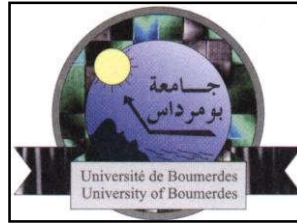


REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGUARA-BOUMERDES



FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME :

MASTER

Présenté par

KERMICHE ZINE EDDINE

FILIERE :

HYDROCARBURES

OPTION :

FORAGE DES PUIITS

THEME :

**ETUDE DE L'OPERATION DST DANS LA REGION
IN AMENAS-PUITS GRA-4**

Devant le jury :

M. MELLAK Abderrahmane

Président

Mme. AZRIL Nadjet

Promotrice

Mme. BOUMAZA Nadia

Examinatrice

M. Chieb Bachir

Examineur

M. Aissani Rabah

Examineur

Remerciement

Je remercie en premier lieu le bon dieu, le tout puissant d'avoir éclairé ma vie, renforcé mon courage et ma volonté pour achever bien et en bonne santé le parcours de mes études.

Je souhaite remercier avec beaucoup de reconnaissance ma promotrice Mme. AZRIL pour son soutien, sa patience, ses remarques et ses orientations ; et pour le temps qu'elle m'a accordé le long de cette période.

Je tiens aussi à exprimer ma profonde gratitude à Mr. MELLAÏ pour le temps qu'il m'a consacré et l'aide qu'il m'a apporté malgré ses occupations.

Je ne saurai oublier de remercier également tout le personnel de la division Engineering And Production de la division production IN AMENAS, en particulier mes collègues du Service Puits.

Par la même occasion, J'adresse aussi mes sincères remerciements à tous mes enseignants du département gisements miniers et pétroliers, qui ont contribué à ma formation durant mon cursus universitaire.

Ainsi que tous les enseignants qui m'ont accompagné tout le long de mon parcours.

J'adresse vivement mes remerciements à tous les membres du jury pour avoir accepté de présider au jugement le présent travail.

En fin, tous mes remerciements vont à mes proches, ma famille et mes amis pour leurs soutiens aux moments difficiles.

❧ KERMICHE ZINE EDDINE ❧



Nomenclature

DST: Drill Stem Test

BSW: Basic sediment and water

ESD: Emergency Shut Down System FP : Flow Period

MD: measured depth

IRIS: Intelligent Remote Implementation System

IRDV: Intelligent Remote Implementation System Dual Valve

SHRV: Single-Shot Hydrostatic Overpressure Reverse Valve

PCT: Pressure Control Test

WP: Working pressure

WHP: Pression de Tête

WHT : Température de Tête

WHSIP: Wellhead Shut In Pressure

WHDCP : Pression en aval du manifold de duse

Bhp1 : Pression de fond de l'enregistreur WCQR#1171

Bht1 : Température de fond de l'enregistreur WCQR# 1171

Bhp3 : Pression de fond de l'enregistreur WCQR#3538

Bht3 : Température de fond de l'enregistreur WCQR#3538

TV: Tester Valve

CV: Circulating Valve

HOOP: Hold Open Position

DGA: Dowhole Gauge Adapter

RT: Rotary Table

mRT: Mètre table de rotation

FP: Flow Period

MP: Metric Period

CO2 : Dioxyde de carbone

H2S : Sulfure d'hydrogène

PPM : Partie par million

Liste des figures

Chapitre I

Fig.I.1. Situation géographique d'IN AMENAS	2
Fig.I.2. Différents Champs de la région d'In Amenas	3
Fig.I.3. Les Différents Champs Producteurs d'In Amenas	4
Fig.I.4. Organigramme de la direction régionale IN AMENAS	5
Fig.I.5. Plan et Position du puits GRA-4	6
Fig.I.6. Isobath au toit du réservoir F6	8
Fig.I.7. Architecture du puits GRA-4	10
Fig.I.8. Schéma du puits GRA-4	12

Chapitre II

Fig.II.1. Gradient de pression	14
Fig.II.2. Perméabilités relatives en fct de la saturation S_w	18
Fig.II.3. l'écoulement radial dans un puits	18
Fig.II.4. l'écoulement radial partiel.....	19
Fig.II.5. l'écoulement radial total	19
Fig.II.6. La pression en fonction du rayon de drainage.....	20
Fig.II.7. Les limites d'un reservoir	20
Fig.II.8. Impact du skin sur la permeabilité du réservoir	21
Fig.II.9. le DrawDown	24
Fig.II.10. le BuilUp	24
Fig.II.11. Schéma simplifié d'un DST	25

Chapitre III

Fig.III.1. Les types de DST	30
Fig.III.2. Périmètre de sécurité des équipements de surface	31
Fig.III.3. Flexpac Packer	33
Fig.III.4. Joint de sécurité	34
Fig.III.5. Coulisse de battage	34
Fig.III.6. Vanne de test PCTV	35
Fig.III.7. Double Vanne IRDV	35
Fig.III.8. Single-Shot hydrostatic overpressure reverse valve	36

LISTE DES FIGURES

Fig.III.9. Slip Joint	37
Fig.III.10. Flow Head	39
Fig.III.11. Le manifold des duses	40
Fig.III.12. Séparateur.....	41
Fig.III.13. Système d'arrêt d'urgence.....	42
Fig.III.14. Installation des équipements de surface.....	43
Fig.III.15. Chronologie d'un test de courte durée.....	48
Fig.III.16. Chronologie d'un test à huile de longue durée.....	50

Chapitre IV

Fig.IV.1. La répartition des équipements de surface	57
Fig.IV.2. courbes de pression et de temperature	68
Fig.IV.3. BuildUp et pression vierge du reservoir	69

Liste des Tableaux

Chapitre I

Tab.I.1. Les Horizons Producteurs des différents Champs et les centres de stockage	4
Tab.I.2. Prévisions géologiques de forage du puits GRA-4	9

Chapitre II

Tab.II.1. Variation du gradient de pression en fonction du type de fluide	15
Tab.II.2. Classification des essais de puits selon l'objectif du puits	26
Tab.II.3. Les informations obtenues à partir d'un essai de puits	27

Chapitre IV

Tab.IV.1. La composition du train de test	56
Tab.IV.2. Résultats numériques du test	68
Tab.IV.3. Débits d'huile à travers la duse 24/64"	69
Tab.IV.4. Débits d'huile à travers la duse 34/64"	70
Tab.IV.5. Le facteur de conversion F_u	71
Tab.IV.6. Calcul des débits de gaz à travers la duse 24/64"	71
Tab.IV.7. Calcul des débits de gaz à travers la duse 34/64"	71

Sommaire

Introduction.....	1
Chapitre I : Présentation de la région IN AMENAS et du Puits GRA-4	
I.1. Présentation de la région In amenas	2
I.1.1. Situation géographique.....	2
I.1.2. Historique d'exploration et d'exploitation.....	2
I.1.3. Les horizons producteurs des différents champs	4
I.1.4. Organigramme de la direction régionale IN AMENAS	5
I.2. Présentation du puits GRA-4	6
I.2.1. Situation géographique et coordonnées d'implantation	6
I.2.2. Objectif du forage	7
I.2.3. Généralités.....	7
I.2.4. Surveillance géologique	10
I.2.5. Caractéristique du Dévonien F6.....	11
I.2.6. Programme de forage.....	11
I.2.7. Programme de testing.....	12
I.2.8. Programme des diagaphies	12
Chapitre II : Définitions et généralités sur l'essai de puits	
II.1. Définitions Associées aux essais de puits	14
II.1.1. La pression de formation	14
II.1.2. Le gradient de pression.....	14
II.1.3. La pression différentielle	15
II.1.4. La perméabilité	16
II.1.4.1. Loi de Darcy	16
II.1.4.2. Types de perméabilités	16
II.1.4.3. Système à deux phases	17
II.1.5. Le Radial Flow	18
II.1.6. Le Rayon de drainage.....	19
II.1.7. Le Skin.....	20
II.1.8. L'index de productivité.....	23
II.1.8. Le DrawDown.....	24

II.1.8. Le BuildUp.....	24
II.2. Les essais de Puits	24
II.2.1. Principe	24
II.2.2. Types d'essai de puits.....	25
II.2.2.1. Drill Stem Testing (DST).....	25
II.2.2.2. Wireline Testing.....	25
II.2.3. Classification selon les objectifs du puits	26
II.2.4. Les informations obtenues à partir d'un essai de puits	27

Chapitre III : Le DST avec un train PCT

III.1. Principe de DST	28
III.2. Les objectifs de DST	28
III.3. Types des tests DST	28
III.3.1. test en trou non tubé (Open Hole).....	28
III.3.1.1. Les avantages.....	29
III.3.1.2. Les inconvénients.....	29
III.3.2. test en trou tubé (Cased Hole).....	29
III.3.2.1. Les avantages.....	29
III.3.2.2. Les inconvénients.....	30
III.4. Sécurité de l'opération	30
III.4.1. Les conditions extérieures de déroulement du test.....	30
III.4.2. Le puits.....	30
III.4.3. Le matériel	31
III.5. Equipements de DST	32
III.5.1. Equipements de fond (Train PCT).....	32
III.5.1.1. Fonctions de base à assurer.....	32
III.5.1.2. Composants d'un train PCT de Schlumberger.....	32
III.5.1.2.1. Le tubulaire proprement dit.....	32
III.5.1.2.2. Le Packer.....	33
III.5.1.2.3. Le joint de sécurité	34
III.5.1.2.4. La coulisse de battage (hydraulic Jar).....	34
III.5.1.2.5. La vanne de test PCTV.....	35
III.5.1.2.6. La vanne IRDV (IRIS dual-Valve).....	35
III.5.1.2.7. La vanne de circulation inverse	36
III.5.1.2.8. La vanne d'égalisation.....	36

III.5.1.2.9. Le porte-enregistreur	37
III.5.1.2.10. Slip Joint	37
III.5.1.3. Autres composants.....	37
III.5.1.3.1. La béquille.....	37
III.5.1.3.2. Le dispositif d’ancrage latéral.....	38
III.5.1.3.3. Le Sabot.....	38
III.5.1.3.4. Les crépines.....	38
III.5.1.3.5. Les masses-tiges ou les tiges lourdes.....	38
III.5.1.3.6. La vanne de sécurité de fond.....	38
III.5.1.3.7. L’échantillonneur de fond.....	38
III.5.2. Equipements de surface.....	38
III.5.2.1. Fonctions de base à assurer	38
III.5.2.2. Equipements de base	39
III.5.2.2.1. Tête de circulation ou tête de test en surface pour DST (Flow Head)	39
III.5.2.2.2. Le manifold des duses.....	40
III.5.2.2.3. Le réchauffeur ou l’échangeur à vapeur.....	40
III.5.2.2.4. Le séparateur.....	41
III.5.2.2.5. Un système d’arrêt d’urgence (ESD)	42
III.6. Le tampon d’eau	43
III.7. Opérations préliminaires lors d’un DST	44
III.7.1. actions préliminaires avant les opérations du test.....	44
III.7.2. En arrivant sur le chantier.....	44
III.7.3. Inspection physique	45
III.7.4. Test en pression des équipements de fond.....	45
III.7.5. Essai BOP	45
III.7.5.1. Essai de fonctionnement des BOP	45
III.7.5.2. Essai en pression des BOP	46
III.8. Chronologie d’un essai DST	46
III.8.1. Chronologie d’un test de courte durée (cas d’un coussin partiel)	46
III.8.1.1. Descente de la garniture de test et ancrage du packer	46
III.8.1.2. Pré-débit (ou débit initial).....	47
III.8.1.3. Fermeture initiale	47
III.8.1.4. Débit principal (ou second débit).....	47
III.8.1.5. Fermeture finale.....	48

