CO} \quad (I.7)$$

Avec  $P_{CI}$  : pertes de charge à l'intérieur de la garniture.

Les pertes de charge sont importantes à l'outil (de 50 à 70 % des pertes de charge totales dans le circuit) et dans les masse-tiges (de l'ordre de 4 bar / 100 m pour des masse-tiges de diamètre intérieur 2"13/16 avec un débit de 1 000 l/min et une boue de densité 1.15).

Les pertes de charge sont faibles à l'intérieur des tiges (pour des tiges 5", elles sont environ 10 fois plus faibles que dans les masse-tiges). Dans l'espace annulaire, elles sont, en général, plus faibles qu'à l'intérieur des tiges.

Les pertes de charge dans l'installation de surface sont de l'ordre de 0.5 bar pour un débit de 1000 l/min et une densité de 1.15.

- **En circulation sous Duse:**

En plus des pertes de charge précédentes, il s'ajoute :

$P_{CCL}$  : Pertes de charge dans la ligne d'évacuation entre les BOP et le manifold de Duse (choke line),

$P_{CD}$  : Pertes de charge dans la Duse du manifold de duses et en aval de cette Duse.

**Remarque:**

Toute chose étant égale par ailleurs, toute variation des pertes de charge en un point du circuit (bouchage d'une Duse à l'outil, modification de l'ouverture de la Duse du manifold, etc) va entraîner une variation identique des pressions en amont de ce point et laisser inchangées les pressions en aval. Donc en circulation, l'état d'ouverture de la duse du manifold va imposer la pression en tout point du circuit, en particulier sur le fond et en tête des tiges.

**I.3. Pression de pore:**

La pression de pore est la pression exercée par les fluides contenus dans les roches à l'intérieur des pores et des fissures. Les termes de pression de formation, de pression de fluide interstitiel, de pression interstitielle et de pression de gisement sont également utilisés.

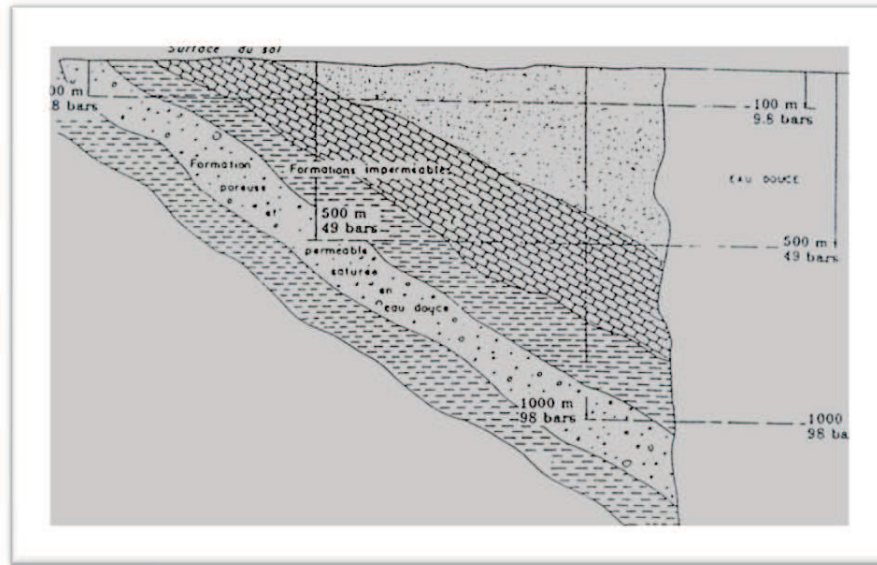
**I.3.1. Pressions de pore normales:**

La pression de pore est dite normale lorsqu'elle a pour seule et unique cause la pression hydrostatique des eaux qui imprègnent le sous-sol( **Fig. I.4**) et qui, de pore à pore, communiquent avec l'atmosphère indépendamment de la morphologie des pores et du cheminement du fluide. Un régime de pression normale implique l'existence d'un système ouvert hydrauliquement à l'atmosphère.

Cette pression normale de pore prend en compte la densité moyenne des eaux du sous-sol. Cette densité, fonction de la salinité de ces eaux, est généralement comprise entre 1,00 et 1,08. Pour les eaux de surface, elle est de l'ordre de 1,00 à 1,04. Elle peut atteindre 1,15 dans les formations plus profondes, et davantage dans le cas de formations au contact de dômes de sel.

D'après la définition d'une formation à pression normale, on pourrait conclure que le forage d'une couche à pression normale peut être réalisé sans problème avec une boue de densité comprise entre 1,00 et 1,20 suivant la densité de l'eau de formation.

Cependant, dans certains cas, il sera nécessaire d'utiliser une boue inférieure à 1,00 ou supérieure à 1,20.



**Fig. I.4.** Les Pression normale.

### I.3.2 Pressions de pore anormales:

En l'absence d'une barrière de perméabilité, l'augmentation du poids géostatique due à la sédimentation représente la force essentielle de l'expulsion des fluides.

Si au cours du processus de sédimentation l'expulsion est freinée par une barrière de perméabilité ou une vitesse de sédimentation supérieure à la vitesse d'expulsion du fluide, la pression de pores devient anormale. Lorsque le fluide de formation supporte une partie de la contrainte géostatique il y a sous-compaction caractérisée par une augmentation de la porosité et diminution de la densité.

L'existence de pressions anormales nécessite la présence simultanée :

- D'une barrière de perméabilité pour constituer les "parois du récipient contenant la pression" et empêcher la communication des fluides avec l'atmosphère,
- D'un phénomène créateur de pression.

L'existence de barrières de perméabilité est liée à des processus géologiques (sédimentation, diagenèse et tectonique).

Les phénomènes créateurs de pression sont nombreux et variés, ils interviennent souvent simultanément. Ils se rattachent à des processus physico-chimiques. Les principaux sont :

- ❖ la présence d'hydrocarbures (effet de densité),
- ❖ l'effet de la pression géostatique au cours de la subsidence (formations sous-compactées),
- ❖ la transformation minéralogique des argiles,
- ❖ l'expansion thermique de l'eau,
- ❖ l'osmose,
- ❖ le dépôt d'évaporites,
- ❖ la transformation de la matière organique,
- ❖ la tectonique,
- ❖ les circulations de fluides (hydrodynamisme).

#### **I.4. Pression de fracturation:**

##### **I.4.1. Définition:**

La pression de fracturation est la pression à laquelle il y aura rupture de la matrice de la roche, cette fracturation est accompagnée par une perte de boue.

##### **I.4.2. Pression de pore et de fracturation:**

La densité du fluide de forage doit être adaptée aux formations à forer. Elle doit être suffisante pour maintenir les fluides de formation et les parois du trou en place. Cependant, elle ne doit pas être trop élevée pour ne pas entraîner des risques d'endommagement de formations, de fracturation et de pertes de circulation.

Il est nécessaire de connaître la pression de pore et de fracturation des formations traversées pour établir le programme de cuvelage (nombre de cuvelages, position des sabots, programme de forage et de tubage, etc.) et de boue. Forer un puits avec un programme de cuvelage incorrect aura généralement des conséquences très graves en cas de venues. Dans certains champs, la marge existant entre la pression de pore et la pression de fracturation (ou d'injectivité) est très faible.

### I.4.3. Test d'injectivité dans le découvert (Leake-off test "LOT"):

Actuellement, il n'est pas possible de connaître la valeur précise de la pression de fracturation en tout point d'un puits. En cours de forage, on essaie d'évaluer cette valeur en quelques points en pratiquant des tests d'injectivité où l'on prend soin de ne pas fracturer la formation. On se contente généralement de faire un test dans le découvert après avoir foré quelques mètres sous le dernier cuvelage descendu et cimenté.

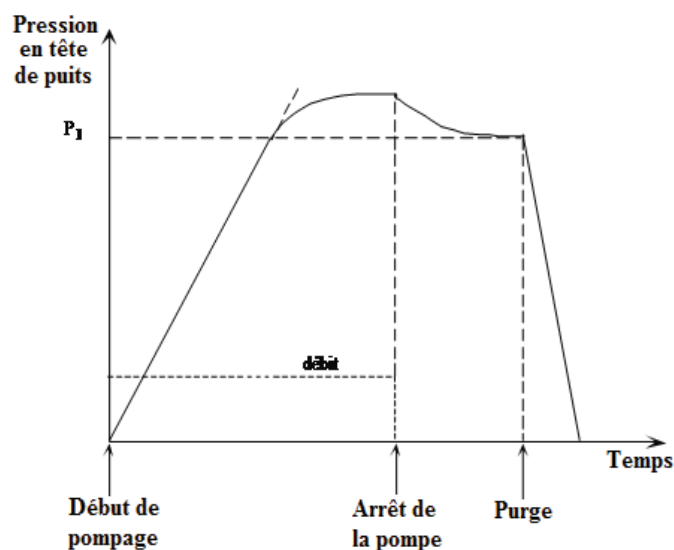


Fig. I.5. Diagramme de test d'injectivité dans une formation poreuse perméable.

#### ❖ Procédure pour réaliser un test d'injectivité (LOT):

Le test peut être réalisé en un point quelconque du découvert. Dans la grande majorité des cas, il est effectué quelques mètres sous le dernier cuvelage descendu et cimenté. Des procédures légèrement différentes sont utilisées suivant les opérateurs.

L'une des procédures habituellement utilisée est la suivante :

- 1) Après séchage du ciment, reforcer l'anneau, le sabot et le ciment puis forer quelques mètres dans la formation (de l'ordre de 5 à 10 m).
- 2) Circuler et conditionner la boue pour avoir le puits rempli d'un fluide propre et homogène du point de vue de la densité.

- 3) Remonter l'outil au sabot. S'assurer que le puits est plein de boue.
- 4) Fermer le puits sur tiges et ouvrir l'espace annulaire entre les deux derniers cuvelages par l'intermédiaire d'une vanne latérale de la tête de tubage si cela est possible.
- 5) Pomper par l'intérieur des tiges avec de préférence la pompe de cimentation à un débit constant compris entre 40 et 80 l/min (on évitera de se servir des pompes de forage pour réaliser ce test). Un débit de pompage plus élevé peut être utilisé en début de test pour réduire le temps nécessaire à la compression de la boue du puits.
- 6) Enregistrer la montée de pression en fonction du volume pompé. Il est nécessaire de disposer de manomètres et d'enregistreurs suffisamment précis et correctement calibrés pour effectuer cette opération (les manomètres doivent fonctionner dans la plage supérieure de leur échelle).
- 7) Suivant le type de test que l'on veut réaliser, la pompe sera arrêtée lorsque :
  - ❖ la pression atteint une valeur fixée à l'avance et considérée comme suffisante pour faire face aux problèmes attendus au cours de la phase de forage. Cette valeur sera inférieure à la pression  $P_l$ . Dans ce cas, on effectue un essai de pression ou "limité test" ou "formation intégrité test" (FIT).
  - ❖ ou lorsque trois ou quatre points consécutifs s'écartent de la droite de compression du fluide de forage. Le point de divergence marque la valeur  $P_l$  de la pression à partir de laquelle il y a injection dans la formation. Il est impératif d'arrêter la pompe avant d'atteindre la pression de fracturation  $P_{frac}$ . Dans ce cas, on effectue un test d'injectivité ou leak off test (LOT).
- 8) Après l'arrêt de la pompe, maintenir le puits en pression pendant un temps suffisamment long (environ une dizaine de minutes) pour s'assurer que la pression enregistrée est stabilisée. Dans le cas d'un essai de pression (Formation Intégrité Test ou Limité Test), la pression doit rester constante ou diminuer légèrement du fait de la disparition des pertes de charge dans le circuit. Dans le cas d'un essai d'injectivité (LOT), il est normal que la pression diminue progressivement après l'arrêt de la pompe pour se stabiliser à  $P_l$ , pression sous laquelle la formation cesse d'absorber du fluide.

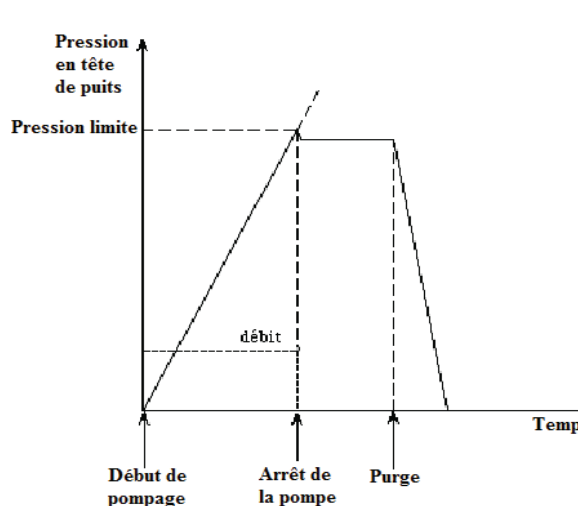
9) Purger la pression et comparer le volume de fluide en retour avec celui pompé afin de déterminer le volume absorbé par la formation.

### Remarque 1 :

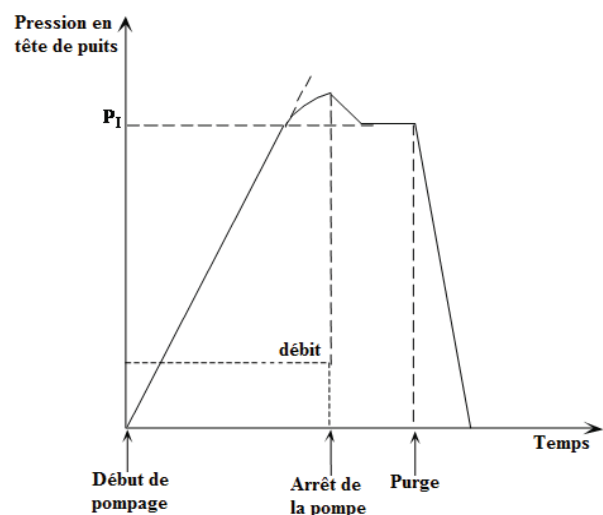
Les essais de pression à effectuer après la pose de casings peu profonds sont difficiles à réaliser, les pressions d'injectivité et de fracturation étant très faibles.

### Remarque 2 :

Avec certains types de boue, il peut être difficile de transmettre la pression de la surface vers le fond du puits. Dans ce cas, les valeurs obtenues ne seront pas significatives.



**Fig. I.6.**Essai de pression sans Atteindre la pression de début d'injection.



**Fig. I.7.**Diagramme de test d'injectivité ou LOT. Suivant les opérateurs, les procédures vont différer sur les points 5 et 6 :

- Pour le point 5, certains préfèrent pomper la boue dans l'espace annulaire par la kill line.
- Pour le point 6, certains préfèrent :
  - a) pomper 40 à 80 litres dans le puits, arrêter la pompe,
  - b) attendre quelques minutes pour obtenir en tête de puits une pression statique stabilisée et enregistrer cette pression,
  - c) répéter a et b, construire la courbe d'évolution de pression en fonction des volumes pompés.



Nous avons mentionné que le point le plus fragile d'un découvert doit être situé normalement au sabot du dernier cuvelage. Donc, on considère, en général, que le test d'injectivité effectué en ce point fournit la valeur la plus faible de la pression de début d'injection et de fracturation dans le découvert.

Cependant pour ancrer une colonne de casing, on choisit généralement une formation consolidée et peu perméable. Pour le test d'injectivité, on se contente souvent de forer quelques mètres dans la formation sous le sabot sans se préoccuper s'il y a changement ou non des caractéristiques de la roche (lithologie, porosité, perméabilité). Le test sera donc en général réalisé dans une formation peu perméable, il permettra surtout de tester l'étanchéité de la cimentation autour du cuvelage.

En cours de forage, on peut être amené à traverser des formations plus fragiles que celle testée au sabot (éventuellement la première zone perméable rencontrée sous le sabot si elle n'est pas trop loin de ce dernier, zones à pertes, zones naturellement fracturées, etc.). Dans ce cas, des essais de pression du découvert seront justifiés. En fonction des résultats de ces tests, on pourra décider de poursuivre le forage ou de l'arrêter pour poser une colonne technique supplémentaire ou encore de consolider au ciment la zone fragile si elle n'est pas trop épaisse et bien isolée dans un contexte résistant.

La procédure pour réaliser cet essai est la suivante :

- arrêter le forage,
- suivre la procédure du test au sabot à partir du point 2.

Cette méthode permet de tester le découvert dans son entier. L'interprétation est d'autant plus difficile que le découvert est long et comporte des zones perméables. On peut être amené à faire des tests sélectifs en utilisant un packer afin d'isoler les différentes couches perméables ou entre deux packers.

❖ **La pression admissible:**

La pression limite  $P_{adm}$  que l'on peut admettre en tête de l'espace annulaire, puits fermé, sans risquer de provoquer la fracturation des terrains au point fragile, est liée à la densité du fluide situé dans l'annulaire entre le point fragile et la surface.

La  $P_{adm}$  change quand la densité du fluide change :

$$P_{adm} = P_{frac} - \frac{Z_s \cdot d_1}{10,2} \quad (\text{I.27})$$

❖ **Densité de fracturation:**

$$d_{frac} = \frac{10,2 \cdot P_{frac}}{Z_s} \quad (\text{I.28})$$



$Z_s$  : Cote du point fragile, en général, le sabot.

❖ **La pression maximale:**

Il s'agit de la pression maximale que peut supporter l'équipement du puits. C'est la plus petite des 2 valeurs:

- Pression de service des BOP
- Pression d'éclatement du tubage.

❖ **Le gain maximale:**

C'est le gain maximum admissible à la fermeture pour ne pas craquer au point fragile.



CHAPITRE II  
NEUTRALISATION  
GENERALE



## II.1.Introduction :

La première condition avant toute installation d'un appareil de Work over sur un puits est que ce dernier soit neutraliser, contrairement au Snubbing ou Coiled tubing qui sont spécialement conçus pour intervenir sur des puits en production (sous pression). La neutralisation d'un puits consiste à mettre en place par pompage un fluide (boue) de densité telle que la pression hydrostatique exercée par le fluide sera légèrement supérieure à la pression de gisement.

Les préliminaires dépendent du type de complétion et des équipements qui la composent.

- Présence ou absence de vanne de circulation.
- Nécessité de perforation de tubing (tubingpuncher).

L'idéal est que la neutralisation se fasse 24 à 48 heures maximum avant l'arrivée de l'appareil Work over afin d'éviter les inconvénients liés à la présence de la boue dans le puits

tels que : (Filtrat - Décantation de la boue - Répétition de la neutralisation).

il est nécessaire dans le cas où le réservoir risque d'être envahit par l'écoulement d'un fluide provenant d'un horizon supérieur, par suite d'une mauvaise cimentation ou par une corrosion avancée. Ce fluide risque d'endommager la couche.