III.8.1.6. Désancrage du packer et remontée de la garniture de test.....	48
III.8.2. Chronologie d'un test à l'huile de longue durée.....	49
III.8.2.1. Dégorgement du puits.....	49
III.8.2.2. Fermeture initiale	49
III.8.2.3. Débit principal.....	49
III.8.2.4. Fermeture pour enregistrement du BuildUp	50
III.9. L'échantillonnage	51
III.9.1. Echantillonnage pour mesures du chantier.....	51
III.9.2. Echantillonnage pour études PVT	51
III.10. Enregistrement de la remontée de pression.....	51
III.11. Neutralisation de puits en fin de test	52
III.12. Synthèse des résultats attendus d'un DST	52
III.12.1. Informations recueillies sur site.....	53
III.12.1.1. Informations obtenues en fond du puits	53
III.12.1.2. Informations obtenues en surface (dans le cas de débit en surface).....	53
III.12.1.2.1. Durant la période de débit	53
III.12.1.2.2. Pendant la période de fermeture	53
III.12.2. Résultats en laboratoire	53
III.12.2.1. Dans les conditions du réservoir	54
III.12.2.2. Aux conditions de surface.....	54
III.12.3. Résultats du gisement calculés ou estimés à partir des informations recueillies sur site	54

Chapitre IV : Etude de cas du Puits GRA-4

IV.1. Objectifs de DST du puits	55
IV.2. Le Test BOP	55
IV.3. Les équipements utilisés lors du DST	55
IV.3.1. Les Equipements de fond	55
IV.3.2. Les Equipements de surface	56
IV.4. Déroulement des opérations	58
IV.4.1. Calculs préliminaires	58
IV.4.1.1. Nombre de tours	58
IV.4.1.2. Poids d'ancrage	58
IV.4.1.3. Calcul du nombre de DC.....	58
IV.4.2. Données sur le test	58
IV.4.2.1. Informations sur le puits.....	58

SOMMAIRE

IV.4.2.2. Propriétés de la boue.....	59
IV.4.2.3. Informations opérationnelles	59
IV.4.3. Safety meeting	59
IV.4.4. La descente du train de test	59
IV.4.5. Les consignes de la descente du train de test	59
IV.5. Séquences des évènements	60
IV.6. Calcul du temps d'un cycle de circulation	66
IV.7. Le désancrage du packer et la remontée du train de test.....	67
IV.8. Les résultats du test.....	67
IV.8.1. Résultats numériques	68
IV.8.2. Résultats des enregistreurs	68
IV.9. Calcul des débits produits	69
IV.9.1. Calcul des débits d'huile à travers différentes duses	69
IV.9.2. Calcul des débits de gaz à travers différentes duses	70
IV.9.2.1. Formule de calcul du débit de gaz	70
IV.9.2.2. Calcul des débits de gaz	71
IV.10. Résumé du test.....	72
Conclusion	73
Références bibliographiques.....	

Introduction

Pendant le forage d'un puits et jusqu'à sa complétion, le trou est maintenu rempli de boue, la présence de cette boue est nécessaire pour de nombreuses raisons (éviter l'effondrement des parois du puits sous l'effet de la pression du terrain, former un cake qui isole le trou sous l'effet de la pression du terrain, lubrifier le ROCK BIT, fournir de l'énergie au jet BIT, évacuer les cuttings, etc.....).

L'une de ces raisons est de maintenir sur les formations traversées une contre pression interdisant à tout fluide contenu dans ces formations de gagner la surface (éruption ou venue).

Le D.S.T est une méthode de détermination de la productivité des couches traversées par un forage et de prélèvement de fluide mis en œuvre au cours du forage d'un puits consistant en une complétion temporaire. La complétion provisoire que représente un test comporte l'isolement de la couche à étudier de celles que ne le sont pas au moyen d'un packer, et à réduire la pression hydrostatique au niveau de la couche, en mettant la portion du puits isolée par le packer en communication avec les tiges de forage utilisées pour la descente des appareils, l'intérieur de celles-ci se trouve à la pression atmosphérique ou à une pression sensiblement inférieure à la pression des couches à tester et cela grâce à un système de vannes.

A la lumière de ceci, le présent travail a comme objectif d'établir une étude technique de l'opération DST cas du puits GRA-4 qui a été réalisé du 22 au 28 Juillet 2016 au sein de l'appareil John Energy JE16 dans la région IN AMENAS. Le travail est structuré comme suite : un premier chapitre consacré à une présentation de la région IN AMENAS et du puits GRA-4 suivi de définitions et généralités sur les essais de puits qui ont fait l'objet du deuxième chapitre, dans le troisième chapitre nous avons donné des notions relatives au DST avec un train PCT pour ensuite entamer l'étude du cas du puits GRA-4 dans le quatrième chapitre et en fin terminer par une conclusion générale.

Chapitre I :
Présentation de la
région IN AMENAS
et du Puits GRA-4

I.1. Présentation de la région in amenas

I.1.1. Situation géographique

IN AMENAS est située dans le sud Algérien à 1600 km d'Alger, à 730 km au sud de Hassi Massoud à la frontière Libyenne, au centre de ce qu'on appelle le bassin d'Illizi à 240 km de chef-lieu Illizi.

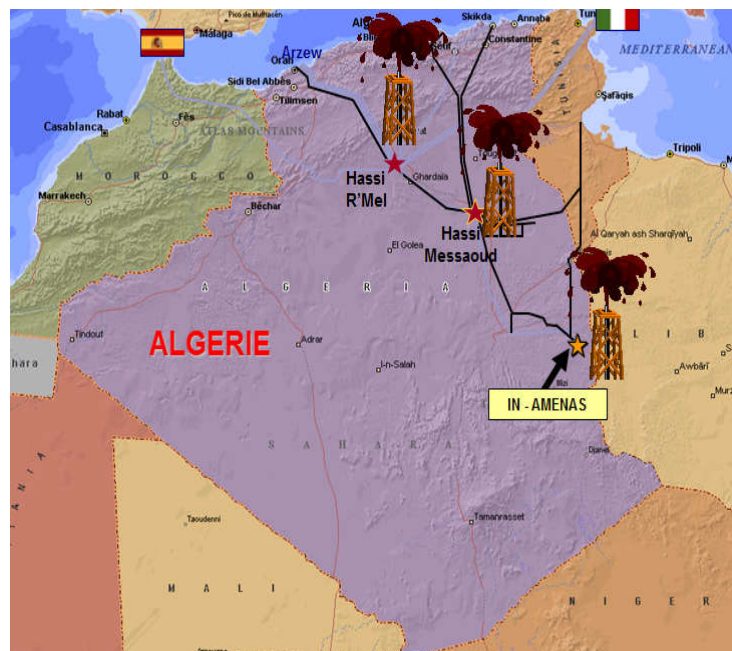


Fig.I.1. Situation géographique d'IN AMENAS

I.1.2. Historique d'exploration et d'exploitation

Nombreuses sociétés pétrolières étrangères ont opéré sur des permis de différentes tailles dans le cadre de la prospection.

La C.R.E.P.S (CAMPAGNIE DE RECHERCHE ET D'EXPLORATION DU PETROLE AU SAHARA) a eu la grande part dans la région, pour ce qui est de l'exploration et la totalité des gisements lors de l'exploitation.

La recherche, dans le bassin d'Illizi a commencé en 1955 et a été encouragé par la découverte par le forage du puits DL101 ou Edjeleh-101, en 1956 ou jaillit pour la première fois du pétrole dans le Sahara Algérien. En 1956 et après la découverte du champ d'Edjeleh fut le tour du champ de Tiguentourine par le forage de TG101 dont les horizons producteurs sont : Le carbonifère (B11, D2, D4 et D6), le Dévonien (F2, F4 et F6) et le Cambro-Ordovicien (Unité IV en particulier).

La CREPS a foré le puits ZR1, en 1957, qui donna de l'huile dans les horizons suivants :

Carbonifère :(B4, D0, D2), Dévonien : (F2, F4) avec un gaz cap dans le réservoir F4 et du gaz dans le Cambro-Ordovicien et les autres champs tels que: La Reculée (1956), El-Adeb Larache (1958), Ouan Taredert (1958), Dome à Collenias (1958), Assekaifaf Sud (1958), Assekaifaf Nord (1962), Tan Emellel découvert par EURAFREP en (1960), Tenere El Beugra (1960), Gara (1962), Irlalène (1962), Ouest Ihansatene (1963), Hassi Farida (1963), Tihigaline (1963) ...

La région dont le siège est à In-Amenas, a été scindée en deux secteurs d'exploitation : secteur Est et secteur Ouest. Ces secteurs sont eux-mêmes composés des gisements que nous essayons d'énumérer ci-après par ordre d'importance :

- **Secteur-Est** :
- EDJELEH et ZARZAITINE NORD EST, OUAN TAREDERT.
- **Secteur-Ouest** :
- TIGUENTOURINE, EL-ADEB LARACHE, GARA, LA RECULEE et ASSEKAIFAF (Nord et Sud).
- **Actuellement à l'arrêt (fermés depuis Avril 1983)**
- TAN EMELLEL, DOME A COLLENIAS
- **Non exploités**
- HASSI OUAN ABECH, IFFEFANE TEHERT NORD, IRLALENE OUEST, IHANSATENE, HASSI FARIDA, TIN ESSAMEID, et TENERE EL BEUGRA.

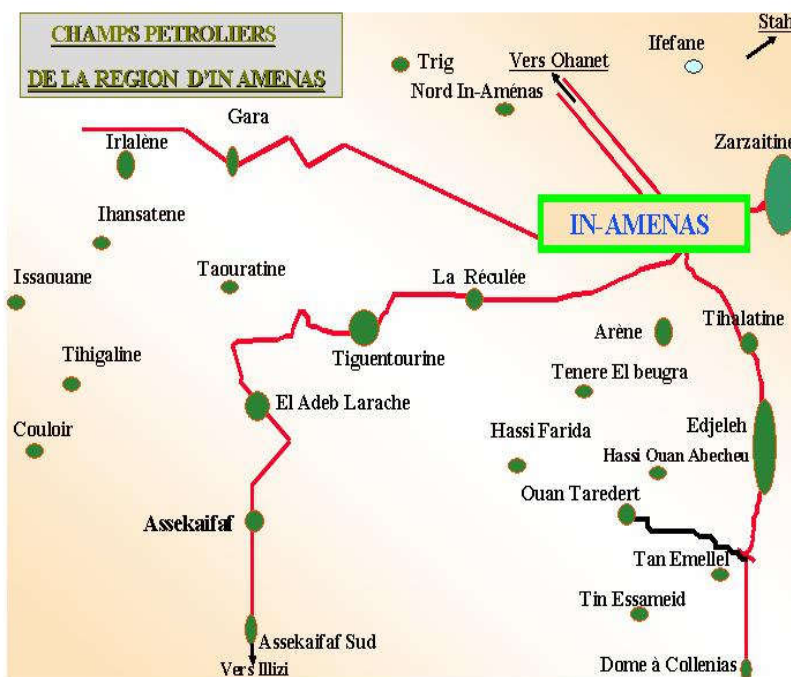


Fig.I.2. Différents Champs de la région d'In Amenas

I.1.3. Les Horizons Producteurs des Différents Champs

Le tableau ci-après récapitule les horizons de production de tous les gisements exploités de la région d’In Amenas :

Tab.I.1. Les Horizons Producteurs des Différents Champs et les centres de stockage

Champ	HORIZONS PRODUCTEURS	NIVEAUX EXPLOITES	ANNEE DE DECOUVERTE	ANNEE D'EXPLOITATION
ZARZATINE	DEVONIEN CARBONIFERE	F4 A-B4-B6-B2	1957	1960
EDJELEH	DEVONIEN CARBONIFERE	F2-F4 D2-D4-D6	1957	1960
TIGUENTOURINE	DEVONIEN	F2	1956	1962
LA RECULEE	DEVONIEN	F2-F4-F6	1956	1965
ASSEKAIFAF	DEVONIEN	F4	1957	1975
GARA	DEVONIEN	F6	1962	1975
GARA-SUD	DEVONIEN	F6	1988	1990
EL ADEB LARACHE	DEVONIEN	F6	1958	1962
OUAN TAREDERT	ORDOVICIEN		1958	2016

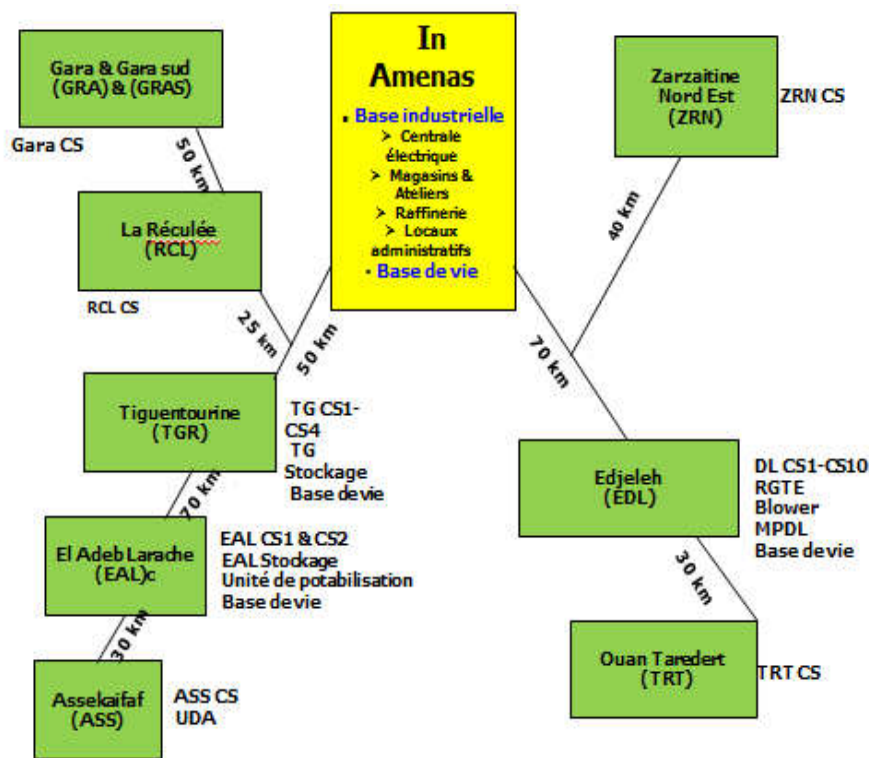


Fig.I.3. Les différents champs producteurs d’In Amenas

I.1.4. Organigramme de la direction régionale IN AMENAS

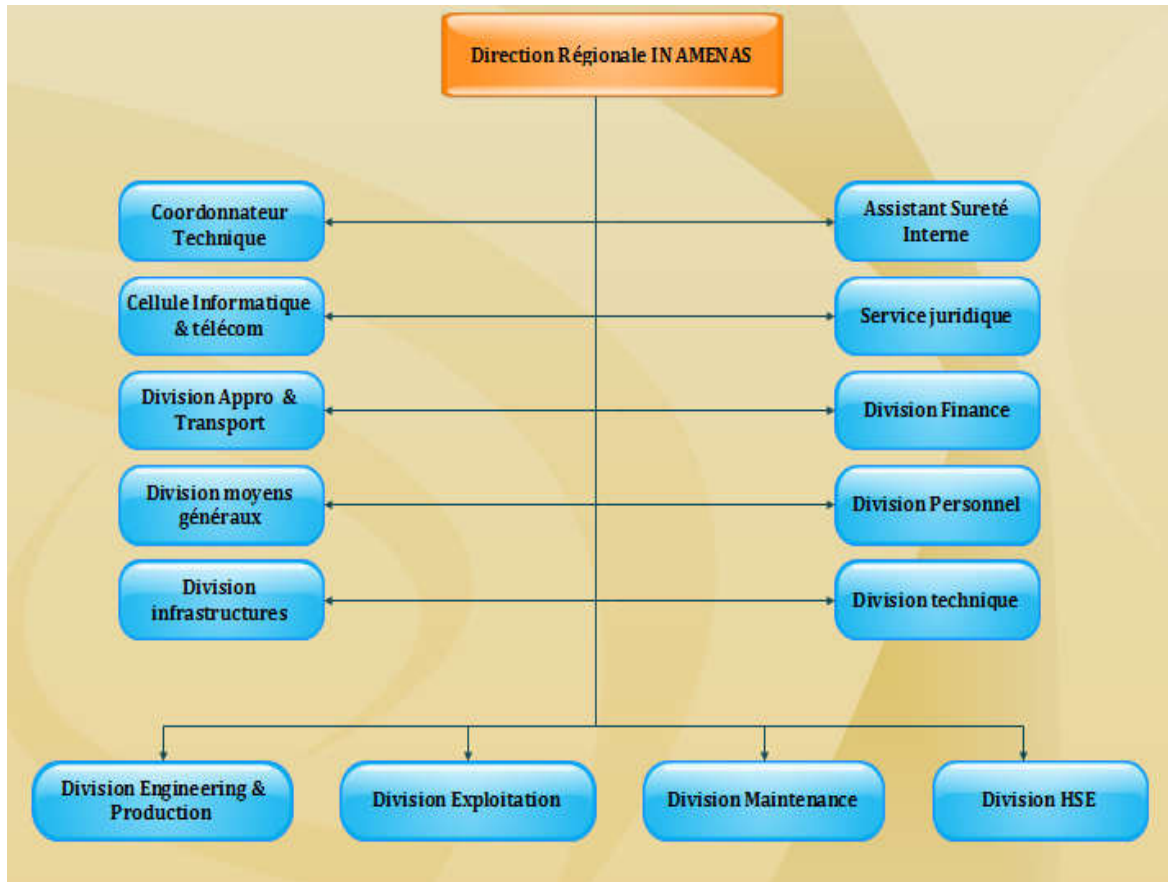


Fig I.4. Organigramme de la direction régionale IN AMENAS

I.2. Présentation du Puits GRA-4

I.2.1. Situation géographique et coordonnées d’implantation

Le sondage GRA-4 est situé à environ 850 m au Nord –Est du puits GRA-1 et à 760 m au sud du puits GRA-3 ST

UTM (Fuseau 32)

X : 498100.017

Y : 3112037.975

Z sol 511.488 m Z table 519.13 m Profondeur

finale de forage : 2020 m

GEOGRAPHIQUES

M= 08° 58’ 50.34’’ E

L= 28° 08’ 10.18’’ N

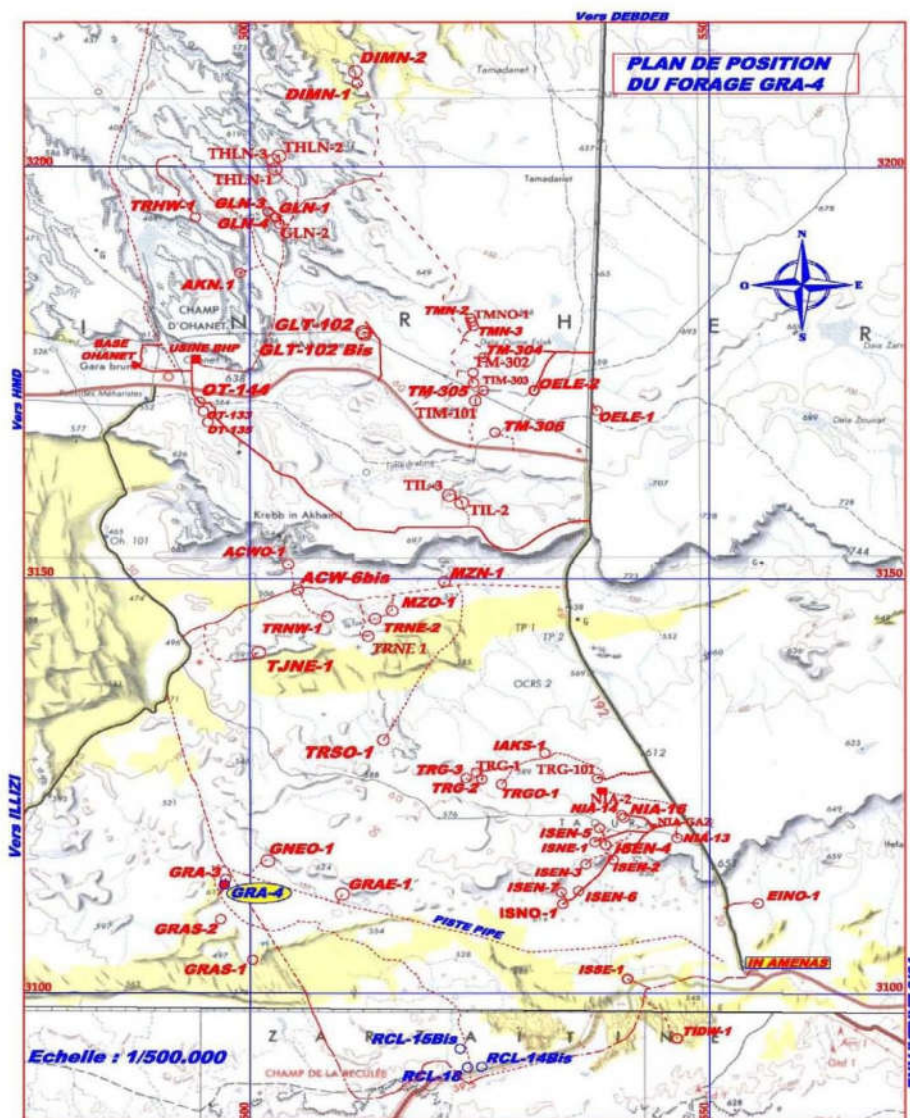


Fig.I.5. Plan et Position du puits GRA-4

I.2.2. Objectif du forage

Développement de la partie supérieure du réservoir Dévonien F6 (unité C1) à huile, ce puits va contribuer à l'augmentation de la production qui est assurée par le seul puits producteur d'huile GRA-2 avec un débit journalier d'huile de $30 \text{ m}^3/\text{j}$.

Précautions en cours de forage

Le F2 contient du gaz

Le F4 contient du gaz

Les unités B et D sont envahis par l'eau

I.2.3. Généralités

Le périmètre de Gara se trouve dans la partie Sud-est de la Plateforme saharienne. Administrativement, il fait partie de la wilaya d'Illizi et appartient à la zone fiscale D. La région de **Gara** fait partie de ce périmètre et se trouve à l'extrême Nord-Ouest d'In Amenas. Trois puits d'exploration ont été forés sur cette structure.

Le forage du puits **GRA-1** en 1962, a montré que seul le réservoir dévonien F6 est à hydrocarbures. Les autres réservoirs du carbonifère sont, selon les diagraphies, envahis d'eau et les réservoirs du Dévonien F2 et F4 avec des complexes argilo – gréseux très peu perméables ont montré de faibles indices de gaz.

Les réservoirs de l'ordovicien, traversés à GRA-1, sont très compacts et tous les tests se sont révélés secs, par contre, les grès de l'unité II ont d'excellentes caractéristiques pétrophysiques, mais ils sont envahis d'eau salée.

Le réservoir Dévonien F6 est gazifière, les tests ont donné de bons débits de gaz à partir des unités C3 : $7500 \text{ m}^3/\text{h}$, C2 : $4000 \text{ m}^3/\text{h}$, et A : $10000 \text{ m}^3/\text{h}$. Les fluides contenus dans l'ensemble grès argileux M2 n'ont pu être déterminés (tests secs). Ce niveau est Généralement très peu perméable.

Le forage du puits **GRA-2** en 1963, implanté plus bas que le puits GRA-1 au toit du F6, a donné du gaz dans l'unité C3 : $4880 \text{ m}^3/\text{h}$. L'unité C2 s'est montrée imperméable à sa partie supérieure et a donné du gaz ($6000 \text{ m}^3/\text{h}$), avec environ $2 \text{ m}^3/\text{h}$ d'huile à sa partie inférieure. L'unité A est productrice d'huile ($10 \text{ m}^3/\text{h}$) avec un anneau d'huile d'environ 11 mètres d'épaisseur.

Le troisième puits **GARA-NE**, foré en 1963 au Nord-est de GARA, s'est avéré entièrement aquifère au niveau du Dévonien F6.

Les principales réserves d'hydrocarbures du champ sont donc localisés dans les unités C3, C2 et A du réservoir Dévonien F6.