Eviter de neutraliser le puits avec une boue qui puisse contenir ces zones d'écoulement

De ce fait, un bouchon de sable est mis en place par Coiled tubing ou Snubbing afin de couvrir la hauteur productrice

## II.1. Volume Concerné :

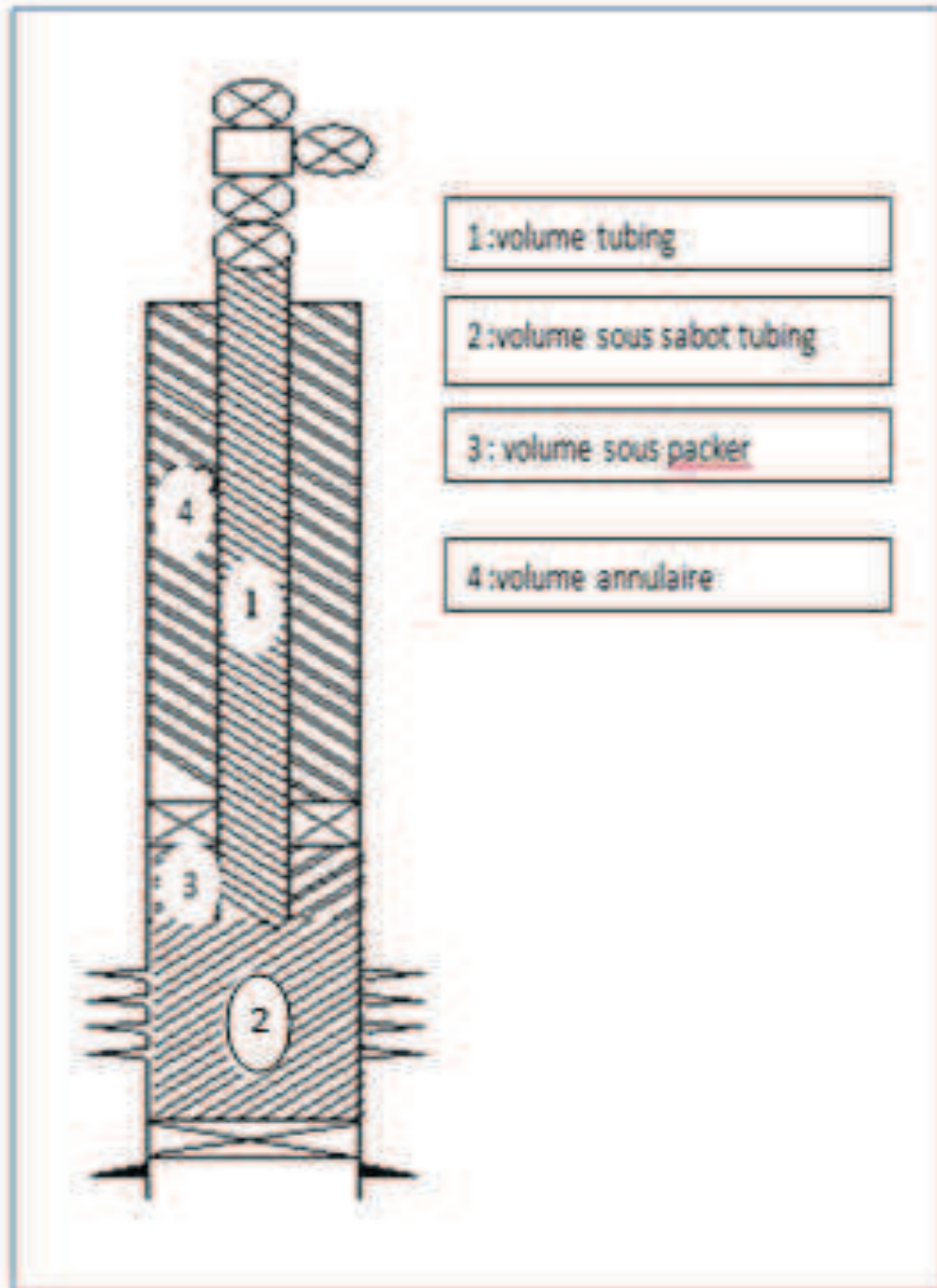


Fig.: II.1 volume concerné

### II.3.FLUIDE DE NEUTRALISATION :

#### II.3.1.Nature du fluide :

- ❖ Saumur

#### II.3.2.Densité

$$P_h = P_g + S \quad (S \approx 5 \text{ à } 15 \text{ bar})$$

Tenir compte de :

- ❖ l'effet de température :  $\Delta d \approx - 3 \text{ à } - 6 \cdot 10^{-4} \Delta \Theta \text{ (}^\circ\text{C)}$
- ❖ l'effet de pression :  $\Delta d \approx + 0,2 \text{ à } - 0,3 \cdot 10^{-4} \Delta P \text{ (bar)}$
- ❖ ne pas mélanger les systèmes d'unité(en particulier  $P_g$  en bar et  $P_h$  en  $\text{kgf/cm}^2$ )
- ❖ tenir compte de la cote à laquelle est donnée  $P_g$  (différence possible entre la cote de référence gisement et la cote verticale d'entrée dans la couche)

#### II.3.3 Volume à Préparer.

3 fois le volume du puits concerne qui est la somme des volumes (volume tubing, volume sous sabot tubing, volume sous packer, volume annulaire) (**Fig. II.1**)

#### II.4.Mise En Place Du Fluide De Contrôle :

Cette opération est généralement effectuée soit par circulation, soit par esquichage (squeeze, bullheading).

Chaque fois que cela est possible la mise en place du fluide de contrôle sera réalisée de préférence par circulation car celle-ci permet d'obtenir plus rapidement et plus facilement un fluide homogène dans le puits.

Les procédures recommandées ci-après s'appliquent a des complétions simples. Dans le cas de complétions particulières, telles que complétions multiples, puits active (activation par pompage centrifuge, pompage aux tiges, hydraulique, par gaslift, etc.), les modes opératoires explicites ci-dessous doivent être adaptés a la situation réelle du puits.

#### II.5.Neutralisation Par Circulation :

Lorsque l'équipement du puits le permet, la mise en place du fluide de contrôle est réalisée par circulation. Afin d'éviter toute surpression sur le réservoir et tout contact entre le fluide de contrôle et l'effluent, il est recommandé d'ancrer un bouchon a la base de la colonne avant de

commencer la circulation. Ce bouchon peut être descendu dans un siège sous-jacent au dispositif de circulation et situé soit au niveau du packer soit dans le corps de la colonne

Elle-même.

Le bon ancrage et la bonne étanchéité du bouchon sont vérifiés par décompression partielle ou totale en tête du puits. Après un temps d'observation du comportement du puits d'au moins 15 min, la liaison entre l'espace annulaire et l'intérieur de la colonne peut être établie soit par l'ouverture du dispositif de circulation intégré dans la colonne (manchon coulissant, vanne de circulation "sidePocketmandrel", disque d'éclatement, etc.); soit par perforation de la colonne, le plus bas possible en utilisant des moyens mécaniques, chimiques ou explosifs. La perforation n'est utilisée que lorsque les dispositifs de circulation sont inexistantes ou défectueux.

Le sens de la circulation (directe ou inverse) est choisi en fonction des caractéristiques et du comportement du puits, c'est à dire du type de complétion, de la nature de l'effluent, de la nature des fluides contenus dans la colonne et dans l'espace annulaire (risque de sédimentation, désir de récupération de l'effluent ou du fluide d'annulaire, etc.); des pertes de charges prévisibles dans la colonne et dans l'espace annulaire (à comparer avec les pressions maximales de service admissibles), de l'état réel des équipements

Dans la pratique, la procédure de circulation dépend essentiellement de la nature de l'effluent produit par le puits.

### **II.5.1.Puits à huile :**

De manière générale, le sens de circulation est direct et plus particulièrement lorsque priorité est donnée à la récupération du fluide présent dans l'espace annulaire ou s'il existe un risque de sédimentation au droit du dispositif de circulation dans l'espace annulaire.

Toutefois, pour des huiles à forte teneur en gaz ou corrosives et si la récupération du fluide contenu dans l'espace annulaire ne présente pas d'intérêt, la circulation peut débuter en sens inverse afin de récupérer l'effluent contenu dans la colonne et se poursuivre en circulation directe dès la récupération soit terminée.

Dans tous les cas, les fluides à évacuer peuvent être isolés du fluide de contrôle en intercalant entre eux un faible volume de fluide tampon (eau douce, eau de mer, saumure, fuel, etc.) compatible avec le réservoir et l'effluent.

Les fluides ainsi évacués, et plus particulièrement l'huile, peuvent être dirigés, à leur sortie en tête de puits, vers le manifold de duses. Cette procédure est surtout recommandée pour les huiles à forte teneur en gaz.

Lorsqu'il n'a pas été procédé à la mise en place d'un bouchon de fond et que les caractéristiques du réservoir s'y prêtent, ce dernier est dans certains cas mis sous fluide de contrôle par esquichage partiel à la fin de la circulation sous duse.

### **II.5.2.Puits à gaz :**

Dans ce cas, il n'existe pas de règle impérative quant au choix du sens de la circulation. Ce dernier dépend principalement des équipements du puits et de leur état réel ainsi que de la nature de l'effluent. Les recommandations indiquées ci-dessous se rapportent à des procédures couramment utilisées.

- ✓ Désir de récupération du fluide contenu dans l'espace annulaire (fuel inhibe par exemple);
- ✓ risque de détérioration de la cimentation du cuvelage de production par montée en pression dans l'espace annulaire colonne de tubing de production;
- ✓ risque de colmatage du dispositif de circulation du fait de la nature du fluide de l'espace annulaire (boue de forage ou fluide pouvant entraîner des phénomènes de sédimentation ou de ségrégation).

La circulation en sens direct nécessite que le gaz contenu dans la colonne soit évacué au préalable. Pour ce faire, la méthode ci-dessous peut être utilisée :

L'intérieur la colonne est décomprimé par purges successives jusqu'à la pression

Atmosphérique; le gaz ainsi récupéré est dirigé vers les installations de surface.

Après un temps d'observation du puits d'au moins 15 min, afin de s'assurer du bon ancrage et de l'étanchéité du bouchon mécanique de fond, la colonne est remplie par gravité de fluide de contrôle.

Compte tenu des difficultés de ce remplissage par gravité et du risque d'écrasement des tubes, cette méthode est en fait peu utilisée, sauf pour les puits de faible profondeur et pour les colonnes de fort diamètre (stockage souterrain de gaz).



**II.5.3.Procédure :**

- ❖ Le plus bas possible
- ❖ en directe ou en inverse
- ❖ à un régime débit-pression adapté fonction
- ❖ du régime de déplacement souhaité  
(Ne pas se limiter systématiquement au débit maximum recommandé par le fabricant du dispositif de circulation)
- ❖ des pressions maximales admissibles par les équipements
- ❖ en d'usant au retour
- ❖ au moins deux cycles
- ❖ en contrôlant
  - ✓ Le volume pompé
  - ✓ La densité du fluide pompé et la densité au retour
  - ✓ Éventuellement avec esquiche partielle en fin de circulation

**Remarque :**

Si circulation avec bouchon de fond:

- ❖ pas de pertes ou de venues quel que soit le d'usage mais :
  - ✓ problème récupération bouchon
  - ✓ pas d'esquiche complémentaire...

Si circulation inverse :

- ❖ poursuivre en circulation directe dès la fin de la récupération de l'effluent (volume tubing)

### II.5.3.1 CIRCULATION DIRECTE OU INVERSE.

SI	Alors en directe	Alors en Inverse
densité effluent << densité fluide reprise (par rapport au problème de la migration)		*
effluent corrosif		*
désir récupération effluent		*
désir récupération fluide annulaire	*	
risque sédimentation dans l'annulaire	*	
désir limiter surpression sur la couche	si $\Delta P.ea < \Delta P.tb$	si $\Delta P.tb < \Delta P.ea$
désir limiter surpression dans l'annulaire	si $\Delta P.tb \gg \Delta P.ea$	si présence gaz

**NOTE :**

Si bouchon de fond et puits à gaz :

- ❖ possibilité de remplissage gravitaire du tubing avant de circuler en direct

**Mais :**

- ❖ difficulté de remplissage si le diamètre du tubing est petit
- ❖ risque d'écrasement du tubing si le puits est profond
- ❖ inconvénients relatifs au bouchon

### II.5.3.2 Dusage Au Retour :

- ❖ pour maintenir une surpression acceptable sur la couche
- ❖ attention surpression effective fonction de :
  - ✓ Densité du fluide de reprise
  - ✓ Densité du fluide d'annulaire
  - ✓ Densité et migration de l'effluent
  - ✓ Cote de circulation
  - ✓  $\Delta P$  "retour" (espace annulaire ou tubing)
  - ✓ Pression maintenue à la duse
- ❖ élaboration d'un DIAGRAMME PRÉVISIONNEL DE POMPAGE  
(Nécessité de faire des hypothèses simplificatrices)
- ❖ **circulation directe :**

P tête tubing en fonction du volume pompé

- ❖ **circulation inverse :**

P on têtes annulaire en fonction du volume pompée, si P tête annulaire trop faible pour être lisible sur manomètre

P tête tubing en fonction du volume pompé

### II.6. Neutralisation Par Esquiche :

Dans certains cas, le gaz contenu dans la colonne est réinjectés dans la formation par esquichage, préalablement à la miss en place du bouchon mécanique de fond.

Le fluide alors utilise peut être différent du fluide de contrôle employé pour la neutralisation du puits.

Cette méthode suppose que le réservoir accepte cette injection, elle présente le désavantage de ne pas pouvoir éprouver de manière efficace l'ancrage et l'étanchéité du bouchon mécanique de fond.

La circulation est effectuée plutôt dans le sens inverse dans les situations suivantes :

- ❖ désir de ne pas décompresser totalement l'intérieur de la colonne afin d'éviter des risques d'écrasement de celle-ci ou pour ne pas créer une trop grande différence de pression de part et d'autre du bouchon de fond;
- ❖ difficulté de remplissage de la colonne par gravité;

- ❖ présence de gaz corrosif (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>) pouvant endommager le tubing de production;
- ❖ désir de réduire le nombre de cycles de circulation (en circulation inverse, le fluide de contrôle se charge très peu en gaz, du fait de la grande différence des densités).

Et l'augmentation de la pression d'injection est observée tout au long de l'opération en veillant bien à ce qu'elle ne dépasse pas une pression limite. Cette pression maximale d'injection est déterminée

Partir de l'état réel des équipements et en fonction des caractéristiques du réservoir comme sa pression de fracturation par exemple.

Pendant l'opération, le comportement de l'espace annulaire doit être observé afin de détecter une éventuelle répercussion dans celui-ci de la pression de pompage.

La quantité de fluide pompe au cours de cet essai devra être suffisante pour obtenir un régime débit-pression pseudo-stabilisé ne laissant subsister aucun doute sur la capacité réelle d'absorption du réservoir. Dans la pratique, ce volume est égal à environ 10% du volume total prévu pour l'esquichage.

À la fin de l'essai d'injectivité et après arrêts du pompage, la résorption de la différence entre la pression en tête après l'essai et la pression initiale avant l'essai doit être observée, principalement en début de la résorption de pression (draw-down), afin de s'assurer de la validité de l'essai. Dans le cas d'un essai d'injectivité non concluant au débit souhaité, plusieurs solutions peuvent être envisagées, entre autres :

- ❖ esquichage réalisé à un débit moindre, sous réserve d'accroître le volume total à injecter;
- ❖ esquichage réalisé à la pression de fracturation;
- ❖ circulation à la cote la plus basse possible après perforation de la colonne, puis esquichage complémentaire.

À la limite pour des essais d'injectivité totalement négatifs, le programme de reconditionnement peut être entièrement révisé et faire alors appel à des techniques moins classiques n'entrant pas dans le cadre des présentes recommandations (intervention sous pression par snubbing ou coiled tubing, gel de la tête de puits, etc.).

Dans les autres cas, l'essai d'injectivité est immédiatement suivi du pompage du fluide de contrôle jusqu'au remplissage complet du puits.

**II.6. 1.Fluide tampon :**

Dans certains cas, il n'est pas possible de fabriquer un fluide de contrôle compatible avec le réservoir et l'effluent. Afin d'éviter des effets néfastes de ce fluide de contrôle sur le réservoir (réduction de la perméabilité, colmatage, etc.), un fluide tampon peut être injecté préalablement au fluide de contrôle.

La somme des volumes de ces fluides doit toujours être égale au volume total puits pour l'esquichage.

Le volume du fluide tampon doit être déterminé de manière à n'envahir que le réservoir afin d'éviter tout contact de ce dernier avec le fluide de contrôle et d'obtenir la bonne pression hydraulique au fond du puits.

Ce fluide tampon est généralement soit un fluide aisément disponible ou ne nécessitant pas de préparation élaborée (eau douce, eau de mer, eaux inhibées, saumure, fuel, etc.) soit un gel temporaire. Dans la mesure du possible, ses qualités de base et ses caractéristiques principales doivent être similaires à celles du fluide de contrôle; elles dépendent, en particulier, de certains paramètres importants parmi lesquels :

- ❖ l'interaction possible du fluide tampon et du réservoir (mouillabilité, perméabilités relatives, présence d'argiles);
- ❖ l'interpénétration possible, physique ou chimique, du fluide tampon et de l'effluent ou des fluides in situ (diffusivité, contraste de densité, de viscosité, de pH, précipités, Emulsions, soudages ou résidus divers, etc.).
- ❖ de la lithologie;
- ❖ des perméabilités absolue et relative;
- ❖ de la pression et de la température au niveau du réservoir;
- ❖ de la nature physico-chimique de l'effluent ou des fluides in situ;
- ❖ des caractéristiques du fluide de contrôle.

Des essais en laboratoire doivent être entrepris pour déterminer certaines caractéristiques du gel temporaire, en particulier :

- ❖ son temps de prise, selon la densité, la viscosité et l'hydratation retenues;
- ❖ sa durée de vie ou son temps de rupture;
- ❖ sa teneur en résidus et la réduction éventuelle de perméabilité du réservoir, pas sa destruction;
- ❖ la possibilité de destruction des résidus par traitement à l'acide.

Stabilité du puits, en particulier, dans les cas d'esquichage partiel ou global. Ces actions doivent être programmées avant la mise en place du bouchon mécanique (fond ou surface) et, bien évidemment, avant le remplacement de La tête de production par le BOP.

Ces opérations complémentaires peuvent être de nature diverse :

- ❖ reprise de la circulation ou de l'esquichage pour parfaire l'homogénéisation du fluide de contrôle;
- ❖ modification des caractéristiques principales du fluide de contrôle en place (densité, viscosité, gel, filtrat, etc.);
- ❖ mise en place d'un tampon plus visqueux, d'un gel temporaire, de bouchons de comatants de volume limites, etc.

Ces actions doivent être suivies d'une nouvelle observation du puits, telle que décrite précédemment, et la procédure est A renouveler jusqu'à l'obtention d'une parfaite stabilité du puits.

#### **II.6.1.1.Domaine D'application :**

- ❖ **Circulation "Impossible" Ou "Inadaptée" :**
  - ✓ tubing percé
  - ✓ travail au câble impossible (tubing écrasé, poisson, ...)
  - ✓ volume sous-tubing trop important
- ❖ **Ou Injectivité Très Bonne.**

#### **II.6.1.2.Réalisation :**

- ❖ essai d'injectivité :
- ❖ esquiche proprement dite :

#### **II.6.1.3.Essai D'injectivité**

- ❖ avec un volume suffisant (10 %)
- ❖ jusqu'à obtention d'une pression pseudo-stabilisée à débit constant
- ❖ sans dépasser les pressions limites fonction de :
  - ✓ la pression de service des équipements
  - ✓ l'état des équipements
  - ✓ la pression de fracturation du gisement
- ❖ En surveillant la pression annulaire

- ❖ Avec observation de la résorption de pression à l'arrêt du pompage
- A) Si essai d'injectivité négatif :**
  - ❖ **Modification les conditions d'esquiche :**
    - ✓ débit moindre mais volume plus grand (attention à garder une vitesse suffisante)
    - ✓ esquiches + purges alternées (puits à gaz) :
    - ✓ esquiche jusqu'à atteindre P limite puis, purge "à pression constante" pour laisser le gaz migrer en surface
    - ✓ esquiche à la pression de fracturation
    - ✓ circulation à la cote la plus basse possible puis esquiche  
si les étapes précédant ne marche pas on doit faire une révision
  - ❖ **Révision complète du programme :**
    - Unité de coiled tubing ou de snubbing pour :
    - ✓ neutraliser le puits
    - ✓ éventuellement, pour toute l'opération

**Remarque :**

L'essai d'injectivité doit être réalisé avant d'entreprendre la neutralisation de puits

**II.7.OBSERVATION DU PUITES :****II.7.1.Points À Observer :**

- ❖ absence de pression en tête
- ❖ stabilité des niveaux
- ❖ absence de bullage en surface

**II.7.2.Durée D'observation :**

- ❖ **fonction de:**
  - ✓ méthode de neutralisation
  - ✓ expansion thermique
  - ✓ migration du gaz piégé
- ❖ En général : 1 à plusieurs heures
- ❖ n'est jamais une garantie absolue de la stabilité définitive.

**❖ Si Puits Instable :**

- ✓ Reprendre La Neutralisation:
- ✓ même méthode
- ✓ modification de certaines caractéristiques du fluide de reprise
- ✓ utilisation d'un tampon visqueux, de comatants, ...
- ✓ autre méthode
- ✓ Nouvelle Observation

**II.8.Phase Finale De La Neutralisation :**

Nous avons vu que, quelle que soit la méthode employée, il y avait toujours un volume dans le puits, plus ou moins important, où il n'a pas été possible de mettre en place le fluide de reprise.

Il faut circuler ce volume le plus tôt possible dès que les opérations de Dés équipement du puits rendent cette circulation possible.

**Remarque :**

Quelle que soit la méthode utilisée la neutralisation n'est pas complète :

**❖ si circulation seule :**

- ✓ volume sous tubing "dispositif de circulation"
- ✓ volume sous sabot du tubing
- ✓ volume "sous packer"
- ✓ volume annulaire sous "dispositif de circulation"

**❖ si circulation + esquiche :**

- ✓ volume "sous packer"
- ✓ volume annulaire sous "dispositif de circulation"

**❖ si esquiche seule :**

- ✓ volume "sous packer"
- ✓ volume annulaire





CHAPITRE III  
LES METHODES DE  
NEUTRALISATION



### III.1.Introduction :

Un puits producteur dans la plus part des cas doit être neutralisé avant d'effectuer les interventions work over.

La neutralisation des puits producteurs consiste à mettre en place un fluide de contrôle d'une densité égale ou légèrement supérieure à la densité d'équilibre de la pression de pores.

Le principe général des méthodes de contrôle est de maintenir la pression sur le fond égale ou légèrement supérieure à la pression de formation. Ce principe sera appliqué à toutes les méthodes décrites ci-après sauf la neutralisation par bullheading.

Le choix de la procédure de neutralisation sera déterminé en fonction de:

- ❖ type de fluide de formation ;
- ❖ pression de pores ;
- ❖ perméabilité de la formation ;
- ❖ état du casing et de tubing ;
- ❖ pression de service des équipements en surface ;
- ❖ type de complétion utilisée ;
- ❖ possibilité de circuler en directe ou en inverse.

Les méthodes normalement utilisées pour neutraliser un puits producteur sont:

- ❖ la circulation (de préférence) ;
- ❖ le bullheading ;
- ❖ volumétrique (cas a problèmes).

Dans d'autres cas spéciaux, la neutralisation peut nécessiter l'utilisation des techniques suivantes:

- ❖ coiled-tubing ;
- ❖ snubbing ;
- ❖ wireline.

Avant d'entamer l'opération de neutralisation, les mesures de sécurité suivantes doivent être prises:

- ❖ vérifier la fermeture de la vanne maîtresse supérieure ;
- ❖ vérifier que la vanne de curage est fermée ;
- ❖ connecter les équipements de surface ;
- ❖ vérifier que la ligne de torche est en bon état ;
- ❖ purger la ligne reliant la tête de puits au manifold de surface ;
- ❖ tester l'installation de surface.

Comme la détermination préalable des pertes de charge à débit réduit dans les opérations

de neutralisation des puits producteurs est très difficile voire impossible dans les conditions initiales du puits où on peut trouver à l'intérieur de tubing plusieurs types de fluides, l'estimation des pertes de charge à partir de tableaux de pertes de charge de saumure, des formules ou des graphes seront utilisés dans le calcul des pressions de circulation.

### **III.2. MODELISATION DE LA NEUTRALISATION :**

Le personnel placé dans les positions de responsabilité doit être estimé comme compétent en travail. Il est important que la technique appropriée de la neutralisation soit appliquée à chaque situation. La responsabilité maintenant reste avec les équipes sur site de puits à de façon critique analyser premièrement l'opération entière et alors chaque section dans les scènes de la planification pour formuler un projet de traitement de la neutralisation devrait-il être demandée directement. Ceci demande une évaluation approfondie et comparaison des techniques possibles par l'analyse du risque. Ceci devrait idéalement être quantifié dans une matrice du risque.

La technique "Appropriée" est cette méthode qui est plus probable de ce qu'il remette le meilleur aboutissement économique à ce sans la sécurité compromettante.

**Les questions doivent principales être répondu par la modélisation :**

**de neutralisation d'un puits sont:**

- ❖ Le puits, peut-il être neutralisé?
- ❖ Quel sont la taille et les capacités de matériel et les volumes de la matière requis?

Ceux-ci peuvent alors être évalués en termes de:

- ❖ La logistique et temps la mobilisation ;
- ❖ Évaluez l'efficacité des méthodes alternatives ;
- ❖ Analyse de la sécurité et le risque.

Comme une méthode est choisie et développée, l'ingénierie détaillée peut fournir:

- ❖ les programmes pompage (la proportion, l'heure, la puissance) ;
- ❖ Types et volumes du fluide de la neutralisation ;
- ❖ Prédiction de la pression et la température ;
- ❖ le programme d'observation.

Les simulations l'hydraulique de la neutralisation sont applicables à toutes les éruptions.

Pour décrire la procédure de la modélisation on discutera la modélisation de la neutralisation dynamique comme il a appliqué à la neutralisation supérieure par le fait de coiled tubing ou de snubbing dédaigneusement.

Les aspects théoriques des neutralisations dynamiques ont été décrits dans les écritures du Blount et Soeinahl et des autres. Ils décrivent que la neutralisation dynamique comme une

technique utilisant la goutte frictionnelle fluide de la pression pour compléter la pression statique de l'être du fluide de la neutralisation a gonflé l'annulaire.

L'eau est souvent utilisée dans la neutralisation dynamique et est un bon choix comme un fluide initial de la neutralisation si la pression du réservoir n'est pas loin au-dessus hydrostatique. L'eau est aussi bien adaptée pour évaluant l'efficacité de la communication et la neutralisation ou lorsque servant des provisions de la boue. Ce qu'ils le rendent facile de modeler et de prédire le comportement d'une opération de la neutralisation aux liens convenables. Les principes dynamiques de la neutralisation sont applicables au à la fois ou fluides lourd et du briquet.

**On peut diviser le processus de la modélisation en phases:**

1. En établissant des taux de la neutralisation pour les fluides différents et les exigences maximales de la pression et la puissance
2. En définissant un plan opérationnel de la neutralisation et programme.

L'établissement des taux maximal, etc...., peut être fait avec les calculs de l'état ferme.

Mais on a besoin que les calculs dynamiques (basés sur l'heure) pour obtenir les volumes de la neutralisation. La marche manuellement d'un simulateur de l'état ferme peut fournir aussi les volumes. Mais ils ne peuvent pas être assez exacts quand les volumes demandés de la boue ou des fluides spéciaux deviennent grands et la logistique plus critique.

Quand les densités et les taux du fluide sont résolus et les rentes se sont dirigées vers les pertes, une neutralisation dynamique peut être simulée basée sur les limitations du matériel (Le nombre des coups maximale de la pompe, la pression et la puissance) et la surveillance de la pression. Souvent, il est nécessaire de calculer aussi la pression de fond du trou pour empêcher la pression excessive de fracture de la résistance du tubage, etc.

Aux résultats peuvent être présentés comme des tableaux ou des diagrammes montrant le débit de la circulation, taux pompage et les pressions par rapport ou temps.

Le volume cumulatif etc., convenus aussi au mieux pour une neutralisation particulière

On alors peut utiliser des diagrammes avec scénarios/ options différents peut être utilisé Ensemble avec la surveillance de BHP quand possible pour observer l'efficacité et les pertes de la neutralisation. On peut utiliser aussi des diagrammes pour choisir le modèle exact quand les incertitudes existent.

Les résultats de modelage des scénarios d'éruption devraient être disponibles comme une copie papier avant l'opération de la neutralisation. Le temps disponible permet rarement de mettre des simulations à jour pendant une neutralisation, parce que la comparaison d'affichages des données rassemblées contre les modèles peut être utile. Toutes les données

comme les pressions et les taux devraient être rassemblées sur le disque pendant les opérations de la neutralisation pour une dernière analyse. Par moments plus d'une tentative de la neutralisation peut être requise suite aux incertitudes de données du fond et on peut nécessiter d'analyser toutes les tentatives antérieures de la neutralisation pour le succès.

### III.2.1. Exigences du modèle :

Le modèle requis pour la planification de la commande et les opérations dépendra au des circonstances et scène

de l'opération. Souvent, les calculs de la main ou les équations empiriques résolvant via les feuilles de l'étendue (spreadsheets) ou les méthodes semblables du calcul peuvent être suffisants, spécialement s'il est corrélé à l'expérience des situations semblables. Un aperçu des pressions du puits, les gradients de pression statique et dynamique les estimations du tuyau et matériel peut être toutes qui est requis dans les cas des opérations prévisibles.

Matériel; alimentation ; personnel; etc. disponible sur le site peut être insuffisant et

La mobilisation de plus de ressources peut être nécessaire. La capacité d'assembler rapidement un plan logistique est importante. La modélisation de l'hydraulique définira les besoins des équipements par la installation du limites maximum et minimum des gradients de la neutralisation, pressions et volumes.

Une neutralisation de puits est souvent décrite en termes de son élément contribuant principal (neutralisation dynamique, bullheading, neutralisation volumétrique, mise du bouchant, etc.)

Les calculs alors peuvent être faits à l'aide d'un modèle ou des équations ont créé pour le but particulier. On peut utiliser les résultats pour obtenir des densités; taux; pressions; les volumes, etc. a dû regagner le contrôle statique du puits.

Par exemple, les pressions maximales à être prévu qu'en fermant un puits à la surface seront le gradient du fluide qui dû à la pression du réservoir. Un calcul de PVT avec la modélisation de l'afflux du réservoir fournit une limite supérieure à la réponse. Les calculs tels peuvent exécuter par un familier du technicien du réservoir avec la zone à l'aide du logiciel dans l'utilisation quotidienne. Ceci peut améliorer par les calculs dynamiques des pressions à l'aide d'une modélisation du réservoir avec considérations de la perméabilité et superposition du fond du puits quel que soit fluide est pompé dans l'etc.

Estimer une limite supérieure pour le taux demandée pour les calculs de la neutralisation dynamiques peut être fait à l'aide des formules publiées ou calculs du tableur pour le flot de l'état statique, particulièrement si l'eau est le fluide de la mise à mort. Comme les exigences

de la complexité ou l'exactitude augmentent, la complétude du processus de la modélisation devient plus critique.

Les exigences de la modélisation deviennent aussi plus exigeantes quand le matériel et les provisions ne conviendront pas dans l'espace disponible aussi si plus des pompes ou plus fluides sont requis que disponible ou si les estimations de la pression à la surface ou dans le trou sont dépassées temporairement. Il peut alors être nécessaire de régler le poids, la viscosité, la pression de pompage...etc. indiquant contre les uns les autres et contre la montre qu'un modèle dynamique de puits dédié à la neutralisation sera demandé. Ce modèle devrait inclure tous processus physiques inclus dans l'opération de la commande comme les propriétés du fluide, la friction, les propriétés de débit, liée avec les modifications dans le comportement de l'afflux du réservoir...etc. dynamique sa vue dire basé sur le temps, de sorte que les caractéristiques du la pression, le débit et le taux pompage peut changer avec le temps L'importance des modèles ou simulateurs basés sur le temps devient évidente quand elle considère par exemple le comportement de l'accumulation quand en ferme un puits. Pour la plupart des réservoirs, BHP sera rapidement baissé pendant une éruption. Et on peut utiliser la période initiale de l'accumulation pour pomper le fluide de la neutralisation plus efficacement qu'après la pression il a augmenté. Cet effet sera même dans une opération de la mise à mort. Semblablement les processus physiques impliqué (la friction; poids; etc.) tout contribue au processus de la mise à mort, de telle sorte que les exigences de la neutralisation seront plus bas si tous les effets sont ensemble au lieu de un par un considérés.

Même le modèle le plus sophistiqué ne fonctionnera pas si les paramètres de l'entrée sont incorrects ou si les options fausses sont choisies dans les calculs véritables. L'expérience en tel travail est demandée, si qu'un bon système de control du puits de la qualité incluant la vérification par les techniciens de plusieurs disciplines.

Tous les modèles ont des limitations parce que les données expérimentales ne peuvent pas existé pour les contrôler pour les conditions extrêmes. Par exemples de modelage et les contradictions sont des pertes de la pression pour les taux du pompage hautes par tubage des fluides non-Newtoniens comme les boues. Les Model existe pour ces conditions, mais ils ne peuvent pas être applicables par la range trouvé dans les opérations de la mise à mort de puits. Les équations publiées pris de cette contexte peut finir par être utilisé à l'extérieur de leur range applicable si on ne prendre pas la précaution convenable.

**III.2.2. Entres et acquisition des données :**

L'utilisation traditionnelle de la modélisation hydraulique d'un puits est dans la zone du design des puits producteurs et optimisation, où exact caractéristiques de réservoir (fluide; pression; la température et le débit) sont disponibles. On pourrait supposer que la modélisation est difficile à une explosion aléatoire, où les données minimales sont disponibles. Mais même les données limitées peuvent fournir assez d'informations pour commencer à définir des exigences du matériel.

Les données utiles de la pression et la température dans ce contexte peuvent être obtenues si l'accès à la tête du puits est disponible. Ensuite, le chemin et le taux de l'écoulement de l'éruption peuvent être résolus. Par exemple, le fluide circulant vers le haut le tubing ou train des tiges dans un puits éruptif aura une température différente du fluide circulant vers le haut par l'annulaire pour un taux de la circulation et pression donnée. Si la composition du fluide peut être résolue, une analyse précise peut être faite, spécialement pour les fluides légers.

La pression du réservoir est un paramètre important dans ces calculs spécialement dans les éruptions aléatoires. Cependant, on peut utiliser les données de mudlog pour analyser le comportement de l'afflux, la pression, la profondeur et le type du fluide.

Les venues qui se développent en éruption souvent se trouvent quand le travail est centré sur les autres opérations comme workover, etc. On peut signaler une accumulation de la pression qui est inaperçu depuis un certain temps peut être rapporté comme instantané, même si le niveau du trou, le taux de la circulation et les données de la pression montrent qu'elle s'est trouvé pendant plusieurs minutes ou heures. Qui aboutit à une évaluation différente de l'afflux avec les diminutions correspondantes des taux demandées de la neutralisation.

La pression, la température et les autres techniques de l'exploitation de la production forestière fournissent des données utiles au modelage de démonstrations souterraines S'associé avec la modélisation dynamique de la neutralisation, les exigences de la neutralisation étaient résolues et une bonne correspondance a été faite entre les taux prédit et real de la neutralisation.

**III.3. Les méthodes de la neutralisation :****III.3.1. Neutralisation par circulation directe (long way) :**

Cette méthode consiste à circuler le fluide de contrôle de l'intérieur tubing vers l'annulaire, un graphe de l'évolution des pressions doit être préalablement préparé pour le suivi des différentes étapes de circulation

**III.3.1.1. Les Avantages :**

- ❖ dans le cas où l'état du fluide annulaire est dégradé, la circulation directe permet d'empêcher les débris ou les solides d'entrer dans le tubing et se décanter au fond où au-dessus du bouchon ce qui rend difficile le repêchage de ce dernier ;
- ❖ moins de pertes de charge appliquées au fond ;
- ❖ moins de pertes de circulation.

**III.3.1.2 Les Inconvénients :**

- ❖ plus de contraintes sur le casing dans le cas de la présence du gaz dans le tubing ;
- ❖ plus de temps de circulation ;
- ❖ plus de pression au début de la circulation pour casser le gel du fluide annulaire ;
- ❖ plus de contamination dans l'annulaire ;
- ❖ risque de la migration du gaz dans le cas de tubing de grand diamètre.