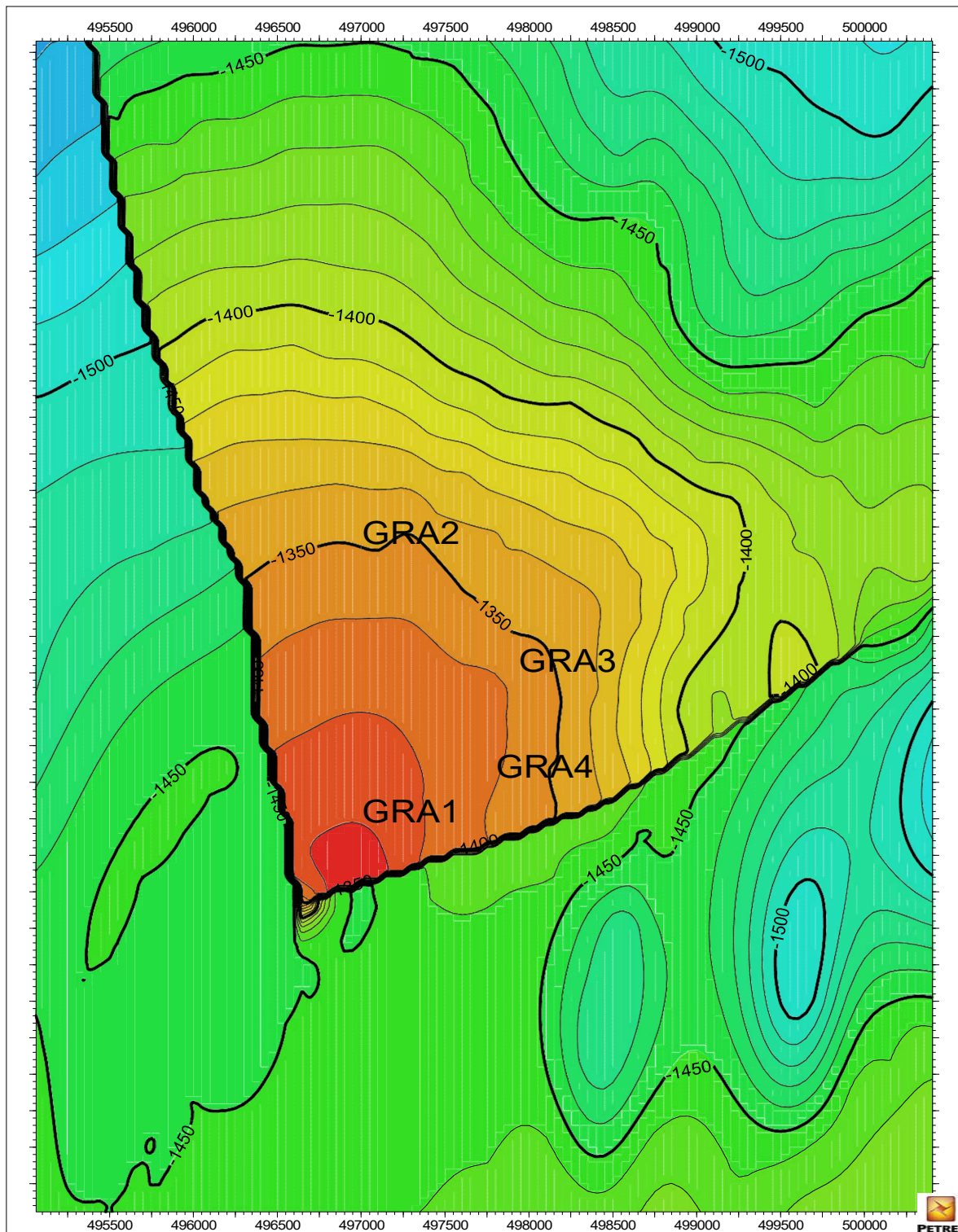


Fig.I.6. Isobath Au toit du réservoir F6

Le tableau suivant nous donne les prévisions géologiques de forage du puits GRA-4 :

Tab.I.2. Prévisions géologiques de forage du puits GRA-4 (en md)

Réservoirs		GRA-1 Zt : 523m		GRA-3 Zt : 523.66		GRA-4 Zt : 519.13	
		Toit	Mur	Toit	Mur	Toit	Mur
CARBONIFERE	Série de Zarzaitine	0	324	0	339	0	332
	Série de Tiguentourine	324	466	339	479	332	473
	Série calcaire	466	551	479	564	473	558
	Série mano-calcaire	551	617	564	630	558	624
	Série argilo-calcaire	617	784	630	796	624	790
	"A"	784	825	796	864	790	845
	B2	842	887	864	901	853	894
	B4	925	963	949	985	937	974
	B8	978	992	999	1011	989	1002
	B I 0	1020	1037	1039	1055	1030	1046
	B I 1	1071	1096	1093	1113	1082	1105
	B12	1118	1133	1135	1152	1127	1143
	B14	1167	1184	1182	1201	1175	1193
	DO	1243	1299	1255	1348	1249	1324
	D2	1302	1366	1355	1391	1329	1379
	D4	1392	1406	1402	1431	1397	1419
D6	1420	1437	1445	1463	1433	1450	
D8	1458	1499	1483	1519	1471	1509	
DEVONIEN	F2	1583	1631	1609	1659	1596	1645
	Série arg.	1631	1807	1659	1830	1645	1819
	F4	1807	1826	1830	1853	1819	1840
	Série arg.	1826	1850	1853	1887	1840	1869
	F6	1850	2032	1880	1990	1871	2020

I.2.4. Surveillance géologique

Des échantillons de déblais seront prélevés tous les 5 mètres jusqu’au toit du Dévonien F4, ensuite tous les mètres jusqu’à la profondeur finale.

Il est nécessaire de commencer la surveillance géologique dès le début du forage afin de repérer le toit de la série de Tiguentourine (discordance hercynienne) et le toit du Calcaire pour pouvoir approcher au mieux les prévisions géologiques qui suivront.

La profondeur finale est prévue vers 2020 m sous l’unité C2 du Dévonien F6.

Well: GRA-4			GRA3 Well summary					
Périmeter: IN-AMENAS			UTM coordinates: x= 498 100,017 m y= 3 112 037,975 m Zs=511,488 m - Zt = 520,5 m					
Formations								
Age	Etage	Depth/Zt	Thickness(m)	Lithology Description	Coring	DST	Casing	Mud
Permien cont inter	Zarzaitine supérieur	Serie de Zarzaitine	0	332	Argiles et sables		342	WBM: 1,05sg-1,08sg
	Zarzaitine inférieur				Sable moyens et grossiers			
Carbonifère	Westphalien à Namurien	Serie Tiguentourine	332	141	Argiles		12 1/4" x 9 5/8" casing	OBM: 1,18sg-1,20sg
		Serie calcaire	473	85	Calcaire, dolomie argileuse, argile			
		Serie mano-calcaire	558	66	Calcaire, dolomie argileuse, argile			
		Serie argilo-calcaire	624	166	Argile dolomitique, grès, calcaire			
		A	790	63	Argile, grès fin, calcaire, pyrite, fossile			
		B2	853	84	Argile, grès fin, calcaire, pyrite			
	Viseen	B4	937	52	Ensemble argileux gréseux avec bancs de grès			
		B8	989	41				
		B10	1030	52				
		B11	1082	45				
		B12	1127	48				
		B14	1175	74				
		D0	1249	80				
		D2	1329	68				
D4	1397	36	Ensemble argileux gréseux et grès					
D6	1433	38						
D8	1471	125						
D0	1249	80						
DEVONIEN	F2	F2 reservoir	1596	49	Ensemble argileux gréseux et grés-argileux	DST cased hole	8 1/2" x 7" casing	OBM: 1,08sg-1,12sg
		Argiles	1645	174	Argile foncée, silteuse et micacée			
	F4	F4 reservoir	1819	21	Ensemble gréseux et grés-argileux			
		Argiles	1840	31	Argile foncée, grès fin calcaire, pyrite			
	F6	F6 reservoir	1871	149	Grès fins, siliceux souvent compact			
TD			2020					

Fig.I.7. Architecture du puits GRA-4

I.2.5. Caractéristiques du Dévonien F6

Epais de 200 mètres, il est formé de plusieurs unités. De haut en bas, on retrouve :

Unité C3 : 24 mètres de grès fins siliceux souvent compact.

Unité C2 : 35 mètres d'argilo – gréseux avec des grès très fins à fin gris verdâtre et bleuté, de silstone vert à sphérules sidéritiques et d' argile verte.

Unité A : 18 mètres de grès grossier à moyen silico – argileux souvent friable.

Unité M2 : 45 mètres de grès moyen à fins argilo – ferrugineux et intercalations d'argiles brunes et vertes.

Unité M1 : 70 mètres de grès fin à très fin argileux, localement moyen et poreux et des Argiles grises et noires silteuses.

Les unités M2 et M1 se sont révélées aquifères lors des tests GRA – 1.

I.2.6. Programme de forage

Le puits GRA-4 à été foré en trois phases définies comme suit :

Phase A :

Forage en 17 ^{1/2} jusqu'à 342 m, 10 dans la série de Tiguentourine.

Boue à eau.

D : 1.05 - 1.08 sg.

Descente tubage 13 ^{3/8} et cimentation jusqu'en surface.

Phase B :

Forage en 12 ^{1/4} jusqu'à 1586 soit 10 m en dessus du toit du F2 qui est prévu à 1596 m. Boue à huile.

D : 1.18 - 1.20sg.

Descente tubage 9 ^{5/8} et cimentation.

Phase C:

Forage en 8 ^{1/2} jusqu'à la profondeur finale 2020 m. Boue à huile.

D : 1.08 -1.12 sg.

Descente d'un tubage 7'' jusqu'à la surface et cimentation.

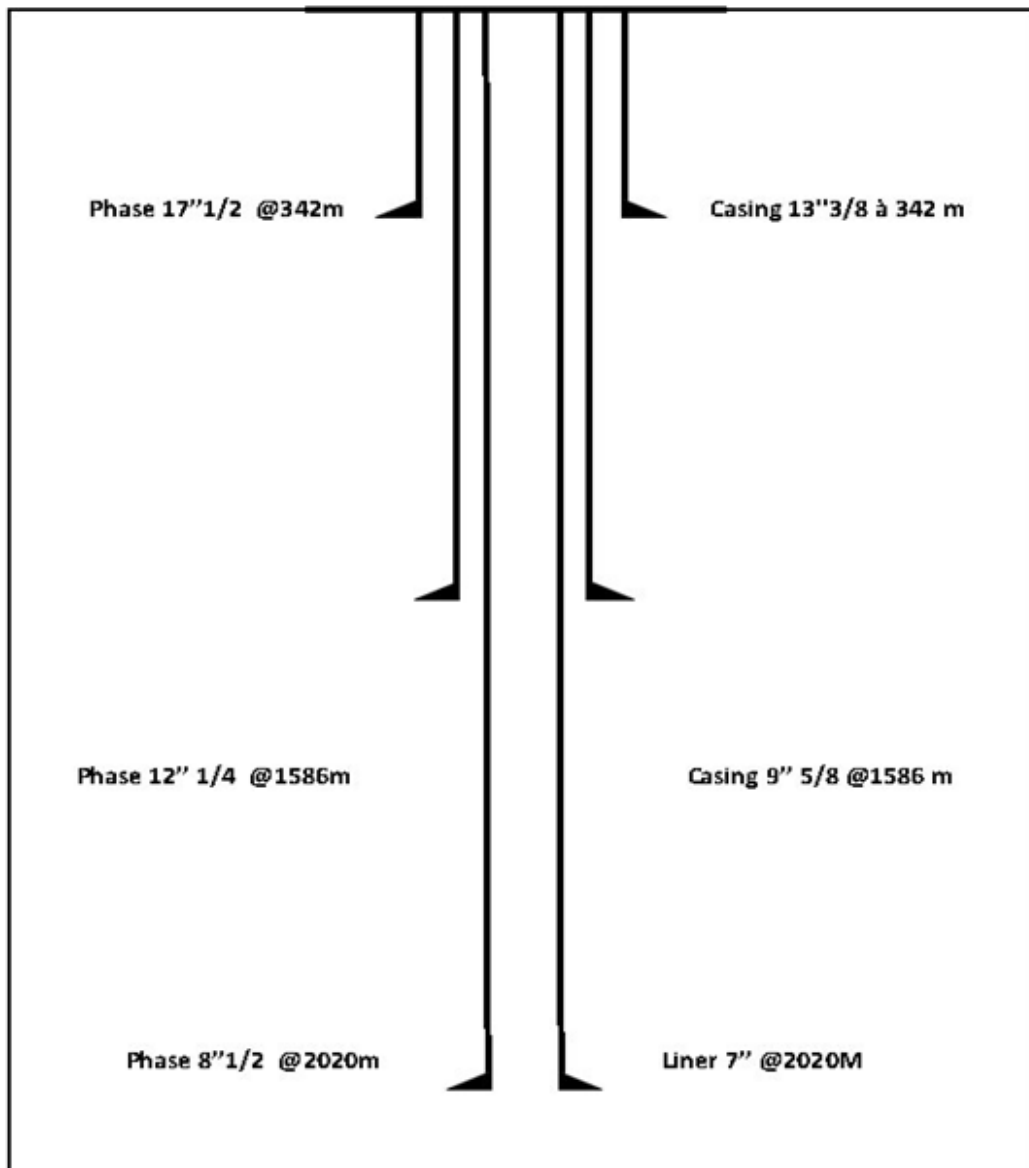


Fig.I.8. Schéma du puits GRA-4

I.2.7. Programme de Testing

Un DST en cased hole est prévu pour le réservoir Dévonien F6

I.2.8. Programme des diagraphies

Phase A: Pas de logging

Phase B: Avant la pose du tubage 9^{5/8}

GR – caliper (GR jusqu'en surface) PS
– CBL - VDL

Phase C :

- Avant la pose du **tubage 7"**

GR – Densité -Neutron - Caliper (GR jusqu'en surface). PS –
résistivité

GR - CCL – CBL - VDL du **tubage 9"5/8**

- Après la pose du **tubage 7"**. GR

- CCL - CBL - VDL.