**III.3.1.3 Procédure :**

Pour neutraliser un puits par circulation directe, la procédure suivante peut être utilisée:

- ❖ égaliser les pressions de part et d'autre de la SSD ;
- ❖ établir la communication entre l'intérieur de tubing et l'espace annulaire par ouverture de la SSD ou par perforation du tubing ;
- ❖ relever les pressions en tête de tubing et d'annulaire après la stabilisation ;
- ❖ déterminer les pertes de charge de la saumure dans le système (tubing/annulaire) à partir des tableaux ;
- ❖ calculer les paliers de l'évolution de la pression de surface aux différentes phases de contrôle ;
- ❖ démarrer la pompe progressivement de zéro à  $Q_r$  et maintenir pendant ce temps la pression en tête d'annulaire constante et égale à la valeur lue après perforation et stabilisation (dans la majorité des cas cette pression sera égale à zéro et la duse doit être laissée complètement fermée jusqu'à ce que la pression en tête de tubing atteigne la valeur calculée) ;
- ❖ suivre les paliers de l'évolution de pressions en surface selon le graphe préétabli ;



- ❖ continuer le pompage à pression de circulation constante et égale à la valeur finale de circulation jusqu'au retour du fluide de contrôle en surface ;
- ❖ arrêter le pompage, fermer le puits et observer les pressions (on doit lire  $P_{tbg} = P_{tan} = 0$ )

### III.3.2. Neutralisation par circulation inverse (short way) :

La méthode consiste à évacuer l'effluent de l'intérieur du tubing par circulation à travers l'annulaire.

#### III.3.2.1. Les Avantages :

Les avantages sont généralement les inconvénients de la circulation directe

- ❖ moins de temps pour avoir le retour de fluide de contrôle en surface ;
- ❖ moins de contamination du fluide de contrôle ;
- ❖ moins de pression appliquée au fond au moment du démarrage de la circulation ;
- ❖ recommander dans le cas de doute sur l'intégrité du casing.

#### III.3.2.2. Les Inconvénients :

- ❖ pertes de charge dans le tubing seront appliquées sur le fond ;
- ❖ risque de décantation dû à l'état du fluide annulaire.

#### III.3.2.3 La Procédure :

- ❖ égaliser les pressions de part et d'autre de la SSD ;
- ❖ établir la communication entre l'intérieur tubing et l'espace annulaire ;
- ❖ relever les pressions ;
- ❖ déterminer les pertes de charge ;
- ❖ calculer les paliers de chute de pression ;
- ❖ démarrer la pompe progressivement jusqu'à atteindre le débit de contrôle qui est généralement compris entre 200 et 400 /min en ajustant la Duse pour maintenir une pression en tête de tubing constante et égale à  $P_{tbg1}$
- ❖ suivre les paliers de chute de pression
- ❖ continuer le contrôle à débit constant en gardant la Duse complètement ouverte jusqu'au retour du fluide de contrôle en surface
- ❖ arrêter le contrôle, fermer le puits et
- ❖ observer les pressions en tête
- ❖ En principe on doit lire  $P_{tbg} = P_{ann} = 0$  bar.

**III.3.3. Neutralisation Par Bullheading :****III.3.3.1. Cas d'un tubing integral :**

L'opération bullheading est une des méthodes les plus recommandées pour la neutralisation des puits producteurs (gaz). Elle consiste à pomper un fluide de contrôle dans le tubing de production afin de squeezer le fluide de formation à travers les perforations tout en suivant le profil de l'évolution des pressions en surface.

La neutralisation des puits par bullheading est utilisée dans des situations telles que:

- ❖ puits à gaz de grande profondeur
- ❖ impossibilité d'accéder aux dispositifs de circulation de fond (écrasement tubing, poisson ou dépôts de sédiments dans le tubing,...)
- ❖ volume sous packer important
- ❖ dégradation du fluide annulaire (densité au fond importante, bouchage de l'espace annulaire)

**III.3.3.1.1. Les avantages :**

- ❖ simple à réaliser ;
- ❖ nécessite un volume de fluide contrôle relativement faible ;
- ❖ diminution instantanée de la pression en tête de tubing dès le début de pompage ;
- ❖ puits neutralisé dès que le fluide de contrôle arrive au fond.

**III.3.3.1.2. Les inconvénients :**

- ❖ risque de fracturer la formation ;
- ❖ risque d'endommager la couche productrice par perte importante de fluide de contrôle
- ❖ risque d'éclater la colonne de tubing et les équipements de surface

**III.3.3.1.3. Procédure de neutralisation par bullheading :**

La procédure de neutralisation par bullheading consiste à:

- ❖ calculer le volume intérieur de tubing
- ❖ calculer la pression maximale admissible en surface au début et à la fin de l'opération
- ❖ établir les graphes des pressions en fonction du volume de fluide de contrôle pompé:
  - ✓ limite de la pression d'éclatement du tubing ;
  - ✓ pression maximale admissible pour ne pas fracturer la formation ;
  - ✓ pression statique en tête de tubing.
- ❖ pressuriser l'espace annulaire pour réduire le risque d'éclatement de tubing et s'assurer de son intégralité
- ❖ choisir un débit réduit de façon que la vitesse de pompage soit supérieure à la vitesse de migration du gaz dans le tubing.

- ❖ commencer à pomper le fluide de contrôle dans le tubing en observant les pressions en surface (pressions en tête de tubing et d'annulaire) jusqu'à ce que le fluide de contrôle arrive au niveau des perforations.
- ❖ fermer le puits et observer les pressions en tête de puits (normalement  $P_{tbg} = 0$ )

La méthode peut être seulement utilisée si les conditions du trou permettent. Chaque cas doit être jugé sur ses propres mérites, en considérant les variables telles comme:

- ❖ Perméabilité de la formation
- ❖ La formation doit avoir bon (perméabilité/porosité) pour permettre de presser. On peut utiliser le coup de pied véritable comme un indicateur (la performance de l'afflux avant d'enfermer le puits et la vitesse du build-up de la pression après le puits est fermée.)
- ❖ Type D'afflux
- ❖ Le gaz est plus facile à presser en arrière que le liquide. Aussi, le plus haut la viscosité d'un liquide, le plus difficile auquel c'est presse.
- ❖ Contamination de l'afflux avec la boue
- ❖ Si l'afflux est contaminé avec la boue (qui sera le cas avec la plupart des venues), presser sera beaucoup difficile, à cause des qualités du plaste ring de la boue et présence possible des puttings.
- ❖ Position de l'afflux
- ❖ Si l'afflux a migré ou a été fait circuler vers le haut dessus une certaine distance, la boue au-dessous de l'afflux devra être pressée en avance du l'afflux, en supposant que la plus faible formation est d'où l'afflux est venu. Le pressage bien plus tôt a lieu, le plus en haut la chance pour réussi pressage sera.
- ❖ la résistance de la formation
- ❖ Presser devrait être effectué avec le but de ne pas créer des nouvelles fractures dans l'importe quelle formation. En principe, la pression de la surface de la presser ne devrait pas dépasser le MAASP pré-calculé. Si la boue plus lourde de la neutralisation est pompée dans l'annulaire, MAASP devrait être ajusté.
- ❖ la résistance de casing à l'éclatement et pression de service de tête de puits et de BOP
- ❖ la résistance de casing à l'éclatement devrait toujours être prise dans le compte quand bullheading est considéré. Un facteur approprié de la sécurité devrait être déclaré dans le programme du forage.

**Note:**

Pour que la méthode de neutralisation par bullheading soit efficace, la vitesse de déplacement du fluide pompé doit être supérieure à la vitesse de migration du gaz dans le

tubing. L'utilisation. Desviscosifiants avec le fluide de contrôle peuvent réduire l'effet de cette migration.

### **III.3.3.2.Cas d'une communication entre l'intérieur tubing et l'espace annulaire :**

Une communication entre l'intérieur tubing et l'espace annulaire peut entraîner le passage du fluide de formation dans l'espace annulaire. Cette communication peut être causée par:

- ❖ une défaillance de tubing ;
- ❖ une mauvaise étanchéité des éléments de fond ou du packer ;
- ❖ une mauvaise cimentation avec une défaillance du tubage ;

La localisation de la profondeur de la communication peut être faite par interprétation des pressions en surface par exemple:

- ❖ si les pressions en tête sont égales, on considère que la communication est près de la surface ;
- ❖ si la pression en tête de l'annulaire est considérablement inférieure à la pression en tête de tubing, on considère que la communication est près du fond .

Si les indications en surface ne sont pas significatives, la localisation du point de communication sera déterminée par la circulation de traceurs ou par diagraphies.

Dans ces conditions le meilleur moyen pour neutraliser le puits est d'utiliser la méthode bullheading tubing/annulaire afin d'assurer un contrôle effectif de la pression de fond.

La méthode bullheading tubing/annulaire consiste à pomper un fluide de contrôle dans le tubing et à travers l'espace annulaire pour squeezer le fluide de formation dans le réservoir.

Les débits de pompage doivent être choisis de façon à ce que les interfaces fluide de contrôle/fluide de formation soient réguliers et au même niveau pendant toute l'opération de neutralisation.

### **III.3.4.Méthode Volumétrique :**

C'est une méthode de contrôle conventionnelle qui consiste à faire remonter une venue de gaz jusqu'en surface sans circulation, en laissant le gaz se détendre d'une manière contrôlée.

Cette méthode est utilisée dans des situations particulières de venues où la circulation de l'effluent devient impossible telles que:

- ❖ garniture de forage hors du trou ;
- ❖ garniture coincée loin du fond ;
- ❖ bouchage de la garniture de forage ;
- ❖ arrêt de la force motrice ;
- ❖ siffleur ou rupture de la garniture de forage.

On peut distinguer deux cas possibles lors de l'application de la Volumétrique Méthode:

**III.3.4.1. Notes De Migration :**

- ❖ On peut tenir les liquides ayant un taux de la migration négligeable.
- ❖ On peut tenir les gaz dissous dans OBM ayant un taux de la migration négligeable.
- ❖ Les sections horizontales du puits ayant un taux de la migration du gaz négligeable.
- ❖ Les sections verticaux, près verticales (< 15") et proche horizontal (> 85") ont un taux de migration de gaz bas. (200m - 300m par heure)
- ❖ Les sections déviées du trou (15" > 85") font l'expérience de la migration puits haute du gaz.
- ❖ Les Plugs du gaz migrent plus vite dans la boue plus visqueuse.
- ❖ Le gaz continue à migrer lorsqu' en circule.
- ❖ L'agitation provoque la migration rapide du gaz.
- ❖ L'agitation provoque la fragmentation des bulles du gaz.
- ❖ La fragmentation de la bulle du gaz à l'influence d'abaissement des pressions maximales ou sabot et à la surface.
- ❖ La fragmentation des bulles du gaz est plus prononcée dans la boue basse de la viscosité.  
La fragmentation des bulles du gaz est plus prononcée dans les trous déviés.

**III.3.4.2. Cas communication de pression entre l'espace annulaire et l'intérieur des tiges avec impossibilité de circulation :**

Chaque fois que la lecture de la pression en tête des tiges est possible, on utilise ce qu'on appelle la méthode de purge classique.

Cette méthode consiste à purger de la boue pour maintenir la pression en tête des tiges constante et égale à la valeur de la pression stabilisée (Pt1) jusqu'à l'arrivée du gaz sous les obturateurs où il sera évacué en circulation ou en utilisant la lubricating technique.

En pratique, une marge de sécurité est prise pour pallier aux fluctuations des pressions lors de la manipulation de la duse.

**III.3.4.3. Cas pas de communication de pression et impossibilité de circulation :**

Lorsque la lecture de la pression en tête des tiges n'est pas possible, le contrôle de la pression de fond doit se faire avec le manomètre annulaire

**III.3.4.4.Choix Et Calculs :****❖ Choix du palier de pression de travail ( $\Delta P$ ) :**

Le palier de pression de travail ( $\Delta P$ ) est défini comme étant l'augmentation de pression annulaire autorisée avant de purger un certain volume de boue pour garder la pression de fond constante. La valeur de ce palier de pression est généralement comprise entre 5 et 10 bars.

En pratique, l'augmentation de la pression annulaire est obtenue en laissant le gaz migrer puits fermé.

**❖ Choix de la marge de sécurité (S) :**

Une marge de sécurité de 10 à 15 bars est prise pour pallier aux variations des pressions dues au maniement de la duse.

**❖ Calcul du volume de purge (V) :**

Le volume V est le volume de boue à purger dans le trip tank donnant une pression hydrostatique dans l'espace annulaire égale au palier de pression de travail ( $\square P$ ) choisi. Le calcul de ce volume est obtenu par la formule suivante:

$$V = \frac{10.2 \times \Delta P}{d_1} \times V_{ea} \quad (\text{III.1})$$

V : Volume de boue à purger (L)

$\Delta P$  : Palier de pression de travail (bars)

$d_1$  : densité de la boue (kg/L)

$V_{ea}$  : Volume espace annulaire correspondant à la position du gaz dans l'espace annulaire (L/m)

**Calcul de la vitesse de migration du gaz ( $V_m$ ) :**

Une fermeture prolongée du puits après une venue de gaz aura pour conséquence une augmentation de pression due à la migration de ce dernier.

La vitesse de migration du gaz dans l'espace annulaire est estimée à partir de l'augmentation de la pression par unité de temps. Pour connaître la position du gaz à tout moment dans l'espace annulaire, la formule suivante peut être appliquée:

$$V_m = \frac{10.2 \times \Delta P}{d_1} \quad (\text{III.2})$$

$V_m$  : vitesse de migration du gaz (m/h)

$\Delta P$  : augmentation de pression (bars/h)

$d_1$  : densité de la boue (kg/L)

#### III.3.4.5. Procédure de mise en œuvre de la méthode volumétrique :

- ❖ Noter la pression stabilisée en tête de l'annulaire  $Pa_1$
- ❖ Laisser la pression annulaire monter jusqu'à la valeur

$$Pa_2 = Pa_1 + S + \Delta P$$

- ❖ Purger dans le trip tank à pression annulaire constante et égale à  $Pa_2$  le volume de boue  $V$  calculé correspondant à la position du gaz dans l'annulaire en utilisant de préférence la duse manuelle
- ❖ Laisser la pression annulaire monter d'une valeur égale au palier de pression de travail  $\Delta P$  choisi. La pression annulaire aura une nouvelle valeur:

$$Pa_3 = Pa_2 + \Delta P$$

- ❖ Répéter les séquences 3 et 4 jusqu'à l'arrivée du gaz en surface, puis sera évacué en utilisant la lubricating technique.

#### III.3.4.6. Lubricating technique :

C'est une technique utilisée pour évacuer un volume de gaz se trouvant sous les obturateurs en le remplaçant par la boue de forage.

Le principe de la technique consiste à maintenir la pression de fond constante en pompant un certain volume de boue par l'espace annulaire et de purger un volume de gaz pour réduire la pression annulaire d'une valeur égale à la pression hydrostatique du volume pompé.

#### III.3.4.7. Procédure de mise en œuvre de la lubricating :

- ❖ Noter la pression annulaire  $Pa$
- ❖ Choisir un palier de pression de travail  $\Delta P$  qui est généralement compris entre **5 et 10bars**
- ❖ Calculer le volume de boue  $V$  donnant une pression hydrostatique dans l'espace annulaire égale au palier de pression de travail  $\Delta P$  choisi

$$V = \frac{10.2 \times \Delta P}{d_1} \times V_{ea} \quad (\text{III.3})$$

V : volume de boue à pomper par l'espace annulaire (L)

$\Delta P$ : palier de pression de travail choisi (bars)

$d_1$  : densité de la boue (kg/L)

V<sub>ea</sub>: volume de l'espace annulaire tubage-tiges (L/m)

- ❖ Pomper par l'espace annulaire (kill line) le volume de boue V calculé
- ❖ Laisser la boue se décanter à travers le gaz
- ❖ Purger du gaz à l'aide de la duse manuelle pour réduire la pression annulaire d'une valeur égale au palier de pression de travail  $\Delta P$  choisi plus la surpression due à l'injection de la boue
- ❖ Répéter les séquences 4, 5 et 6 jusqu'à l'évacuation complète de la venue

**Note:**

Dans le cas d'une venue en cours de manœuvre, la pression annulaire doit être nulle en fin de l'opération de lubrification et l'augmentation de la densité n'est pas nécessaire pour remettre le puits sous contrôle.

### **III.4.Problèmes associés au contrôle des puits :**

#### **III.4.1.Endommagement de la formation :**

La boue de forage est constituée essentiellement d'une phase liquide mixée avec des produits chimiques et solides afin de contrôler les problèmes de pertes de circulation.

Le mécanisme de filtration pendant le forage dû essentiellement à la perte de la phase liquide de la boue dans le réservoir peut endommager la couche productrice par le dépôt des solides, le même problème peut se produire pendant les opérations de perforations.

Les conséquences de l'endommagement du réservoir peuvent être:

- ❖ une diminution de perméabilité par déposition des solides contenus dans la boue et qui forment un filtre cake
- ❖ une diminution de la perméabilité relative dû à l'invasion de la couche
- ❖ productrice par l'eau contenue dans la phase liquide de la boue
- ❖ une réduction de la perméabilité par gonflement des argiles

L'utilisation de produits LCM destinés pour colmater les pertes de circulation doivent être sélectionnés de façon qu'on puisse les détruire ultérieurement.



Généralement les produits LCM les plus utilisés sont:

- ❖ le sel qui peut être éliminé avec de l'eau claire
- ❖ les carbonates de calcium qui sont acidifiables

L'utilisation de l'eau claire ou le gazoil durant les opérations de forage, complétion/work over et perforations peut réduire considérablement les problèmes d'endommagement de la formation par les produits chimiques et solides contenus dans le fluide utilisé.

Pendant la phase de production l'endommagement de la formation peut avoir les conséquences suivantes:

- ❖ une réduction de la perméabilité par les dépôts d'asphaltées et de paraffines
- ❖ un bouchage des parois du puits par précipitation de dépôts (sulfates de baryum)
- ❖ une réduction de la perméabilité par formation d'une émulsion huile/eau (wetting)
- ❖ une réduction de la perméabilité par gonflement des argiles

La meilleure façon d'éviter l'endommagement de la formation durant les interventions sur un puits est de:

- ❖ isoler la formation par une barrière mécanique (bouchon wire line ou de sable)
- ❖ choisir un fluide de complétion et workover adéquat.

DESIGNATION		INTERVALLE DE DENSITE
Chlorures de Potassium	KCl	1.00 - 1.16 Kg/l
Chlorures de Sodium	NaCl	1.00 - 1.20 Kg/l
Chlorures de Calcium	CaCl <sub>2</sub>	1.00 - 1.42 Kg/l
Chlorures de Calcium	CaCl <sub>2</sub>	1.42 - 1.85 Kg/l
Bromures de Calcium	CaBr <sub>2</sub>	
Chlorures de Calcium	CaCl <sub>2</sub>	1.74 - 2.30 Kg/l
Bromures de Calcium	CaBr <sub>2</sub>	
Bromures de Zinc	ZnBr <sub>2</sub>	
Bromures de Calcium	CaBr <sub>2</sub>	1.74 - 2.30 Kg/l
Bromures de Zinc	ZnBr <sub>2</sub>	
Bromures de Zinc	ZnBr <sub>2</sub>	1.62 - 2.52 Kg/l

**Tableau III.1** : des différents types de saumures et leurs densités

### III.4.2 Pressions piégées :

Les pressions de fermeture en tête de puits peuvent être affectées par des pressions piégées dans l'annulaire ou dans le tubing.

Une pression piégée est généralement causée par:

- ❖ une migration de gaz dans un puits fermé
- ❖ un certain volume de gaz piégé derrière l'extension sous packer
- ❖ une fermeture du puits avant l'arrêt total des pompes

La pression piégée due à la migration de gaz ne sera stabilisée que lorsque le gaz arrive en surface par contre une pression piégée due à la fermeture du puits avant l'arrêt complet des pompes restera stable.

Pour vérifier la présence d'une pression piégée on doit normalement procéder à des purges successives de volume n'excédant pas approximativement 80 litres

(½ baril) par purge tout en observant les pressions en tête du puits après chaque purge.

Si les pressions observées en tête de puits sont dues à des pressions piégées, chaque purge entraînera une diminution de ces pressions, dans le cas contraire les pressions en tête vont augmenter ou restent stables.

### III.4.3. Formation des hydrates :

La formation des hydrates est un phénomène qui peut se manifester en aval des restrictions causé par une détente brusque et importante d'un gaz humide (**FIG.III.1**).

Les hydrates peuvent se former à une température supérieure à celle de cristallisation de l'eau, sous certaines conditions de pression et de température pour un gaz de densité donnée (**FIG.III.2**).

Pour éviter la formation des hydrates durant les opérations d'intervention, trois actions peuvent être prises:

- ❖ réduire la pression différentielle
- ❖ augmenter la température en surface
- ❖ injecter des produits antigel principalement le glycol qui a une température de cristallisation de - 7°C (débit d'injection de la pompe entre 0.25 et 1 ℓ/mn)

Pour éliminer les hydrates déjà formés on augmente la température ou on injecte le méthanol au point d'intérêt (le méthanol ayant une température de cristallisation de -63°C)

% GLYCOL / EAU	TEMPERATURE DE CRISTALLISATION °C	DENSITE MELANGE
100/0	-7	1.115
90/10	-28	1.109
80/20	-43	1.101
70/30	-60	1.091
60/40	-60	1.079
50/50	-44	1.068

Tableau.III.2 :des températures de cristallisation du mélange glycol/eau

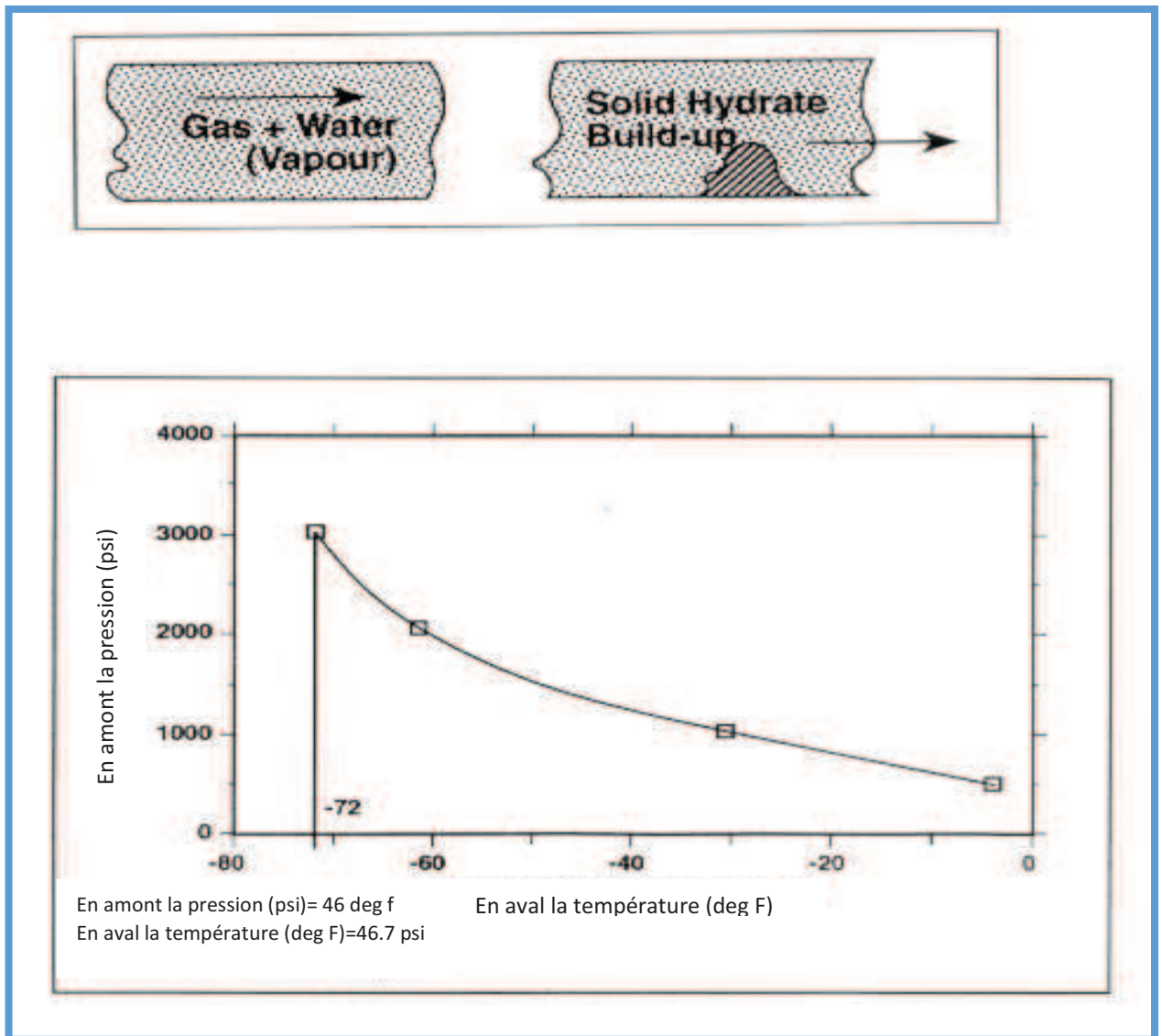


Fig.III.1. Effet de détente de Gaz (Joule Thomson)

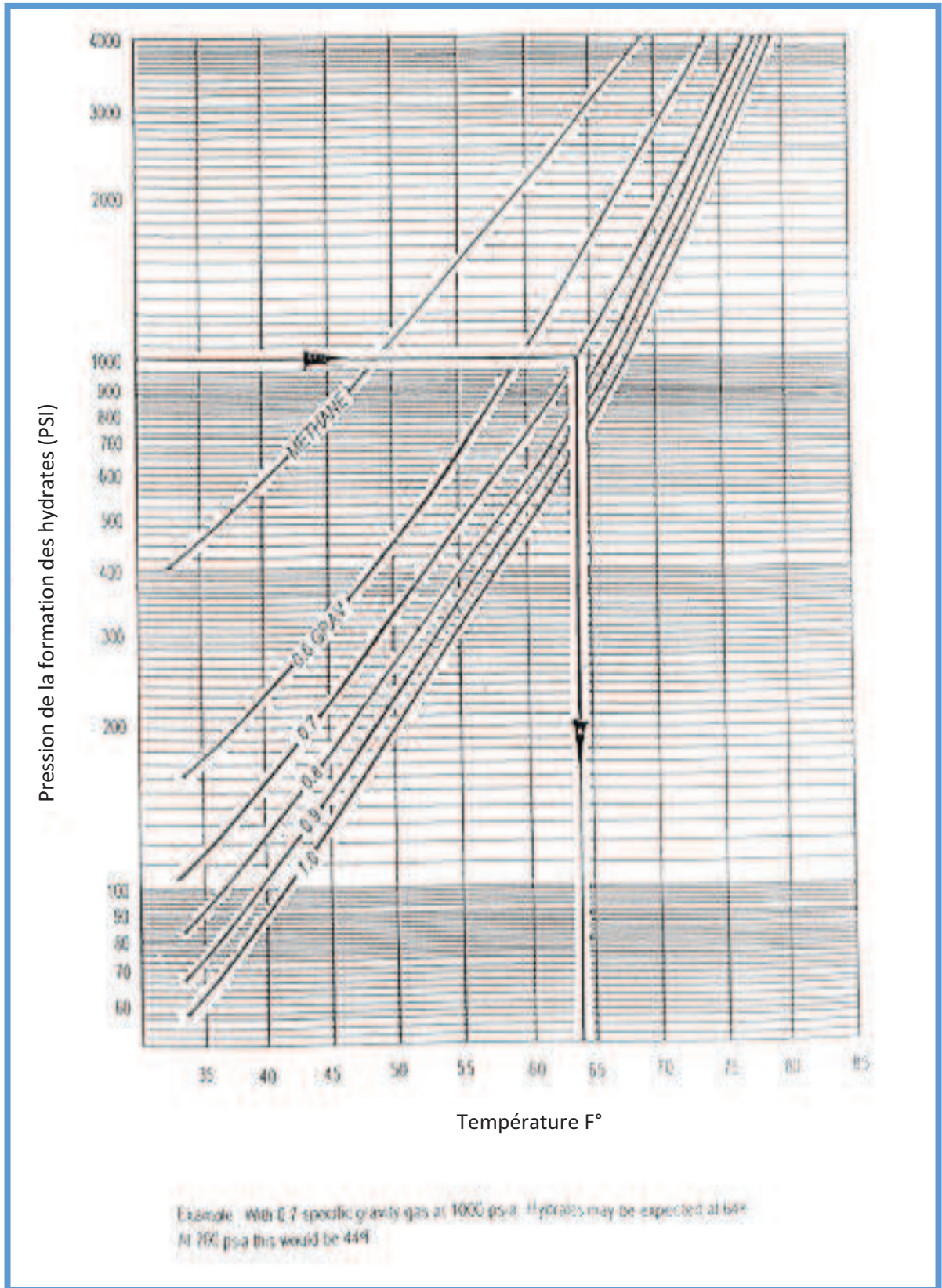


Fig.III.2.Courbes de formation des hydrates d'après KATZ

**III.4.3.Problèmes du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) :**

Le sulfure d'hydrogène est un gaz toxique, explosif et corrosif, à très faible concentration son odeur est similaire à celle d'un œuf pourri mais à forte concentration le sulfure d'hydrogène s'attaque directement au système nerveux et la mort est instantanée. La densité du sulfure d'hydrogène est supérieure à celle de l'air c'est la raison pour laquelle il se concentre dans les endroits bas.

Les normes standards définissent la limite maximale de travail (threshold limite) de 8ppm/jour/semaine mais si la concentration d'H<sub>2</sub>S dépasse cette valeur le port du masque devient obligatoire. Le personnel opérant dans les zones à risque d'H<sub>2</sub>S doit normalement être certifié et entraîné.

Le meilleur moyen de prévention contre le sulfure d'hydrogène dans le cas de forage et de workover est de s'assurer que la pression de fond est toujours supérieure à la pression de pore.

Dans le cas d'une venue de sulfure d'hydrogène, il est hautement recommandé de ne pas circuler l'H<sub>2</sub>S en surface mais de le réinjecter dans la formation.

Dans les autres cas d'intervention sur les puits producteurs, il est recommandé d'équiper l'installation de surface de systèmes de détection et de moyens de secours et d'évacuation d'urgence. Des systèmes pour ventiler ou brûler le sulfure d'hydrogène doivent être installés afin de minimiser les risques de perte humaine et de pollution.

Des équipements de secours de premières nécessités d'une autonomie de cinq (05) minutes doivent être mis à la disposition du personnel.



### III.5. Les Equipements Nécessaires Pour L'opération De La Neutralisation :

#### ❖ Pompe:

La Pompe de Haliburton HT-400 <sup>TM</sup> est un appareil léger, robuste et polyvalent qui a été introduit en 1957. Son nom l'indique horizontale Triplex et sa correction initiale de 400 chevaux. Depuis ses débuts, la conception de base a été améliorée et mis à jour jusqu'à ce qu'il soit maintenant évalué à 800 maximum hp dans certaines configurations. La pompe a effectué des millions d'heures de fracturation, acidification, cimentage et travail de contrôle de sable et d'eau

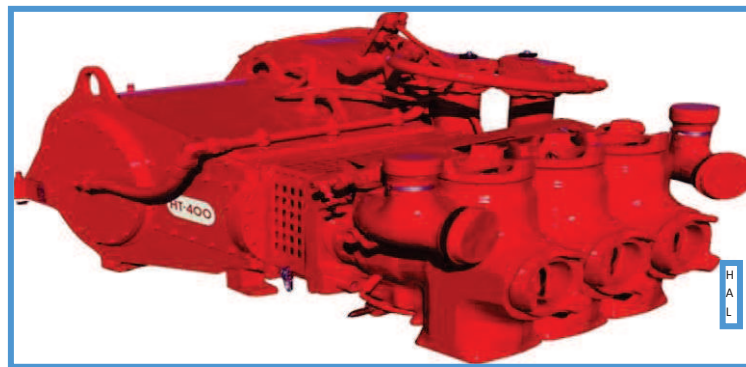


Fig. III. 3 Pompe MC HT-400

#### ❖ Caractéristiques

Diamètre de piston, pouces	6"	5"	4 1/2"	4"	3 3/8"
Pression maximale (psi)	6250	9000	11200	14000	20000
Taux maximum @ vilebrequin 275 tr/min					
GPM	810	560	454	360	255
BPM	19.3	13.3	10.8	8.6	6.1
Entrée maximale HP	800	800	800	800	800

Tableau III.3. Caractéristiques de model de Service de simulation/cimentation

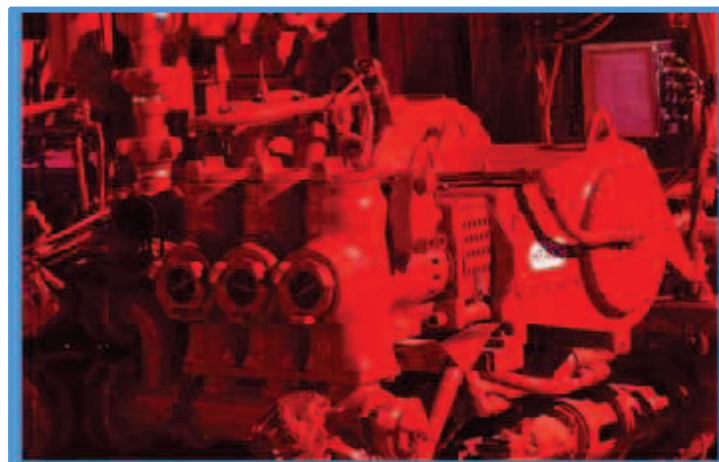
Diamètre de piston, pouces	6"	5"	4 1/2"	4"	3 3/8"
Pression maximale (psi)	3000	4500	5600	7000	10000
Taux maximum @ vilebrequin 75 tr/min					
GPM	221	153	124	98	65
BPM	5.3	3.6	2.9	2.3	1.5
Entrée maximale HP	275	275	275	275	275

**Tableau III.3** model de Forage/ Services Industriel

Extrémités de puissance sont soumises à également des tests rigoureux dans une installation d'essai de Haliburton. Pompes sont exécutés pour plus d'une heure à des vitesses variées et différentes pressions de pompage, avant leur installation sur une unité. Une fois l'unité terminée, chaque pompe est éprouvée pendant le contrôle de



**Fig.III.4** pompe HT 400 monté au skid **Fig.III.5.** Pompe HT 400 photo de coté



**Fig.III.6.** pompe monte à l'unité de neutralisation

**❖ Choke manifold :**

Haliburton Starter multiples permet à un opérateur de contrôler manuellement le flux de puits à la surface au moyen d'un étrangleur réglable ou fixe. Le starter fournit à l'opérateur, alimenté, ou fixe contrôle du puits de l'ouverture ou la fermeture de l'orifice de starter soit manuel progressif. Conception de la tubulure d'admission étrangleur permet aux opérateurs de limiter l'érosion qui se produit depuis les vitesses très élevées à et immédiatement en aval de l'orifice - pour les pièces remplaçables dans le starter.

Le collecteur de Choke de Haliburton est disponible avec 10 000 lb/po<sup>2</sup>

(68,9 MPa) ou pression de service de 15 000 lb/po<sup>2</sup> (103,4 MPa) et 5-vanne ou versions de « bloc et saigner » 8 vannes. D'un côté, un étrangleur réglable permet un contrôle plus flexible pour les taux de nettoyage de puits de forage. De l'autre côté est un Starter positive pour donner le contrôle plus précis du débit pour fluides prédéterminés pour diverses méthodes d'essai. En utilisant les valves et étrangleur réglable, l'opérateur peut changer le starter positif sans arrêt des opérations ou affectant les objectifs de l'essai.



**Fig. III.7 :** Choke manifold

**❖ Caractéristiques :**

- ✓ Réglable et selfs positives pour aider à maintenir un débit constant, ce qui améliore la qualité de données test.
- ✓ Conçu pour un entretien facile au cours des opérations et pour un coût de réparation globale grâce à sa conception composant.
- ✓ Collecteur 8 vanne Starter, utilisé dans le cadre des solides de progiciels de gestion, permet un contrôle plus sûr grâce à l'utilisation de vannes « double bloc et saigner ».
- ✓ Est conforme aux normes applicables de l'industrie (API 6 a) et peut être certifié par le biais de tierces parties, comme l'exige.