NB : Toutes les diagraphies seront enregistrées aux échelles 1/200 et 1/500.

- Pas de carottage.

Chapitre II :

Définitions et généralités sur l'essai de puits

II.1. Définitions Associées aux essais de puits

II.1.1. La pression de formation

La pression de formation est la pression exercée par le **fluide saturant l'espace poreux**.

Ce fluide peut être:

- De l'eau
- De l'huile
- Du gaz

La valeur de la pression dépend de la densité du fluide.

La pression **normale** augmente de manière linéaire avec la profondeur.

Les meilleures mesures de pression en fonction de la profondeur s'obtiennent à partir des tests de formation:

DST –Drill Stem Test

MDT – Modular Formation Dynamics Tester

RDT -Reservoir Description Tool

XPT –Xpress Pressure Tool

FMT-Formation Multi Tester

RFT –Repeat Formation Tool

RCI -Reservoir Characterization Instrument

II.1.2. Le Gradient de Pression:

C'est l'augmentation de la pression par unité de profondeur.

$$\text{Pression} = \frac{h * \rho}{10} \quad (II.1)$$

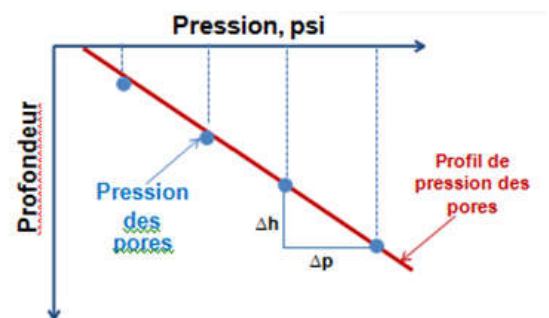


Fig.II.1. Gradient de pression

Le gradient normal selon le fluide :

$$\text{Gradient Pression} = \frac{\text{Pression}}{\text{Profondeur}} = \left(\frac{h \cdot \rho}{10} \right) \cdot \frac{1}{h} = \frac{\rho}{10} = 0.1 \text{ Kg/cm}^2/\text{m} \quad (\text{II.2})$$

Tab.II.1. Variation du gradient de pression en fonction du type de fluide

Type de fluide	Gradient de pression Kgf/cm ² /m	Gradient de pression Psi/ft
Eau douce	0.1	0.43
Eau Salée	0.11	0.46
Eau Salée Saturée	0.12	0.5
Huile (Hydrocarbure)	0.07 à 0.09	0.3 à 0.4
Gaz	0.01 à 0.07	0.05 à 0.3

Un réservoir est dit **surpressé** (pression anormale) lorsque son gradient de pression dépasse de 10% le gradient normal

Le gradient de pression permet de définir:

- La nature des fluides contenus dans le réservoir
- Les contacts des fluides
- La communication entre les réservoirs
- Le profil de la densité de la boue dans le puits

II.1.3. La pression différentielle

C'est la différence de pression entre 2 points P1 et P2 d'un même système dont l'un sert d'une référence. $\Delta P = P1 - P2$

Une ΔP peut prendre une valeur Nulle, Positive ou négative.

En forage la ΔP représente la différence entre la Pression P_b de la colonne de boue et la Pression P_f de formation

$P_f > P_b \rightarrow$ conditions Underbalanced Drilling

$P_f < P_b \rightarrow$ conditions Overbalanced Drilling

La détermination de la valeur de la pression différentielle nécessite la connaissance de la pression des formations afin d'estimer la densité requise de la boue et donc la pression exercée par sa colonne.

La valeur adéquate de ΔP est celle qui permet un équilibre entre la colonne de boue et la formation de façon à éviter les problèmes d'endommagement des réservoirs, pertes de boue, éruptions...etc.

Une Pression différentielle de 10 Kg/cm^2 est recommandée pour minimiser l'endommagement du reservoir et assurer la stabilité du puits.

II.1.4. La perméabilité

C'est la capacité d'un milieu à se laisser traverser par un fluide sous l'effet d'un gradient de pression. Le déplacement du fluide le long d'une roche dépend non seulement de la perméabilité de la roche mais aussi de la nature du fluide et du gradient de pression appliqué

$$K = \frac{Q * \mu * L}{(P_1 - P_2) * S} \quad (\text{II.3})$$

L'unité de mesure de la perméabilité (K) est le Darcy.

II.1.4.1. Loi de Darcy

La loi de Darcy suppose que la réaction entre le fluide et la roche est nulle et qu'il n'y a qu'un seul fluide qui s'écoule (K absolue)

La perméabilité d'une roche est son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux. Ce dernier ne permet pas le déplacement des fluides que dans le cas où ses pores sont reliés entre eux.

Un darcy est la perméabilité d'un corps assimilé à un milieu continu et isotrope au travers duquel un fluide homogène de viscosité égale à celle de l'eau à 20°C (1 cp) coule à la vitesse de 1cm/s sous un gradient de pression de 1 atm/cm

$$1 \text{ Darcy} = 10^3 \text{ md} = 0,97. 10^{-12} \text{ m}^2$$

II.1.4.2. Types de perméabilités

Perméabilité absolue ou spécifique (K_a) : c'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide (à l'air, à l'eau, ou à l'huile (Labo))

Perméabilité effective (K_e) : quand un fluide A existe dans les pores d'une roche (à une saturation différente de la saturation irréductible), la perméabilité à l'aide d'un deuxième fluide B est appelée perméabilité effective pour le fluide B.

Dans un réservoir, les fluides ne s'écoulent pas selon la perméabilité absolue de la roche ; chaque fluide s'écoule selon sa propre perméabilité qui reste inférieure à la perméabilité de la roche et qui dépend de sa saturation.

Perméabilité relative : (Ecoulement Polyphasique)

Dans un réservoir, il peut y avoir plus d'une phase fluide (mélange de gaz d'huile et d'eau) à différentes saturations.

Le fluide ayant la forte saturation s'écoule plus facilement.

La perméabilité relative d'un fluide A est le rapport entre sa perméabilité mesurée pour sa saturation S_A (perméabilité effective K_{eA} de ce fluide) et la perméabilité absolue ou spécifique (K_a) du réservoir, définie pour un seul fluide.

$$K_{ro} = \frac{K_{eo}}{K_a} \qquad K_{rg} = \frac{K_{eg}}{K_a} \qquad K_{rw} = \frac{K_{ew}}{K_a} \qquad (II.4)$$

K relative à l'huile *K relative au gaz* *K relative à l'eau*

La perméabilité relative à un fluide donné est fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche et s'exprime en pourcentage de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre.

II.1.4.3. Système à deux phases

Chaque phase se déplace, séparément, suivant son propre chemin. La perméabilité effective pour une phase dépend de sa saturation.

Théoriquement, la somme des deux perméabilités effective est constante et est égale à la perméabilité absolue de la roche

En pratique, l'interférence des deux écoulements tend à diminuer la somme des perméabilités effectives. Cette somme sera inférieure à la perméabilité absolue.

Conséquence ; La somme des perméabilités relatives est toujours inférieure à l'unité.

Cas du système à deux phases (huile, eau) :

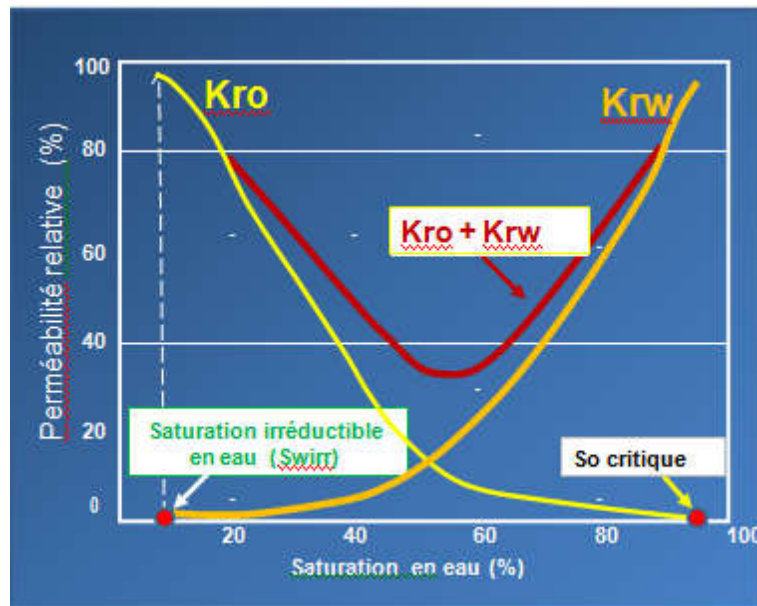


Fig.II.2. "Perméabilités relatives en fct de la saturation S_w

Eau : Phase mouillante

Huile : Phase non mouillante

L'écoulement ne peut être diphasique que si les saturations des fluides sont supérieures aux valeurs irréductibles de chacune des phases ($S_{w_{irr}}$ et S_o Critique)

II.1.5. Le Radial Flow (écoulement Radial)

L'écoulement horizontal du fluide d'un réservoir, perpendiculairement à l'axe du puits. Cela suppose que pendant le test, le réservoir ne montre pas de limites latérales affectant l'écoulement du fluide.

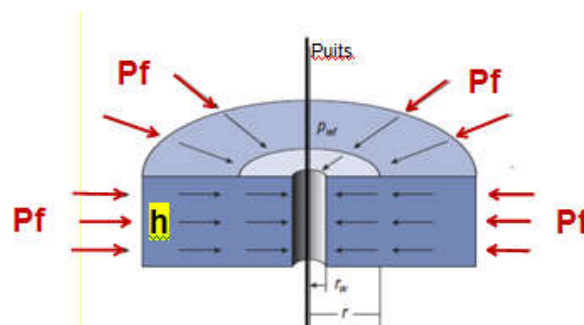


Fig.II.3. l'écoulement radial dans un puits

En cas d'existence d'une barrière proche du puits (Faille..), le test peut mettre plus d'une journée pour la détecter.

Pour les tests courts durés, la barrière n'affecte pas l'écoulement radial.

On suppose que l'écoulement du fluide obéit à la loi de darcy

$$K = \frac{Q\mu B \ln\left(\frac{R}{a}\right)}{2\pi h(P_g - P_f)} \quad (II.5)$$

Le Radial Flow Partiel :

Si le réservoir n'est que partiellement traversé par le forage, ou partiellement perforé et complété, le radial flow ne va avoir lieu, dans premier temps, que sur la section du réservoir où l'écoulement est directement dans le puits.

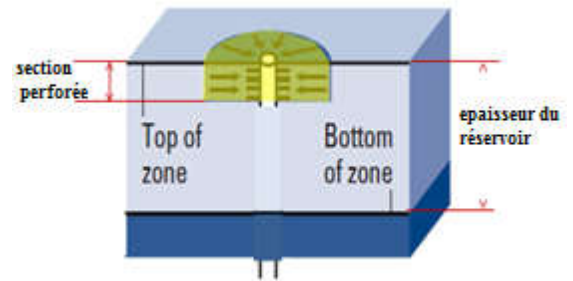


Fig.II.4. écoulement radial partiel

Le Radial Flow Total :

Quand le puits traverse toute l'épaisseur du réservoir le cylindre de drainage correspond à l'intersection du puits avec toute l'épaisseur du réservoir.