**❖ Avantage :**

- (5) vannes versions des 10 000 lb/po2 (68,9 MPa) et 15 000 lb/po2 (103,4 MPa) Starter collecteurs sont équipées d'un robinet de dérivation du centre, ce qui permet davantage d'options au cours des opérations de nettoyage.
- (8) vannes versions des 10 000 lb/po2 (68,9 MPa) et 15 000 lb/po2 (103,4 MPa) Starter collecteurs sont équipées de deux vannes de hydraulicactuated primaire du côté amont du collecteur.
- En-têtes de données peuvent être intégrés dans la conception collectrice starter eminichargeurs.
- Bouchons d'obturation sur toutes les versions sont percés et taraudés pour autoclave 9/16"



CHAPITRE IV  
PARTIE CALCULE



## IV.1.L'opération De La Neutralisation Du Puits OKNI-3/GT34:

### IV.1.1.puits OKNI-3

Laméthodeutilisée pour neutraliser le puits est la neutralisation par circulation direct

#### IV.1.1.1.Données de puits I :

Côte packer	: 3250 m
Côte sommet des perforations	: 3352.5 m
Pression de pores	: 275.81 bars
Densité du fluide de complétion	: 1.1
Pression en tête de tubing (puits fermé)	: 30 bars
Pression en tête de casing (puits fermé)	: 32 bars
Densité d'huile	: 0.84
Capacité du Tubing 2"7/8 N.Vam N80-9,40	: 2.44 l/m
Csg: 7" 32 lb/ft P110	: (6.094" ID)
Capacité de l'espace annulaireCsg-Tbg:	14.631 l/m
Débit de contrôle	: Qr = 250 l/min

Avant qu'en commencent l'opération on doit purger l'espace annulaire donc la pression de tête de l'annulaire soit **0 bar**

#### IV.1.1.2.Calcul de volume concerné :

$$\text{Volume Tbg}=3250 \times 2.441=7933.25 \text{ l}$$

$$\text{Volume sous packer}=232.5 \times 15.35=3704.92 \text{ l}$$

$$\text{Volume de l'espace annulaire} = 3250 \times 14.63= 47547.5 \text{ l}$$

$$\text{Le volume totale} =7933.25+3704.92+47547.5 =59185.67 \text{ l}$$

#### IV.1.1.3. Calcul de la densité du fluide de contrôle :

$$P_h = P_g + S \quad (S \approx 5 \text{ à } 15 \text{ bar}) \text{ dans l'algrielle interval } S= 30 \text{ bar}$$

$$P_h = 275.81 + 30 = 305.81 \text{ bar}$$

$$D_f = 0.86$$

$$\frac{d_{con} \times z_{packer}}{10.2} + \frac{d_{inf} (tvd - z_{packer})}{10.2} = 305.81 \text{ bar}$$

$$\frac{d_{con} \times 3250}{10.2} + \frac{0.84 \times (3482.5 - 3250)}{10.2} = 305.81 \text{ bar}$$

La densité de fluide de contrôle  $d_{con} = 0.90$

- ✓ Le puits a été neutralisé avec une solution de KCL de concentration de 2%
- La densité de solution 1.013

## IV.2. CALCULE DES PERTES DE CHARGES :

### IV.2.1. Les pertes de la charge initiale :

#### ----- Paramètres Etude Pertes De Charges Régulières -----

- ❖ Diamètre de conduite = 55,75 mm
- ❖ Longueur de conduite = 3250 mètres
- ❖ Débit volumique = 4,166667E-03mètres cubes/secondes
- ❖ Gravité = 9,81 mètres/s<sup>2</sup>
- ❖ Matière de la conduite = acier
- ❖ Rugosité de la conduite  $R = 0,05$ (profondeur moyenne de rugosité en mm)
- ❖ Densité du fluide = 840 kilogrammes/mètres cubes
- ❖ Température du fluide = 20 Degrés Celcius
- ❖ Fluide sélectionné= pétrole
- ❖ Viscosité dynamique du fluide= 0,00065 exprimée en poiseuilles (pascal-seconde)
- ❖ Viscosité cinématique du fluide= 7,738095E-03 exprimée en en STOKES (St)
- ❖ Viscosité cinématique du fluide= 7,738095E-07 en metres<sup>2</sup>/seconde (10 000 Stokes = 1 m<sup>2</sup>/seconde)

#### ----- Résultats Etude Pertes De Charges Régulières-----

- ❖ Section de conduite = 2,441072E-03 m<sup>2</sup>
- ❖ Vitesse moyenne du fluide = 1,7069 m/s
- ❖ Vitesse maxi du fluide = 3,4138 m/s
- ❖ Débit masse = 3,5 Kg/s
- ❖ Coefficient de perte de charge = 2,139881E-02
- ❖ Nombre de Reynolds = 122975,6
- ❖ type d'écoulement et équation utilisée = turbulent (équ. COLEBROOK)
- ❖ PERTE DE CHARGE REGULIERE(Pascals)= 1526488Pascals
- ❖ PERTE DE CHARGE REGULIERE (m.c.f)= 185,2444Mètres-colonne-fluide
- ❖ PERTE DE CHARGE REGULIERE (Bars)= (15,2649bars)

### IV.2.2. Pertes des charges finales

#### ----- Paramètres Etude Pertes De Charges Régulières-----

- ❖ Diamètre de conduite = 55,75 mm
- ❖ Longueur de conduite = 3250 mètres
- ❖ Débit volumique = 4,166667E-03mètres cubes/secondes
- ❖ Gravité = 9,81 mètres/s<sup>2</sup>
- ❖ Matière de la conduite = acier
- ❖ Rugosité de la conduite  $R = 0,05$ (profondeur moyenne de rugosité en mm)
- ❖ Densité du fluide = 1230 kilogrammes/mètres cubes

- ❖ Température du fluide = 20 Degrés Celcius
- ❖ Fluide sélectionné = solution 2% KCL
- ❖ Viscosité dynamique du fluide= 0,001004544 exprimée en POISEUILLES (PASCALS-SECONDE)
- ❖ Viscosité cinématique du fluide= 8,167025E-03 exprimée en en STOKES (St)
- ❖ Viscosité cinématique du fluide= 8,167024E-07 en metres<sup>2</sup>/seconde (10 000 Stokes = 1 m<sup>2</sup>/seconde)

----- **RESULTATS ETUDE PERTES DE CHARGES REGULIERES** -----

- ❖ Section de conduite = 2,441072E-03 m<sup>2</sup>
- ❖ Vitesse moyenne du fluide = 1,7069 m/s
- ❖ Vitesse maxi du fluide = 3,4138 m/s
- ❖ Débit masse = 5,125 Kg/s
- ❖ Coefficient de perte de charge = 2,150321E-02
- ❖ Nombre de Reynolds = 116517
- ❖ type d'écoulement et équation utilisée = turbulent (équ. COLEBROOK)
- ❖ DE CHARGE REGULIERE(Pascals)= 2246121Pascals
- ❖ PERTE DE CHARGE REGULIERE (m.c.f)= 186,1482Mètres-colonne-fluide
  - ❖ PERTE DE CHARGE REGULIERE (Bars)= (18.851bars)

### IV.3. Etape 1: Démarrage du contrôle

#### IV.3.1. Calcule de Pression de refoulement :

$$P_{R1} = P_{tbg1} + P_{c1}$$

$P_{tbg1}$  = la pression en tête après l'ouverture de SSD

$$P_{tbg1} = \frac{1.1 \times 3250}{10.2} - \frac{0.84 \times 3250}{10.2} = \mathbf{82.84bar}$$

Donc :

#### IV.3.2. Pression initiale de circulation

$$PR_1 = P_{tbg1} + p_{c1} = 82.84 + 15.265 = \mathbf{98.10bar}$$

Depuis ces caractéristiques de puits les paramètres choisis des équipements sont :

#### Pompe triplex HT 400 :

Puissance du moteur : 275 HP

Volume au coup : 10.564 l (piston : 6" – course : 8" – rendement volumétrique : 95 %)

Pression maxi.: 206.842 bar

#### Manifold :

-Pression maxi. : 5000 psi                      - Conduite 4" de 10 m environ

- Duse variable : 0 – 2"                      - Duse fixe : 1/4"

#### Nombre de coups pour remplir l'intérieur tubing

$$N = \frac{V_{tbg}}{V_u} = \frac{7930}{10.564} = 751 \text{ coup}$$

Nombre de coups pour remplir l'espace annulaire

$$N = \frac{V_{ann}}{V_u} = \frac{47547.5}{10.564} = 4501 \text{ coup}$$

Nombre de coups total :

$$N_t = 751 + 4501 = 5252 \text{ coup}$$

#### IV.4. Etape 2: Tubing plein de fluide de contrôle

- Hauteur d'huile dans l'espace annulaire

$$H = \frac{7930}{14.631} = 541.62 \text{ m}$$

- Pression hydrostatique annulaire:

$$P_{ann} = \frac{d_{inf} \times z_{inf}}{10.2} + \frac{d_{sum} \times (z_{packer} - z_{inf})}{10.2}$$

$$P_{ann} = \frac{0.84 \times 541.62}{10.2} + \frac{1.1 \times (3250 - 541.62)}{10.2} = 336.68 \text{ bar}$$

- Pression hydrostatique tubing plein de fluide de contrôle

$$P_{int} = \frac{d_f \times z_{packer}}{10.2} = \frac{1.013 \times 3250}{10.2} = 322.77 \text{ bar}$$

- Pression statique en tête de tubing:

$$P_{tbg2} = 336.68 - 322.77 = 13.91 \text{ bar}$$

- Pression statique en tête annulaire

$$P_{ann2} = 0 \text{ bar}$$

#### IV.4.1. Pression final de circulation

$$P_R = 18.851 + 13.91 = 32.761 \text{ bar}$$

#### IV.5. Etape 3: Arrivée du fluide de formation en surface

- Pression hydrostatique tubing plein de fluide de contrôle

$$P_{h_{tbg}} = \frac{d_c \times z_{packer}}{10.2} = \frac{1.013 \times 3250}{10.2} = 322.77 \text{ bar}$$

- Pression hydrostatique annulaire

$$ph_{ann} = \frac{d_{inf} \times z_{inf}}{10.2} + \frac{d_c \times (z_{packer} - z_{inf})}{10.2}$$

$$Ph_{ann} = \frac{0.84 \times 541.62}{10.2} + \frac{1.013 \times (3250 - 541.62)}{10.2} = \mathbf{313.58bar}$$

- Pression statique en tête d'annulaire

$$P_{ann3} = 322.77 - 313.58 = \mathbf{9.19bar}$$

- Pression statique en tête de tubing

$$P_{tbg3} = \mathbf{00bar}$$

#### IV.6. Etape 4: Arrivée du fluide de contrôle en surface

$$P_R = \mathbf{32.761bar}$$

$$P_{an4} = \mathbf{0bars}$$

$$P_{tbg} = \mathbf{0bars}$$
 (À l'arrêt de la circulation)

##### IV.6.1. Détermination des paliers de pression

$$\Delta P_r \times \frac{50}{C_i} = (98.10 - 32.761) \times \frac{50}{751} = \mathbf{4.35 bar/50 coups}$$

nombre des coupes	0	50	100	150	200	250	300	350
pression	98.10	93.75	89.4	85.05	80.7	76.35	72	67.65
nombre des coupes	400	450	500	550	600	650	700	751
pression	63.3	58.95	54.6	50.25	45.9	41.55	37.2	32.761

**Tableau IV.1** : montre l'évolution de pression en tête de tubing par rapport à le nombre de coupes

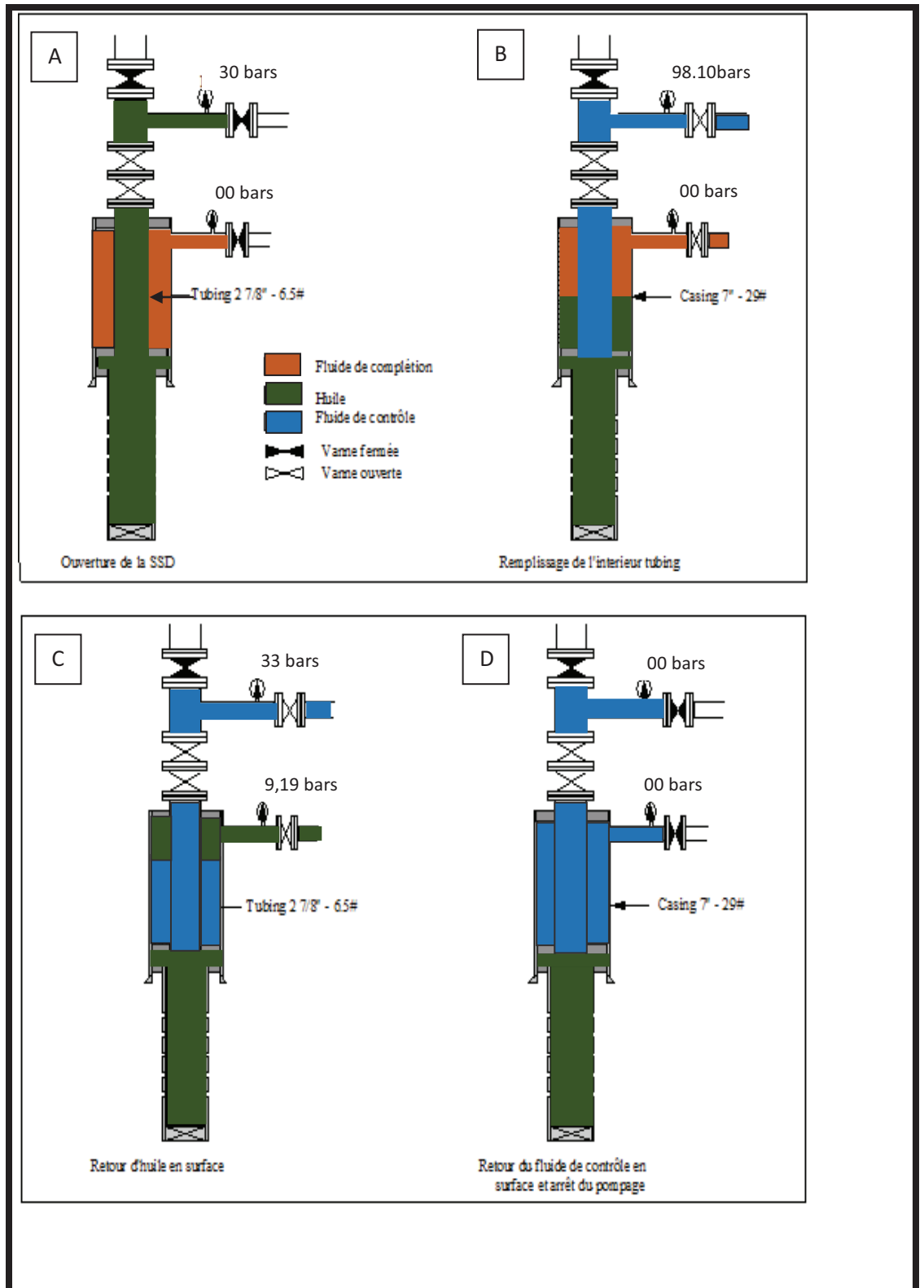
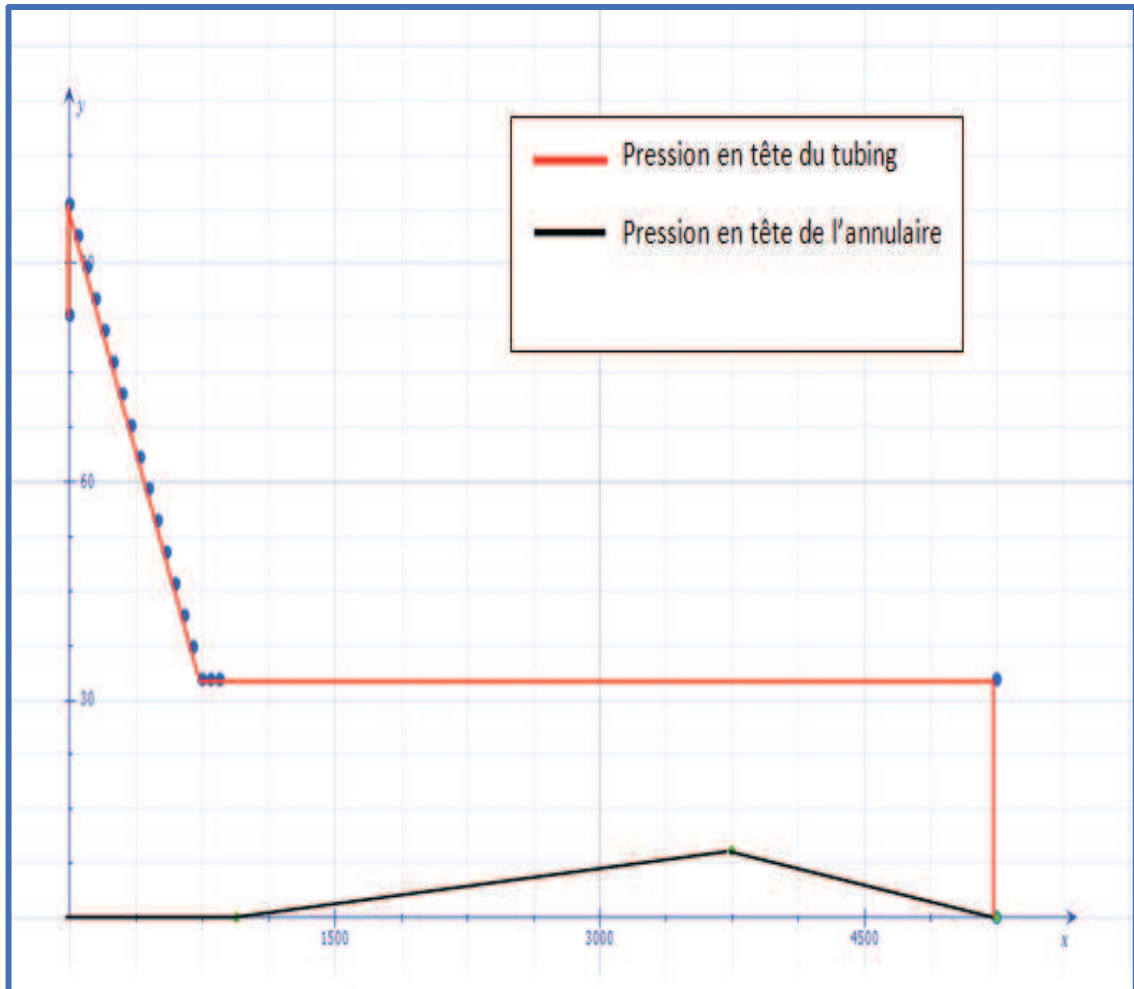


Fig.IV.1.évolution de pression en tête durant l'opération neutralisation par circulation direct





**Fig.IV.2.** diagramme montre l'évolution de pression en tête par rapport au nombre des coups

#### Discussion de diagramme :

Au départ de la circulation on remarque une augmentation de pression en tête de tubing due à la pression de refoulement initial (FIG.IV.1B). Et après une diminution de pression en tête de tubing jusqu'à une valeur qui est la pression de refoulement final (FIG.IV.1C), la pression en tête de tubing restera constante jusqu'à la fin de l'opération.

Au départ de circulation la pression en tête de l'annulaire reste nul jusqu'au point où  $P_{ann} = P_{tbg}$  (945 coups)

La pression en tête de l'annulaire commence à augmenter jusqu'à une valeur MAX 9.19 bar à l'arrivée de brute à la surface (3751 coups)

La pression en tête de l'annulaire commence à diminuer jusqu'à 0 bar au point de l'arrivée du fluide à la surface (FIG.IV.1D)

**IV.7. PuitsGT 34 :**

La méthode de neutralisation utilise est la bullheading

**IV.7.1 données du puits II GT 34 :**

Côte packer	: 3250 m
Côte haut perforation	: 3300 m
Densité du fluide annulaire	: 1.08 Kg /l
Densité de fracturation	: 1.70 Kg/l
Capacité du tubing 4 ½ - N80 - 13.50#	: 7.79 l/m
Pression d'éclatement du tubing	: 622 bars
Pression stabilisée en tête du tbg (puits fermé)	: 258 bars
Pression de pores	: 330bars
Gradient du gaz	: 0.022 bar/m

**CALCULS :**

- volume de tubing  

$$V_{tbg} = 3300 \times 7.79 = 25707 \text{ l}$$
- densité de fluide de contrôle  

$$d_r = \frac{330 \times 10.2}{3300} = 1.02 \text{ kg/l}$$
- pression maximale admissible en tête de tubing au début de l'opération bullheading  

$$P_{adm1} = \frac{1.70 \times 3300}{10.2} - (0.022 \times 3300) = 477 \text{ bars}$$
- pression maximale admissible en tête de tubing à la fin de l'opération bullheading  

$$P_{adm2} = \frac{(1.70 - 1.02) \times 3300}{10.2} = 220 \text{ bars}$$
- pression statique initiale stabilisée en tête de tubing  

$$P_{tbg1} = 258 \text{ bars}$$
- pression statique finale en tête de tubing à la fin de l'opération bullheading  

$$P_{tbg2} = 0 \text{ bars (puits plein de fluide de contrôle)}$$

La représentation graphique de l'évolution de la pression en tête de tubing est utilisée comme guide durant l'opération de neutralisation (fig 1 et 2.).

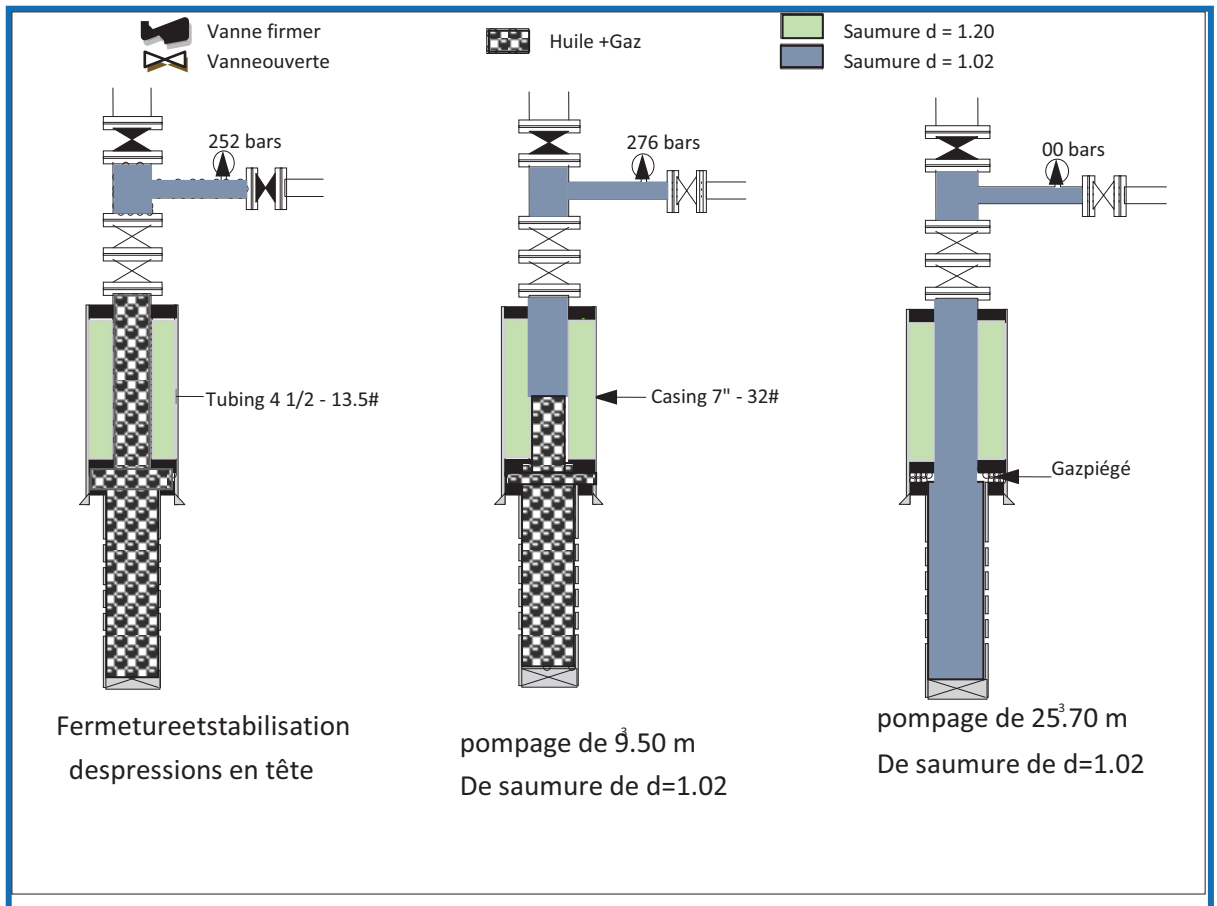


Fig.IV.3 évolution de pression en tête durant l'opération de bullhading

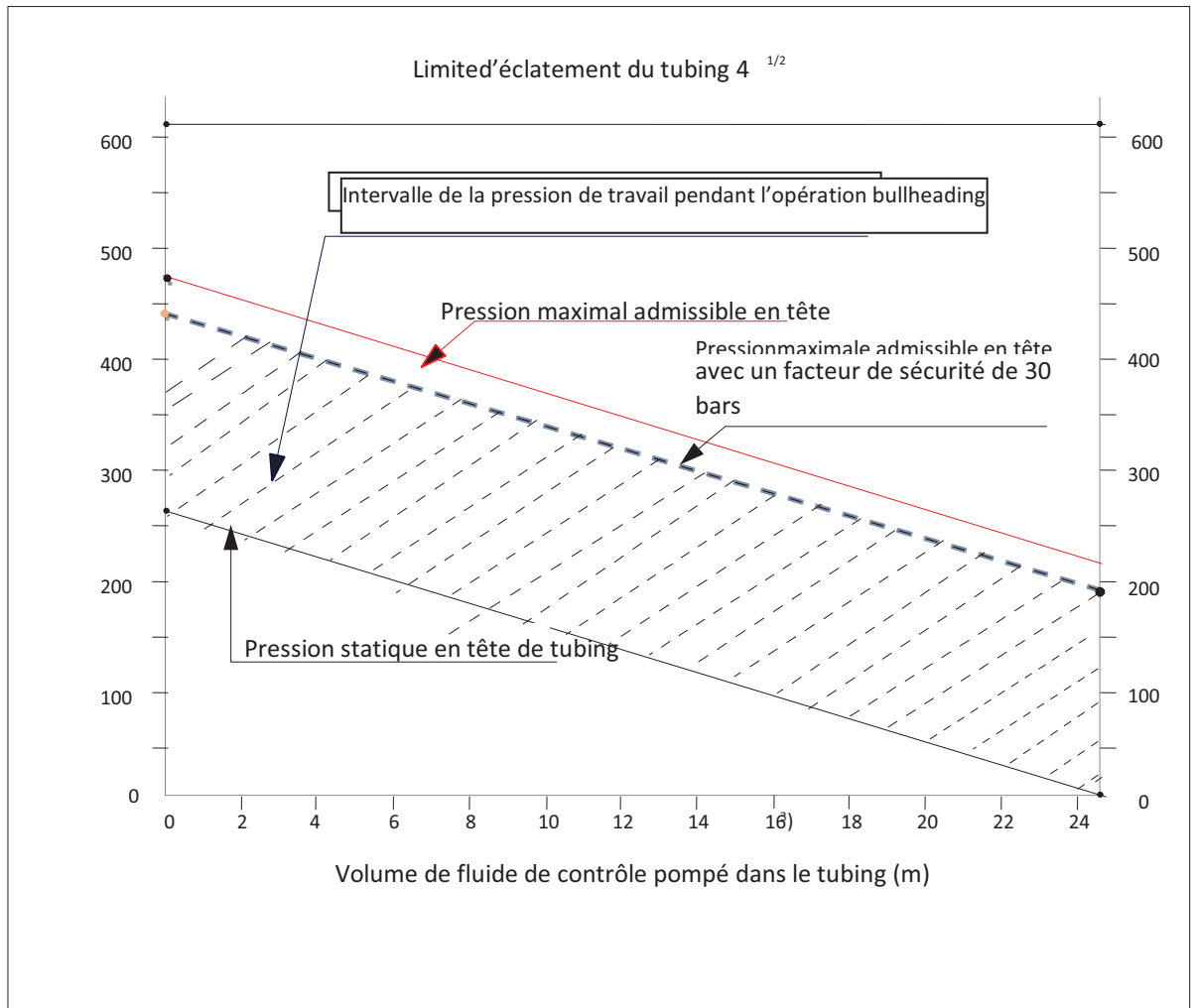


Fig.IV.4. diagramme montre l'évolution de pression en tête par rapport au volume pompé

## Conclusion

Les opérations de reconditionnement ou de reprises peuvent avoir de nombreuses causes, comme : défaillance des équipements, modification des conditions d'exploitation, réparation ou modification de la liaison couche-trou, changement de l'objectif du puits ou instrumentation.

L'unité d'intervention doit être choisie par rapport à l'opération à réaliser, et ce en fonction de ses capacités techniques (capacité de levage, possibilité de rotation, capacité de pompage ...), de son coût journalier et des disponibilités locales. En pratique, malheureusement, le choix privilégie souvent d'abord les disponibilités locales, puis le coût journalier. Cela ne se révèle pas forcément le plus économique sur le coût global de l'opération (durée, résultat, ...).

Donc, il faut choisir la méthode la plus adéquate c-à-d la plus sécurisée, économique, de moindre endommagement à la formation et que satisfaite l'objectif envisagé. Les méthodes de neutralisation les plus couramment utilisées sont neutralisation par circulation directe, par circulation inverse ou par Bullheading. Il y a plusieurs critères pour choisir entre ces méthodes comme :

- L'état du fluide d'annulaire
- Puits à huile ou à gaz
- Pertes de charge appliquées au fond
- Pertes de circulation
- Temps de circulation
- Pression de circulation
- .....

### REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- {1} « Complétion et reconditionnement des puits : programmes et modes opératoires »,1986
- {2} Naftogaz "Hassi Messaoud Alegria Well Intervention" Section 2,
- {3} « Introduction A La Prévention Des Eruptions », Enspm Formation Industrie, IFP Training, 2006
- {4} Saudi Aramco “Well Control Manual, Drilling & Workover”, ,Octobre 2002.
- {5} ”Well Control Principals and Procedures, (Restricted Shell Personnel Only)”, Ep 2002\_1500
- {6} « Procédures De Reprise D’un Puits Sur Le Champs De RhoudNouss », (Neutralisation Et Control De Venues).
- {7} « Opération De Mise A Disposition Et Remise En Servies, (Dégazage, Enertage, Neutralisation) », ENS pm Formation Industrie-IFP Training, 2005
- {8} Programmes De Calcule Mecaflex ,2006 standard
- {9} « Neutralisation D’un Puits, Enspm Formation Industrie » Ifp Training, 2006
- {10} « Déroulement Général D’un Work Over Et Neutralisation D’un Puits », Enspm
- {11} Well Intervention Méthodes Des Contrôles, Fiche Techniques, PDF De Sontrach 2010
- {12} Programme De Chantier Barkwi Enf4, Okn3, 2013
- {13} JOHN WRIGHTS CO.-Hydraulics Modeling. Matching known downhole well information with surface flow characteristics via computer allows selection of the most efficient kill method by Paul Smestad and Ole B. Rygg, part 05

OKNI3

**II. DONNEES DU PUIITS :**

**1. Situation du puits :**

Le puits OKNi3 se situe a environ 1.650 Km au Sud-est d'0KM57 a 1.300 Km au Sud-ouest d'OK101 et i 3 Km au Nord d'OKNO2.

**2. Coordonnées:**

Géographiques	UTM	Altitudes
X = 5° 1' 47".13 E	X = 692 305,50	Zs = 223.80 m
Y = 13° 47' 43",51N	Y = 3 519 374,60	Zt = 230.40 m

**3. Top des formations :**

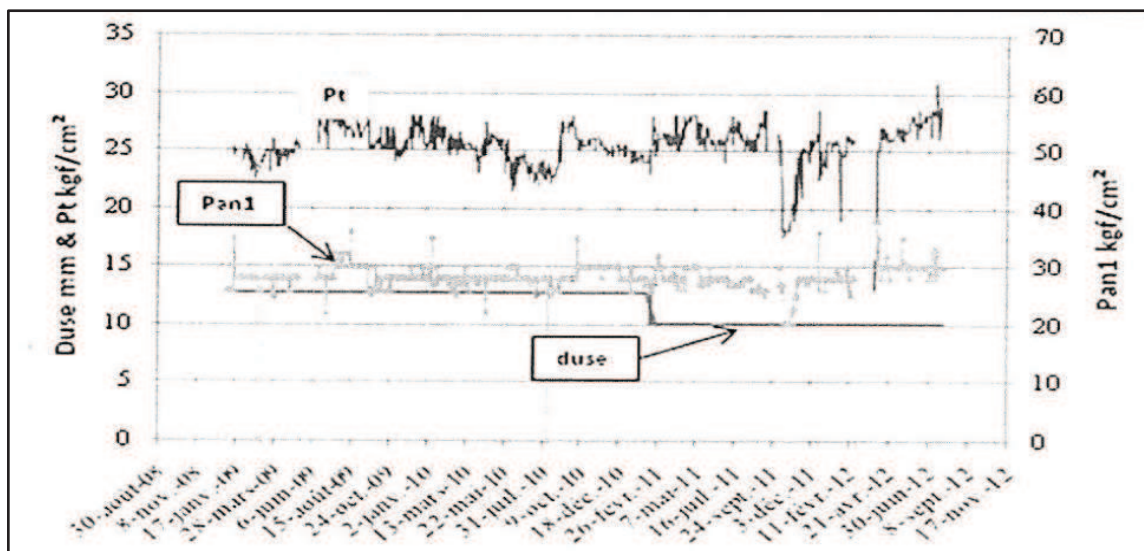
- ❖ Mio Pliocene0
- ❖ Sénonien Carbonate 45 m
- ❖ Sénonien Anhydritique370 m
- ❖ Sénonien Salifère 431m
- ❖ Turonien 626 m
- ❖ Cénomaniien 698 m
- ❖ Albien842 m
- ❖ Aptien1292 m
- ❖ Barrémien131 m
- ❖ Néocomien 1774 m
- ❖ Maim 1914 m
- ❖ Dogger Argileux 2087 m
- ❖ Dogger Lagunaire 2236 m
- ❖ Lias Anhydritique 2345 m
- ❖ Lias Salifère 2613 m
- ❖ Horizon 2713 m
- ❖ Sel + Anhydrite2742 m
- ❖ Sel Massif 11 2987 m
- ❖ Argiles supérieures3179.5m
- ❖ Argilo-salifère 3247.5m
- ❖ Argiles inferieures3297m
- ❖ TAG T23311m
- ❖ TAG T1 3340m
- ❖ Andésites3358m
- ❖ Série inferieure 3372m
- ❖ Gothlandien 3424m
- ❖ fond sondeur 3485.00 m
- ❖ fond diagraphique 3487.00 m

## 6.Pression du réservoir T1 + SI : (PFS du 16/09/2011)

PFS = 237.43Kg/cm<sup>2</sup> @ -3100 m Pression du réservoir actuelle (Estimée) =281.25 Kg/cm<sup>2</sup>

## 7.Paramètres de surface :

Ce diagramme se fait par un outil spéciale ( amerada )



## PROGRAMME DE WORK-OVER :

### 1-Préparation du puits :

- ❖ Démontez la ligne de collecte et la retirez en dehors du périmètre de sécurité.
- ❖ Fermez l'arrivée de gaz au niveau du «Pj» Point de Jonction.
- ❖ Démontez l'installation de surface du gas-lift.
- ❖ Sécurisez l'arrivée de la ligne de gaz au niveau de la plateforme.
- ❖ Nettoyez la cave du puits.
- ❖ Equiper les E.A. : 2"7/8 x 7"; 7" x 9"5/8 et 9" 5/8 x 13" 5/8 avec des manomètres étalonnés.
- ❖ Relever la pression des annulaires et purger à zéro.
- ❖ Fabriquer 130 m3 de boue a base d'huile (densité 0.9).
- ❖ Fabriquer. 55 m3 d'eau traitée (2% KCl).
- ❖ Neutraliser le puits avec circulation de d'eau traitée (2% KO) a travers le tubing.
- ❖ Observer le puits pendant 02 heures.

**NB:**

\* **Ajuster la densité a lu moindre manifestation du puits.**

\* **L'annulaire,7" x 2"7/8 est sous saumure : d = 1.1**

- ❖ Installer l'appareil de Work-Over



# GT34

## I-1) HISTORIQUE DU PUIT :

### 1-i) But du sondage :

Le sondage de GT 34 devait préciser sur le flanc Ouest de la structure de GASSITOUIL, l'extension de l'anneau d'huile comme dans le réservoir inférieur du TRIAS argileux gréseux, se trouve entre GT11 et GT 30.

En cours de forage les côtes du réservoir supérieur et des repérés situés au -dessus de l'objectif ont montré celui-ci serait partiellement dans le gaz.