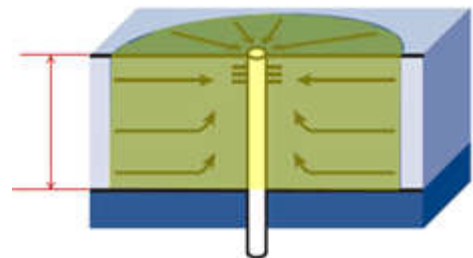


Fig.II.5. écoulement radial total

II.1.6. Le Rayon de drainage

Rayon au-delà duquel le puits n'a plus d'influence sur la pression du gisement, celle ci reste initiale.

La production s'accompagne d'une diminution de la pression du réservoir.

Pi : Pression initiale

Pw : Pression dans le puits

r_w : Rayon du puits

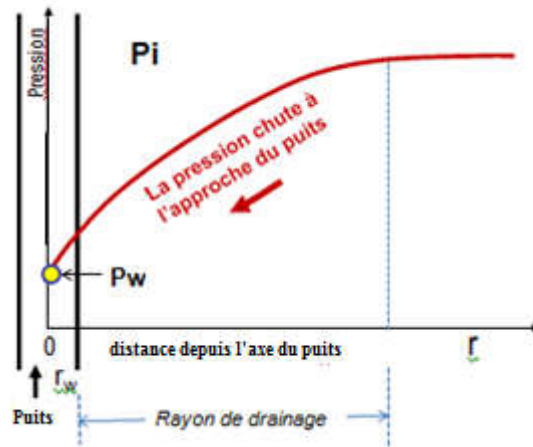


Fig.II.6. La pression en fct du rayon de drainage

La connaissance du rayon de drainage permet de savoir si le test est en mesure de "voir" au-delà de la zone endommagée du réservoir.

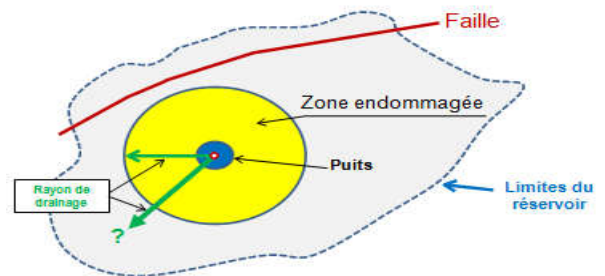


Fig.II.7. Les limites d'un réservoir

II.1.7. Le Skin

C'est un facteur d'endommagement (de la perméabilité) du réservoir, considéré comme une perte de charge au voisinage immédiat du puits.

Un Skin élevé se traduit par:

- Une diminution du débit de production
- Une baisse de la pression de fond suite à une altération de la liaison couche-trou.

Un Skin peut être:

Positif: Endommagement du réservoir

Négatif: Amélioration du débit (par stimulation)

Nul: Aucun changement dans la perméabilité du réservoir (loi de Darcy)

La loi de Darcy prévoit une pression de formation espérée (Pe) et un débit espéré (De) mais en pratique la pression mesurée (Pm) et le débit mesuré (Dm) peuvent être inférieurs ou supérieurs à la pression et débit espérés de la formation.

La diminution ou l'augmentation de la pression est causée par le SKIN qui peut être positif ou négatif.

Pp = Perte de pression causée par le Skin:

$$Pp = Pe - Pm \tag{II.6}$$

Pp positive: endommagement de perméabilité

Pp négative : amélioration de perméabilité

Pp = 0 : Pas de Skin (Skin = 0)

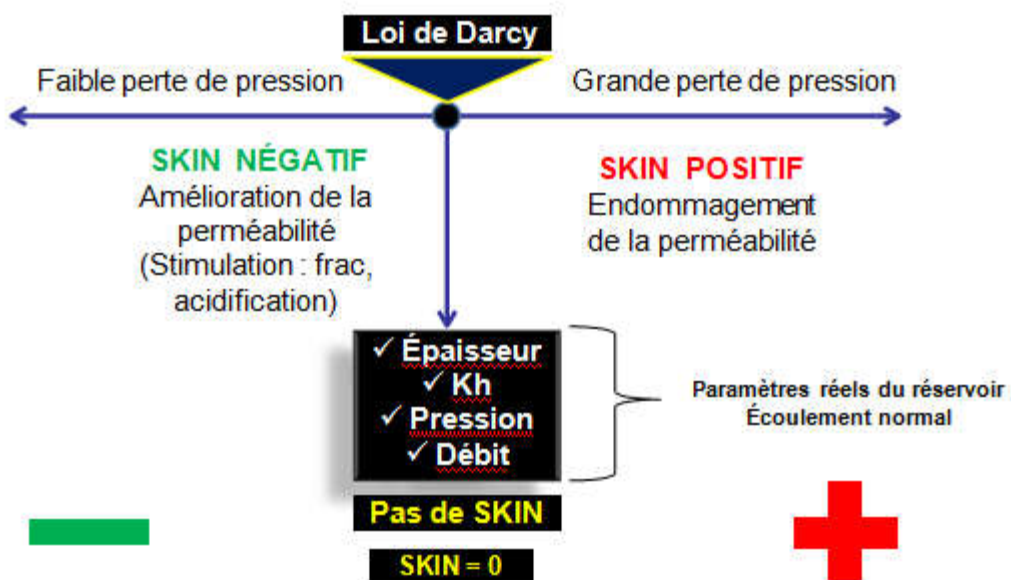


Fig.II.8. Impact du skin sur la perméabilité du réservoir

Origines du Skin: Les principales causes

➤ Du "colmatage"

La perméabilité aux abords du trou peut être différente de la perméabilité naturelle du réservoir. En particulier, elle peut être :

Inférieur suite à un colmatage initié par la filtration du fluide de forage, de complétion ou de workover sous l'action de la surpression (qui existe durant ces phases-là) entre

la pression de puits et la pression de gisement ; cela générera des pertes de charge supérieures à celles où la perméabilité aux abords du trou resterait inchangée par rapport à la perméabilité initiale du réservoir.

Supérieur suite à une acidification des abords du trou (sous réserve la formation ait réagit positivement à ce traitement) ; dans ce cas-là les pertes de charge seront alors inférieures.

➤ **Des perforations**

En considérant que l'on a perforé la couche à produire sur toute sa hauteur, et que les perforations sont idéales (pas de restriction de perméabilité suite à un colmatage, une zone broyée [crushed zone],...), les pertes de charge lorsque l'on produit une couche à travers des perforations seront,

Par rapport à celles que l'on aurait si l'on produisait directement à travers le trou foré (complétion de type "trou ouvert") supérieures, égales ou inférieures selon :

- ✓ La géométrie de perforation (pénétration des perforations dans la formation, nombre de perforations par pied, nombre de direction de tir, diamètre des perforations,...).
- ✓ L'anisotropie du réservoir (rapport de la perméabilité verticale sur la perméabilité horizontale, la perméabilité verticale étant souvent bien plus faible que la perméabilité horizontale).

On caractérise l'effet de l'ensemble de ces perturbations par le skin global

$$\Delta P_{skin} = \frac{QB\mu}{2\pi hK} S \tag{II.7}$$

Q= débit d'huile (condition de stockage).

(oil bulk volume)=FVF (formation volume factor)

$$B = \frac{\text{volume de l'huile aux conditions de gisement}}{\text{volume de l'huile aux conditions de stockage}}$$

h= Hauteur de la couche

K= Perméabilité du réservoir

μ=viscosité du fluide (aux conditions de gisement).

S=effet du skin

Comment réduire le Skin?

- Forage en UBD (Underbalance): éviter l'invasion
- Fracturation hydraulique
- Acidification
- Test TCP (Tubing Conveyed Perforation) en UBD

II.1.8. L'index de productivité

L'index de productivité (IP) représente l'évolution de l'inflow, c'est-à-dire, la migration des fluides du réservoir vers le puits.

L'IP est le débit liquide (Q_{liq}) divisé par la différence entre la pression statique du réservoir

$$IP_{(m^3/j/psi)} = \frac{Q_{liq}(m^3/j)}{(P_{res} - P_{fd})(psi)} \tag{II.8}$$

(P_{res}) et la pression de fond en débit (P_{fd}) (en face des perforations).

($P_{res} - P_{fd}$) : représente le drawdown

Cette formule est utilisée lorsque la pression du réservoir (P_{res}) est supérieure à la pression de bulle (c-à-d lorsque l'écoulement est monophasique au sein du réservoir.)

Une formule littérale qui est utilisée par les ingénieurs Gisement:

$$IP = \frac{2 \times \pi \times k \times h}{B_0 \times \mu_0 \times \left[\ln \frac{r_{drainage}}{r_p} + S_M \right]} \tag{II.9}$$

$r_{drainage}$ est le rayon de drainage du puits (au-delà duquel le puits n'a plus d'influence sur la pression du gisement).

r_p est le rayon du puits.

h est l'épaisseur du niveau produisant

k est la perméabilité

μ_0 est la viscosité de l'huile (en conditions réservoir)

B_0 est le « formation volume factor »

S_M est le skin mécanique

L'IP est étroitement lié à la perméabilité et au Skin.

II.1.9. Le DrawDown (Chute de la pression)

Mesure de la pression du réservoir pendant une période de débit constant. Le puits sera fermé avant le débit pour une période suffisamment longue permettant la stabilisation de la pression (pression statique).

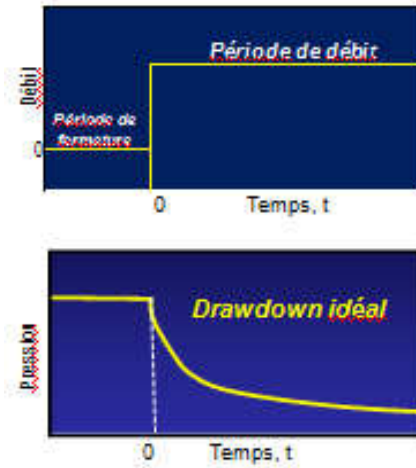


Fig.II.9. le Drawdown

II.1.10. Le BuildUp

C'est une opération très utilisée en testing qui consiste à faire débiter le puits dans un temps t_0 Puis le fermer pendant un temps Δt

Le puits doit produire à débit constant avant la fermeture.

Après la fermeture on aura une augmentation de la pression de fond (P_{wf}) en face le réservoir et sa mesure en fonction du temps.

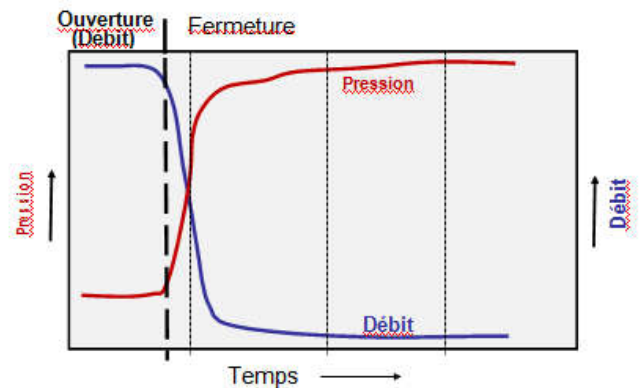


Fig.II.10. Le BuildUp

II.2. Les Essais De Puits

II.2.1. Principe

Un essai de puits consiste à faire débiter le réservoir d'une façon contrôlée, pendant une courte durée. Ceci permet de mesurer la pression du réservoir et son endommagement, et les caractéristiques des fluides contenus dans ce réservoir.

L'essai du puits est la seule manière dynamique d'accéder à ces informations.

II.2.2. Types d'essai de puits

II.2.2.1. Drill Stem Testing (DST)

Le DST consiste à tester le potentiel pétrolier d'un réservoir en isolant 3 différentes pressions:

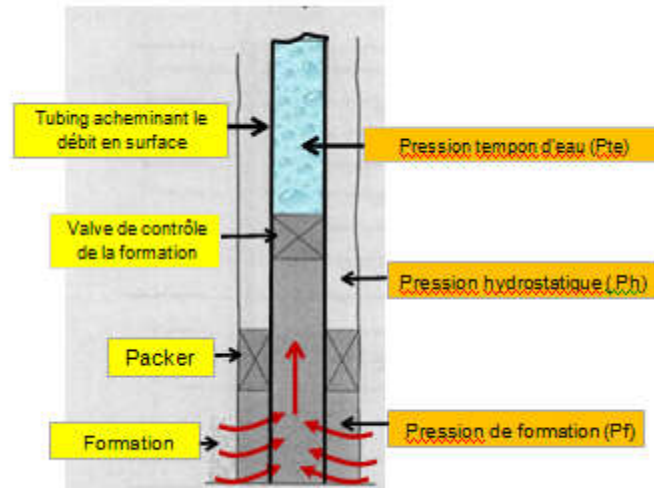


Fig.II.11. Schéma simplifié d'un DST

La pression hydrostatique (P_h) dans l'espace annulaire est isolée de la pression du tampon d'eau (P_{te}) afin de permettre à la formation de débiter en surface.

Le packer isole la pression hydrostatique de la pression (P_h) de la pression de formation (P_f). La vanne de contrôle isole le tampon d'eau (P_{te}) de la formation (P_f).

Pour que la formation débite : $P_{te} < P_f$

II.2.2.2. Wireline Testing

Le but est de définir la qualité et la quantité de fluide dans la formation. Plusieurs options dans la conception de la colonne sont disponibles suivant les exigences du test et la nature du puits.

Evolution des outils de test wireline :

- FT (*Formation Tester*): premier wireline test introduit en 1955, avait pour seul objectif l'échantillonnage de fluides: un seul échantillon par descente.
- FIT (*Formation Interval Tester*), a remplacé par le FT: un seul échantillon et une seule mesure de pression par descente.
- RFT (*Repeat Formation Tester*) remplacé le FIT en 1975.

- MDT (Modular Formation Dynamics Tester) remplace le RFT dans les années 90.
- RDT, RCI, XPT

II.2.3. Classification selon les objectifs du puits

Tab.II.2. Classification des essais de puits selon l'objectif du puits

TYPES D'ESSAI DE PUIITS	POURQUOI ?
Essai de puits d'exploration	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Pour connaître la nature du fluide en place ➤ Pour avoir une idée sur le régime de pression d'écoulement ➤ Pour obtenir une valeur de l'indice de productivité et du skin
Essai de puits d'appréciation/de délinéation	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Pour Obtenir les échantillons des fluides de réservoir en grande quantité pour l'analyse PVT ➤ Pour établir les divers régimes d'écoulement descriptifs de la configuration du drainage dans le réservoir ➤ Pour obtenir une description des caractéristiques du réservoir du puits (Kh, P^*) sur un plus grand rayon ➤ Pour obtenir une valeur de l'indice de productivité, du Skin
Essai de puits de développement	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Pour un puits de développement sur un champ non producteur : les objectifs seront presque les mêmes que ceux d'un puits de délinéation ➤ Pour un puits de développement sur un champ de production : l'objectif est de surveiller les paramètres d'origine

II.2.4. Les informations obtenues à partir d'un essai de puits

Tab.II.3. Les informations obtenues à partir d'un essai de puits

Description du réservoir	Description du puits
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Perméabilités ➤ Hétérogénéité du réservoir ➤ Pression initiale ou moyenne ➤ Limites 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Indice de productivité IP ➤ Effet Pariétal S ➤ Géométrie du puits

Les informations obtenues seront différentes, mais auront le même objectif :

Décrire au mieux le système de puits/réservoir pour faire varier le débit du puits au maximum pour une durée maximale.

Le matériel d'essai de puits (de surface et de fond) sera choisit selon :

- Le type et l'objectif du test (essai aux tiges, test de production, puits d'exploration)
- Le type de fluide produit (huile ou gaz, H₂S, CO₂, ...etc.)
- Les caractéristiques du réservoir (perméabilité/Porosité,..)
- La géométrie du puits (Puits vertical/Horizontal, à pénétration partielle, avec fermeture au fond ou en surface, etc.)

Chapitre III :

Le DST avec un train PCT

III.1. Principe de DST

Le DST est une méthode de détermination du potentiel de production de la formation. Ceci est fait par suppression de la pression hydrostatique de la colonne de boue, ce qui provoque l'invasion des fluides de formation vers le drill string.

L'écoulement est soit laissé atteindre l'équipement de test de surface, soit laissé contenu à l'intérieur du drill string s'il contient des produits indésirables (H₂S, CO₂...) qui peuvent causer un danger.

Le train de test consiste d'un packer et une vanne contrôlée depuis la surface descendu dans le puits par les tiges de forage ou le tubing.

Pendant la descente, la vanne est fermée, ce qui exclut les fluides contenu dans le puits de passer à travers les DP. Une fois on est au fond, le packer sera ancré pour isoler la zone de production de la colonne de boue, et la vanne sera ouverte pour permettre au fluide du réservoir de traverser les DP.

Après le relevé de la pression hydrostatique sur la formation par le débit initiale, la vanne est fermé ce qui permet au réservoir de re-pressurisé le puits sous le packer. L'enregistrement des pressions pendant l'ouverture et la fermeture est répété à plusieurs reprises.

Normalement, le train DST est descendu en Open-Hole, mais il est aussi compatible pour un test en cased hole en utilisant un packer à ancrage mécanique. Un tampon d'eau sera peut être nécessaire pour assurer la stabilité du puits et éviter l'écrasement des tiges.

III.2. Les objectifs de DST

Les objectifs principaux d'un DST sont d'obtenir les informations de réservoir pour l'évaluation et le calcul du potentiel de production de ce réservoir, ces informations sont :

- Pression statique du réservoir
- Pression dynamique du fond
- L'indice de productivité
- Les propriétés des fluides de formation
- La perméabilité
- L'endommagement du réservoir (l'effet Skin)
- Le débit de production
- Le point de bulle ou la pression de saturation
- La nature des fluides contenus dans le réservoir et les gaz indésirables associés (H₂S, CO₂)

III.3. Types des tests DST

III.3.1. tests en trou non tubé (Open Hole)

Le DST en trou ouvert est une mise en production de courte durée d'un intervalle géologique non tubé supposé contenir des hydrocarbures. Cet intervalle est isolé par un packer ancré immédiatement au-dessus (test standard), soit par deux packers ancrés de part et d'autre (Straddle test).

Ce type de DST ne peut être que de courte durée. Il est pratiqué dans les puits d'exploration à gradient normal.

III.3.1.1. Les Avantages

- Simplicité du test, l'équipement de surface peut être réduit au maximum,
- Rapidité de mise en œuvre et temps opérationnel réduit,
- Permet d'éviter les problèmes de mauvaise cimentation derrière le tubage, donc une très bonne fiabilité concernant l'identification de l'effluent contenu dans le niveau testé,
- Ne perturbe pas l'avancement du programme de forage,
- Peut éviter, en fin de trou, la descente d'un tubage non justifié (puits sec).

III.3.1.2. Les Inconvénients

- Risque d'un coincement toujours important, ajouté à une instrumentation plus délicate qu'en trou tubé.
- Type de test non adapté pour les réservoirs non consolidés.
- Etanchéité parfois problématique du packer si le trou n'est pas bien calibré.
- Information, obtenues au cours de ce genre de test, très limitées (cela est dû aux faibles débits imposés lors de ce type de DST).

III.3.2. tests en trou tubé (Cased Hole)

Le DST en trou tubé est une mise en production de courte durée d'un intervalle géologique, après descente d'un tubage au droit de cet intervalle. Le tubage est perforé au droit de la zone à tester et un packer est ancré au-dessus pour assurer l'isolation annulaire pendant les opérations de test. Toutefois, dans certains cas, la zone à tester n'est pas tubé mais le packer est ancré dans le tubage technique situé au-dessus.

La vanne de fond (tester) peut être soit à commande mécanique comme pour les tests en trou ouvert, soit à commande par pression annulaire.

Le DST en trou tubé permet généralement d'atteindre tous les objectifs du test en puits d'exploration et de délinéation.

III.3.2.1. Les Avantages

- Le potentiel d'étanchéité du packer est très élevé du fait d'un profil intérieur bien régulier et de diamètre connu.
- On dispose de plus de flexibilité quant à la conception du train de test (possibilité d'utiliser des outils commandés par la pression annulaire, ...).

- La durée du test peut être considérablement plus longue (moins de risque de coincement de la garniture).

III.3.2.2. Les Inconvénients

- les opérations de cimentation et de perforation peuvent provoquer un endommagement des abords du puits.

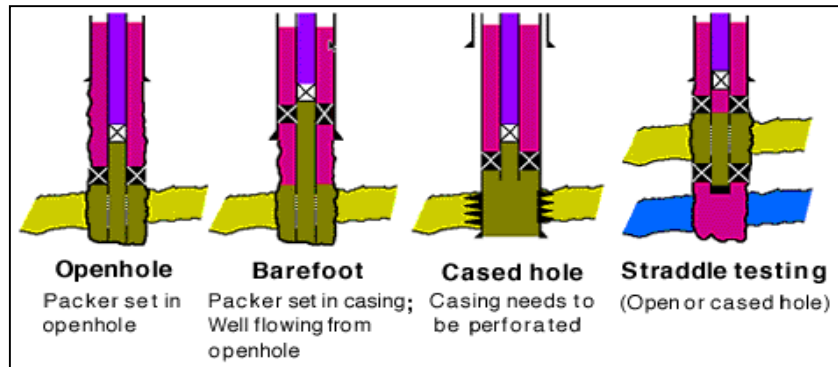


Fig III.1 : Les types de DST

III.4. Sécurité de l'opération

Pour assurer la sécurité de l'opération, il faut étudier :

III.4.1. Les conditions extérieures de déroulement du test

- Dans la mesure du possible, on s'efforcera d'effectuer de jour l'ensemble de la préparation, mais dans beaucoup (tests profonds notamment) cette condition n'est pas réalisable. Le planning du test doit alors être calculé pour que dans tous les cas les opérations d'ouverture. De circulation inverse et de désencrage de packer soient réalisées de jour.
- On évitera de faire un test avec des conditions météorologiques défavorable. Nous rappelons que dans le cas des tests en mer, les conditions météo-océanographiques sont d'une importance capitale, à partir d'un engin flottant notamment le test en trou tubé ne peut avoir lieu qu'avec des pilonnements fiables et une couverture météo favorable.

III.4.2. Le puits

L'horizon soumis à l'investigation est généralement mis en évidence en cours de forage par :

- Un changement de terrain.
- Des indices.
- Des pertes.

Mais quelle que soit la nature des éléments, il faut s'assurer avant de décider d'un test (au

moyen de logs électriques et de carottage mécanique si nécessaire).

- Des caractéristiques essentielles des formations à tester (lithologie-épaisseur-cotes-pression).
- Dans la mesure du possible, de la nature des fluides attendus ; en particulier si on attend un gaz acide, le test ne pourra être envisagé que dans certaines conditions particulières.

III.4.3. Le matériel

- **L'appareil du forage**

L'appareil proprement dit doit être de capacité suffisante et doit comporter les sécurités nécessaires notamment en ce qui concerne les moteurs et les installations électriques.

- **L'installation de surface**

Doit être complète (manifold de duses, torche, dégazeur) et éventuellement groupe de pompage à haute pression, réservoir de stockage de l'effluent, séparateur.

- **Le matériel du fond**

La garniture de tiges doit être en excellent état, l'ensemble du train de test doit être soigneusement contrôlé et dans la mesure où les conditions de test sont sévères (pression différentielle, température), il faut équiper tous les outils de garniture et joints neuf à chaque opération.