### 1-2) Coordonnées :

X : 260.600,8°	Z sole: 211.36 m
Y : 3.360.369,6°	Z table : 214.7 m

## I-2) Données du sondage de GT34 :

- ❖ début du sondage : 13/06/2001
- ❖ Fin du sondage : 27/07/2001
- ❖ Cote finale : 3483m
- ❖ Date de mise en production 17/09/2001

### Résultats principaux :

- ❖ Niveau producteur : T.A.G.inferieur
- ❖ Perforation : 3300 m
- ❖ Côte packer : 3250 m
- ❖ Température de fond : 81°C

## I-3) REPRISE AU WORKOVER SUR GT34 :

L'objectif de l'opération changement des vannes soufflées sur la surface

## PROGRAMME D'INTERVENTION

### a) Données de base :

Repris en work over en 2010 et complété en 4" 1/2 avec un packer hydrostatique et injection sous packer.

Pression de gisement actuelle:336.506kg/cm<sup>2</sup>

Débit d'huile = 44 m<sup>3</sup>

GOR = 4636 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

Débit d'eau = 1,8 m<sup>3</sup>/J

**b) Manifestation du puits :**

Après la fermeture du puits le 01/07/10 à 14 hrs 40 mn suite au déclenchement de l'unité de compression aliment par le gaz produit par les puits du TAGI dont GT43,

Une forme de bruit d'un écoulement souterrain a été entendu sous la plate -forme . Aussitôt le puits a été rouvert sur le centre de production pour diminuer le débit de la fuite. Deux heures après des bulles de gaz sont apparues dans la cave et aux alentours immédiats du puits.

**c) Dispositions prises :**

- maintien de l'ouverture du puits sur le centre de production
- Délimitation d'un périmètre de sécurité
- Mobilisations moyens contre l'incendie (bacs, pompe, éclairage, camion anti-incendie, VLTT)
- Communication de l'information primaire à la hiérarchie et parties concernées. (MEM - DPP - VP AMT - DPR - HSE)
- Dessablage de la cave et raccordement des espaces annulaires sur torches  
Prise de pressions du tubing et des espaces annulaires
- Tentative de neutraliser le puits à l'eau douce infructueuse (retour de l'eau par la cave après pompage de 10m<sup>3</sup>)

Ouverture de l'espace annulaire N°1 sur torche, tubing toujours sur centre de production afin de réduire le débit de fuite dans la cave et faciliter l'intervention sur le puits.

**\*Mobilisations des moyens appropriés d'intervention :**

- ✓ Produits à boue
- ✓ Unités de pompage la pompe

## ANNEX B

---

### 1. MOYENS D'INTERVENTIONS SUR PUIITS NEUTRALISES

Ils sont fonction principalement :

- ❖ de la profondeur du puits,
- ❖ de l'équipement en place dans le puits,
- ❖ de ce qu'il y a à faire.

On peut utiliser des unités légères dites unités de service ou plus couramment "servicing unit" ou "pulling unit". Ce sont des appareils mobiles, légers, de mise en place rapide sur la tête de puits et principalement destinés à manipuler (monter ou descendre) des tiges de pompage ou des tubings, et ce à des profondeurs n'excédant généralement pas 2 000 ou 2 500 m. A la limite ce peut être de simples grues.

On utilise aussi des unités plus importantes, "comparables" à des appareils de forage et appelées classiquement appareil de "workover"; ils peuvent être de type léger, moyen ou lourd.

L'unité d'intervention doit être choisie par rapport à l'opération à réaliser, et ce en fonction de ses capacités techniques (capacité de levage, possibilité de rotation, capacité de pompage, équipements de sécurité, équipements annexes, ...), de son coût journalier et des disponibilités locales. En pratique, malheureusement, le choix privilégie souvent d'abord les disponibilités locales, puis le coût journalier. Cela ne se révèle pas forcément le plus économique sur le coût global de l'opération (durée, résultat ;.).

Quelle que soit, l'unité doit être dotée d'un équipement approprié et spécialisé permettant de réaliser les interventions dans les meilleures conditions de sécurité et d'efficacité, et en particulier :

- ❖ du matériel de sécurité : BOP, BPV, gray valve, ....
- ❖ de pompes haute pression, de bacs de stockage, ....
- ❖ du matériel de levage, vissage et instrumentation adapté aux tubings et aux tiges de forage de "petit" diamètre utilisé en reprise de puits,
- ❖ du matériel de travail au câble (y compris le matériel d'instrumentation correspondant), voire du matériel de diagraphie électrique, .....

## ANNEX B

---

- ❖ des vannes d'intervention, en nombre suffisant et Equipiers en permanence à des réductions permettant un vissage rapide sur le matériel tubulaire manipulé;
- ❖ des détecteurs de gaz, de toxique (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>) et d'incendie;
- ❖ les stocks de fluides de contrôle et de produits nécessaires à leur fabrication.

En cas de difficultés lors de certaines Operations particulières, le programme doit prévoir des solutions de remplacement définies avec la même rigueur que la solution originale.

### **2. Déroulement général d'une intervention.**

#### **2.1. Principales phases opératoires et leurs chronologies.**

Les phases opératoires et leur chronologie varient, bien entendu, d'une intervention à une autre. Elles dépendent en particulier de l'équipement en place dans le puits et de son état, de ce qu'il y a à faire, de la manière dont l'intervention va se dérouler en pratique. Cependant on retrouve généralement les phases ci-après :

- ❖ Préparation du puits (avant l'arrivée de l'unité d'intervention) ;
- ❖ Mise en sécurité provisoire du puits (avant installation de l'unité d'intervention) ;
- ❖ Mise en place de l'unité d'intervention ;
- ❖ Neutralisation du puits ;
- ❖ Remplacement de l'arbre de Noël par les obturateurs ;
- ❖ Déséquipement du puits ;
- ❖ Opérations en fond de puits, rééquipement du puits, remplacement des obturateurs par l'arbre de Noël et redémarrage du puits ;
- ❖ Déménagement de l'unité d'intervention ;

Certaines de ces phases peuvent ne pas exister ou avoir lieu dans un ordre différent. En particulier, dans certains cas :

- ❖ la neutralisation du puits est réalisée avant la mise en place de l'unité d'intervention ;
- ❖ le déménagement de cette unité en fin d'opération est réalisé avant le redémarrage du puits.
- ❖ D'un point de vue sécurité, certaines des opérations à réaliser sont plus délicates et en particulier :

## ANNEX B

---

- ❖ la mise en place de l'unité d'intervention,
- ❖ la neutralisation du puits,
- ❖ le remplacement de l'arbre de Noël par les BOP,
- ❖ le "désencrage" du packer (ou plus exactement le moment où l'on détruit l'étanchéité cuvelage-packer-tubing soit parce que l'on désancre le packer, soit parce qu'on le sur fore ou toutes autres raisons).

Et, en ce qui concerne la partie "recompilation" :

- ❖ perforation ou ré perforation,
- ❖ pompage à haute pression ou de fluides toxiques, ...
- ❖ remplacement du BOP par l'arbre de Noël,
- ❖ redémarrage du puits,
- ❖ déménagement de l'appareil de forage.

### **2.2. Préparation du puits (avant l'arrivée de l'unité d'intervention).**

Cela concerne principalement :

- ❖ le contrôle au travail au câble de l'état du puits (contrôle du tubing, top sédiment) ;

Et éventuellement :

- ❖ le contrôle de l'intégrité du puits (tests en pression, ...) ;
- ❖ l'ouverture d'un dispositif de circulation en fond de puits.

### **2.3. Mise en sécurité provisoire du puits (avant installation de l'unité d'intervention)**

En fait, cette mise en sécurité concerne aussi tous les puits voisins (en particulier dans le cas d'un cluster) qui risquent d'être heurtés lors de la phase de mise en place de l'unité d'intervention.

Cette opération consiste à mettre en place des bouchons (ou "plugs") dans le tubing pour installer l'unité d'intervention sur la tête de puits en toute sécurité.

On dispose de trois moyens de base :

- ❖ l'utilisation de bouchons mis en place par travail au câble et ancrés dans des sièges prévus dans le tubing (généralement en fond de puits et proche du packer),

## ANNEX B

---

- ❖ la fermeture de la vanne de sécurité de subsurface, si elle existe,
- ❖ la pose d'un clapet anti-retour dans l'olive de suspension du tubing (BPV = Back Pressure Valve).

En général on utilise au moins deux (voire trois) de ces barrières de sécurité.

Il faut aussi procéder à l'isolation et au démontage en surface des différentes lignes (collecte, ...) branchées sur la tête de puits et à la décompression des équipements voisins qui risquent d'être endommagés.

### **2.4.Mise en place de l'unité d'intervention.**

Une fois le puits en sécurité provisoire, la mise en place de l'appareil et de tout son équipement (bassin, pompes, atelier, ...) peut s'effectuer tout en respectant les consignes et les distances fixées par la sécurité. Toutefois le remplacement de l'arbre de Noël par le bloc d'obturateur préventif (BOP) n'est pas encore entrepris.

### **2.5.Neutralisation du puits.**

Un puits se trouve neutralisé lorsque la pression hydrostatique créée par le fluide de contrôle au niveau du réservoir est légèrement supérieure à la pression de celui-ci et qu'il a atteint de ce fait un 'cas d'équilibre permanent. Cette opération est essentielle car elle conditionne la sécurité du puits pendant toute la durée d'intervention.

La neutralisation du puits concerne le volume global du puits, c'est-à-dire :

- ❖ le volume interne de la colonne;
- ❖ le volume de l'espace annulaire colonne-cuvelage de production;
- ❖ le volume sous le packer, au droit du réservoir.

Le fluide de reprise est préparé en quantité suffisante trois fois le volume total du puits dans certains cas particuliers comme ceux de réservoirs à perte ou déjà fortement épuisés difficiles à contrôler, le réservoir pourra ne pas être neutralisé par le fluide de contrôle.

Dans la mesure où l'opération d'intervention ne l'implique pas et lorsque l'équipement du puits le permet; dans le programme, sont définis le volume et les caractéristiques du fluide de contrôle.

## ANNEX B

---

En fait ce fluide de reprise n'est rien d'autre qu'un fluide de complétion puisqu'on lui demande les mêmes qualités, en particulier :

- ❖ assurer la sécurité du puits par sa pression hydrostatique ;
- ❖ remonter les débris si du reforage ou des fraisages sont envisagés ;
- ❖ ne pas endommager la formation ;
- ❖ ne pas "perdre" dans la formation.

Après avoir récupéré les sécurités (les bouchons) préalablement mises en place dans le tubing pour permettre l'amenée de l'appareil, ce fluide de reprise est mis en place dans le puits soit par circulation soit par esquiche (squeeze), enfin la stabilité du puits est observée.

Dans certains cas, cette neutralisation est effectuée préalablement à l'amenée de l'appareil.

### **2.6. Remplacement de l'arbre de Noël par les obturateurs.**

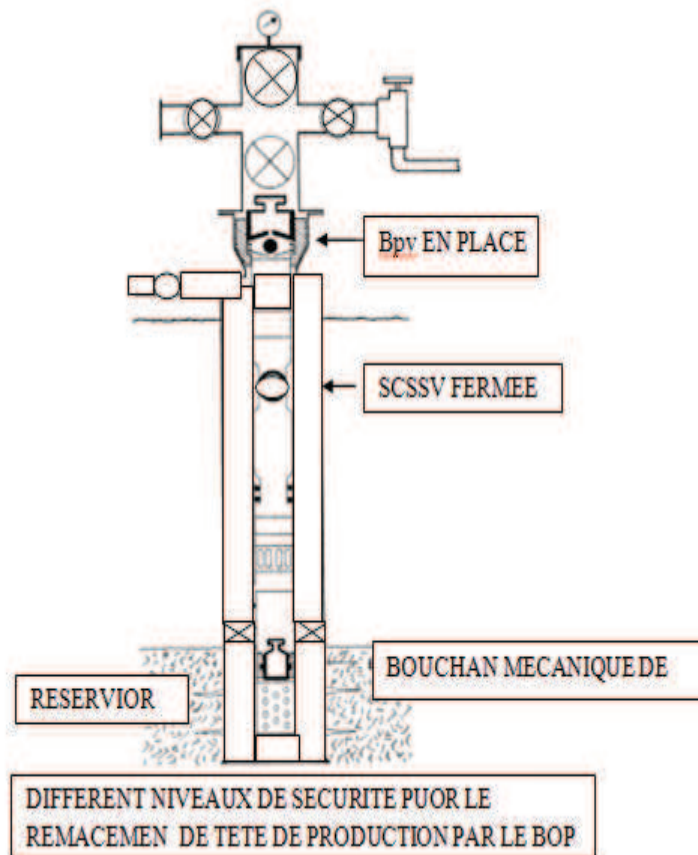
Pour effectuer le remplacement de l'arbre de Noël par le BOP, on veut disposer de deux ou trois barrières de sécurité, à savoir :

- ❖ Du côté tubing :
  - ✓ une barrière hydrostatique constituée par le fluide de reprise mis en place à la phase précédente ;
  - ✓ une ou deux barrières mécaniques : (bouchon de fond et/ou SCSSV et/ou BPV).
- ❖ Du côté annulaire :
  - ✓ une barrière hydrostatique constitué par le fluide de reprise si le puits a été neutralisé par circulation ; dans le cas où le puits a été neutralisé par squeeze, le fluide présent dans l'annulaire est le fluide d'annulaire initial et, selon sa densité, il constitue une barrière de sécurité effective ou ne fait que limiter le différentiel de pression supporté par le packer ;
  - ✓ deux barrières mécaniques : (le packer et l'olive de suspension du tubing.
  - ✓ On peut alors démonter l'arbre de Noël au niveau de la tête de suspension du tubing (tubing head spool) et la remplacer par les obturateurs (BOP) que l'on teste bien entendu.
  - ✓ Cette opération doit être réalisée le plus rapidement possible. Il faut donc sensibiliser le personnel, avoir tout le matériel prêt, disposer de moyens de manutention et de levage

## ANNEX B

---

adaptés, vérifier l'état des boulons de la tête de puits en particulier au niveau de la bride supérieure de la tête de suspension du tubing, ..



**Fig :**la mise en place d'un bouchon mecanique



### 2.7. Déséquipement du puits :

Le Déséquipement du puits peut alors être entrepris après retrait de la BPV (ou des autres bouchons qui auraient peut être mis en place).

En cas de venue en cours de manœuvre il faut pouvoir fermer rapidement non seulement l'annulaire (grâce aux mâchoires à fermeture sur tubing équipant le BOP) mais aussi le tubing lui-même.

Le dispositif correspondant (gray valve, ...) doit se trouver sur le plancher de l'appareil d'intervention et être prêt à être mis en œuvre (filetage adapté à celui du tubing, clé de manœuvre,...).

La procédure de déséquipement proprement dite dépend de la nature de l'équipement et de son état. En particulier le type de packer,(packer retirable ou packer permanent), et dans ce dernier cas le type de la liaison tubing-packer (simple étanchéité ou étanchéité + ancrage) sont fondamentaux.

Avec un packer retirable et en particulier s'il y a le moindre doute sur l'état du tubing, plutôt que d'essayer de désancrer le packer en tirant directement sur le tubing, il est souvent plus judicieux de venir couper d'abord le tubing quelques mètres au-dessus du packer (au moyen d'une charge explosive descendue au câble électrique), puis de descendre des tiges de forage munies d'un "overshot" (cf. paragraphe 2.5) pour désancrer le packer.

Dans la mesure où, quel que soit le soin que l'on ai apporté à la préparation et à la réalisation des opérations, on n'est jamais à l'abri d'une difficulté ou d'un incident, on aura préalablement défini dans le programme de reprise du puits un certain nombre de solutions de rechange ou d'alternative.

Par ailleurs, quelle que soit la méthode de neutralisation utilisée, il y a toujours un volume d'hydrocarbure piégé sous le packer. Il est important de le circuler dès que cela est possible (par exemple après désencrages du packer retirable ou, dans le cas d'un packer permanent, déconnection de l'étanchéité tubing-packer).

Pendant toute la manœuvre de remontée il faut prendre soin d'éviter le pistonage (en particulier quand on remonte le packer, ...) et de garder le puits plein (compenser le volume acier des tubings par un volume égal de fluide de reprise). De même, il faut vérifier fréquemment la stabilité du puits, et ce jusqu'à la fin de l'intervention sur le puits.

### **2.8. Opérations en fond de puits, rééquipement du puits, remplacement des obturateurs par l'arbre de Noël et redémarrage du puits :**

Les techniques mises en œuvre sont les mêmes que celles utilisées lors de la complétion initiale. Elles ne sont donc pas développées ici.

Notons toutefois que l'on procède généralement à un contrôle préalable en descendant une garniture "de forage" munie d'un outil de forage et d'un scraper.

### **2.9. Déménagement de l'unité d'intervention.**

Comme lors de la complétion initiale, ce déménagement a souvent lieu après, ou parfois avant, le redémarrage du puits.

On respecte les mêmes règles de sécurité (la mise en place de bouchons en particulier).

### **3. Observation du puits.**

Après neutralisation, par circulation ou esquisse, il faut observer le puits et vérifier :

- ❖ l'absence de pression en tête,
- ❖ la stabilité des niveaux,
- ❖ l'absence de bullage en surface.

Le temps d'observation, quelle que soit sa durée, n'est pas une garantie absolue de la stabilité du puits. Il est fonction de la méthode utilisée pour neutraliser le puits, du déroulement effectif de l'opération et de la manifestation de phénomènes tels que l'expansion thermique. Il

Varie généralement de une à quelques heures.

Dans le cas où le puits se révélerait instable, il faut reprendre les opérations de neutralisation soit avec la même méthode (en modifiant éventuellement les caractéristiques du fluide de contrôle, en utilisant des fluides "tampons", ...) soit en faisant appel à une autre méthode. On fera alors une nouvelle observation du puits, et ainsi de suite, jusqu'à l'obtention d'une parfaite stabilité du puits.

---

## **Résumé**

La première condition avant toute installation d'un appareil de Work over sur un puits est que ce dernier soit neutralisé, contrairement au Snubbing ou Coiled tubing qui sont spécialement conçus pour intervenir sur des puits en production (sous pression).

La neutralisation d'un puits consiste à mettre en place par pompage un fluide (boue) de densité permette de maintenir une pression hydrostatique légèrement supérieure à la pression de gisement. Il y a trois méthodes de neutralisations chaque une a des avantages et des inconvénients, le choix entre ces méthodes dépend des exigences de l'opération de Workover à réaliser.

## **Abstract**

Before the installation a workover rig on a well, we have neutralize (or to kill) that well, unlike Snubbing or Coiled tubing units that are specially designed to work on wells in production (under pressure). To neutralize a well is to pump a fluid (mud) of density allows to maintain a hydrostatic pressure slightly greater than of the reservoir pressure.

There are three methods of neutralization each one has advantages and disadvantages; the choice between these methods depends on the requirements of the workover operation to perform.