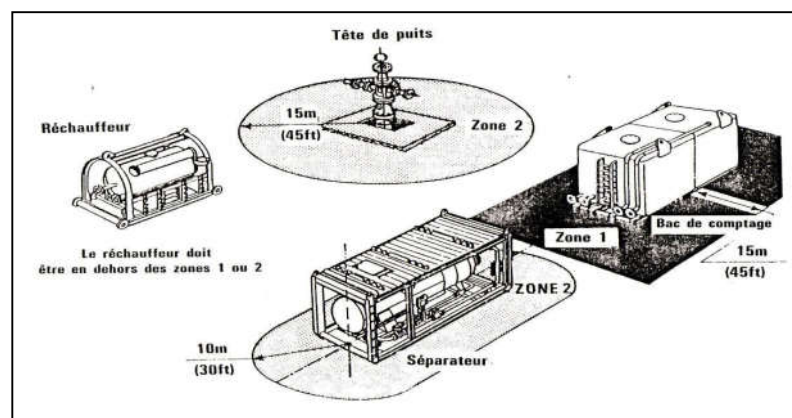


Fig III.2. : Périmètre de sécurité des équipements de surface

III.5. Equipements de DST

III.5.1. Equipements de fond (Train PCT)

III.5.1.1. Fonctions de base à assurer

La réalisation d'un test, et tout particulièrement d'un test en trou ouvert, impose de pouvoir :

- S'affranchir de la pression exercée par la colonne de boue sur la zone à tester et diminuer la pression en face de cette zone jusqu'à une valeur inférieure à celle des fluides contenus dans la couche.
- Canaliser ces fluides jusqu'en surface sans risque de pollution de la boue ou d'éruption.
- Maintenir sur les formations non testées, la pression exercée en forage par la colonne de boue pour éviter leur éboulement ou la venue des fluides sans utiliser la pression hydrostatique de la boue.
- D'enregistrer en fond de puits la température, la pression et leur variation tout au long du test.
- Procéder, en fin de test, à la remontée de la garniture de test après avoir remis l'ensemble du puits sous fluide de contrôle.

III.5.1.2. Composants d'un train PCT de Schlumberger

Le train de test commandé par la pression annulaire a été conçu initialement pour être utilisé dans des puits fortement déviés puisque les mouvements mécaniques se transmettent mal au testeur pour le manœuvrer. Vu sa fiabilité et sa simplicité, ce système a été ensuite généralisé pour tous les tests en trous tubés.

Les éléments de base d'une garniture de test avec tester PCT, permettant en particulier d'assurer les fonctions vues au paragraphe précédent, sont les suivants :

III.5.1.2.1 Le tubulaire proprement dit

Constitué selon le cas de tiges de forage ou de tubing. Ce tubing sert :

- De conduit pour l'effluent qui sera produit.
- De support pour les autres éléments.

Les tiges de forage sont plus particulièrement utilisées dans le cas de tests en cours de forage (Drill Stem Test) de courte durée d'une zone à faible ou moyenne pression. Dans les autres cas, et tout particulièrement s'il ya risque de présence d'acide sulfurique (H_2S), on préfère utiliser des tubings qui présentent une meilleure étanchéité au niveau des raccords.

III.5.1.2.2 Le packer

Ce manchon en caoutchouc situé au-dessus de la zone à tester s'applique sur les parois du trou par compression, réalise l'étanchéité et sépare le puits en deux zones sans communication entre elles, le packer comprend trois sections principales : le drag block et slip assembly et by pass.

L'ensemble de drag block et slip assembly entrant en contact avec la paroi de puits lors de l'exécution dans le trou et une by pass de fluide annulaire en dessous de ces éléments.

Une fente en J dans drag block est utilisé pour armer et désarmer le packer lors de l'exécution dans le trou, la garniture d'étanchéité se trouve dans la position de sécurité tant que le J-Pin reste en cette position, le packer ne peut pas ancrée. Pour ancrer le packer les mouvements suivants sont requis :

1-tirer la garniture pour déplacer le J-Pin vers la bas J-slot.

2-Tournez la garniture d'un quart de tour vers la droite à l'outil, ce déplace la tige vers la bas du côté de la fixation de la rainure en J, à la surface 1 tour par 3000m dans un trou droit.

3-appliquer un poids sur le packer l'exigence de poids est d'environ 1 tonne par pouce du poids nominal .Le J-pin est sur le coté de fixation de J-slot, et le mandrin se déplace plus bas par rapport aux blocs de glissement, à ce stade, certain équipement ont changé de position :

a-La by pass se ferme

b-Le corps de l'outil se déplace vers le bas et pousse les slips contre la paroi du casing, les slips maintenant supportent le poids de la garniture

c-maintien de poids comprime les éléments contre la paroi du casing et maintient la vanne by-pass fermé pendant la DST

A la fin de l'essai, il suffit de tirer la garniture la vanne by-pass ouvert, donc l'égalisation des pressions. Un mécanisme est disponible pour placer le J-pin automatiquement dans la position initiale.

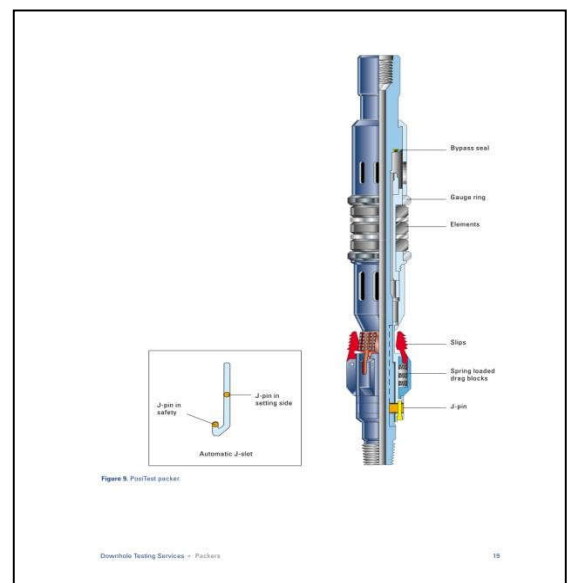


Fig III.3. FlexPac packer

III.5.1.2.3 Le joint de sécurité

Tout particulièrement lors d'un test en trou ouvert, les risques de coincement du packer sont importants. Dans ce cas, le dévissage du joint de sécurité permet la récupération de la partie libre de la garniture.

Il est muni d'un gros filetage (coarse thread) qui à la fois supporte le poids de la garniture et permet un désengagement/réengagement facile.

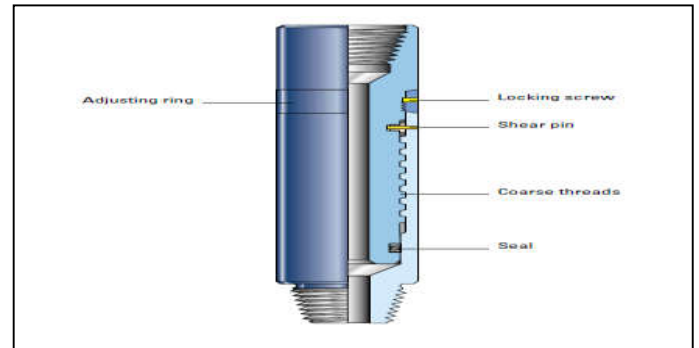


Fig III.4. Joint de sécurité

III.5.1.2.4 La coulisse de battage (Hydraulic Jar)

Utilisée lors d'un coincement du packer. La jar peut être utilisée pour fournir un choc (battage) vers le haut pour aider le décoincement de l'outil coincé. Elle comporte deux parties : le corps (housing) connecté à la partie libre de la garniture et un mandrin (mandrel) attaché à la partie coincée. Le corps se déplace vers le haut et vers le bas respectivement au mandrin.

Entre le corps et le mandrin se trouve une chambre à l'huile séparée en deux parties par un Jeva flow restrictor et une check valve. La coulisse est fermée initialement. Si la partie inférieure coince, un tirage de la garniture de test permet d'emmagasiner une énergie potentielle dans les drill pipe. L'huile hydraulique va s'écouler lentement à travers le Jeva flow Restrictor de la chambre supérieure vers la chambre inférieure jusqu'à que la bague d'étanchéité (seal ring) atteinte le diamètre réduit du mandrin. Dans ce cas le corps va se déplacer rapidement et un battage est produit au dessus de la partie coincé. Une fois la coulisse est activée, la garniture de test est descendue et le corps de la coulisse se déplace vers le bas. L'huile s'écoule à travers la check valve (clapet anti retour) à nouveau vers la chambre supérieure et la coulisse est prête pour le battage à nouveau pour plusieurs fois.

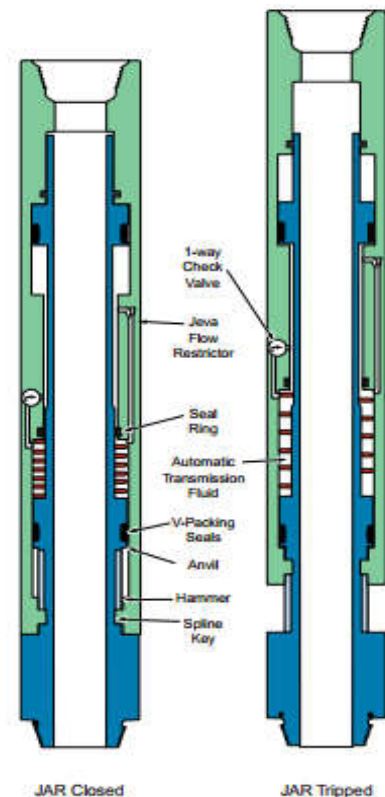


Fig.III.5.la coulisse de battage

III.5.1.2.5 La vanne de Test PCTV

C'est une vanne qui s'ouvre juste en augmentant la pression de l'annulaire jusqu'à atteindre une pression de référence d'ouverture.

Pour fermer la vanne, simplement purger la pression de l'annulaire. Ce cycle ouverture/fermeture peut être répété plusieurs fois selon nos besoins durant le test.

Après l'ancrage du packer, une pression hydrostatique est piégé par l'outil de référence HRT/PORT dans la chambre de référence de la PCTV. De l'azote est comprimé par cette pression piégé ce qui définit la pression de service pour le mandrin, quand la pression annulaire dépasse cette pression, le mandrin est forcé vers le bas en poussant une bille vers le bas ce qui ouvre la vanne à bille.

L'étanchéité de la vanne à bille (ball valve) est assuré contre une différence pression venant du dessus ou du dessous, mais qu'elle soit ouverte uniquement contre une différence de pression qui vient du dessous sinon un endommagement aura lieu si une pression existe au dessus de la ball valve lors de l'ouverture de la vanne.

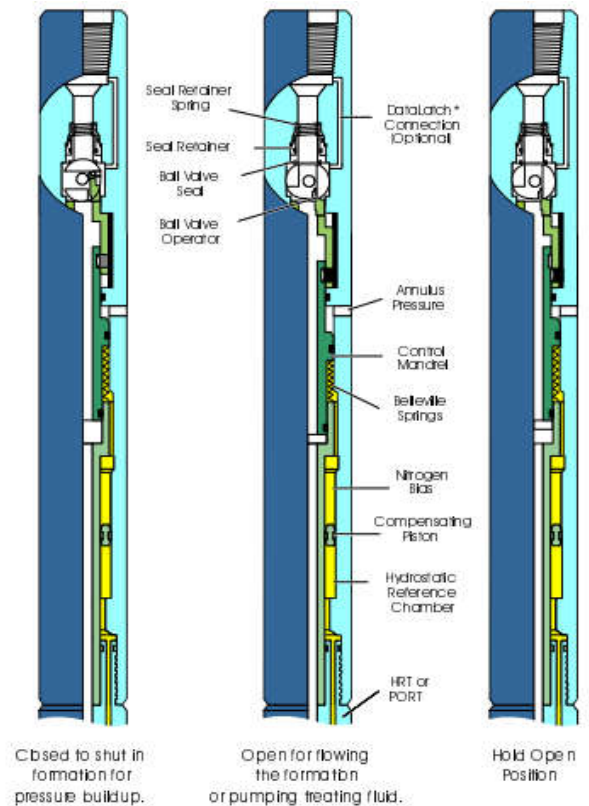


Fig III.6. Vanne de test PCTV

III.5.1.2.6 La vanne IRDV (IRIS dual-valve)

La vanne double IRIS (IRDV) est un outil de test de gros calibre compact qui a une vanne d'essai de multi cycle et une vanne de circulation. L'IRDV est commandé par micro-processor-électroniques et utilise la pression hydrostatique en tant que source d'énergie mécanique pour faire fonctionner en fond de trou.

Utilisant des pompes de forage standards, les commandes sont envoyées sous forme d'impulsions de pression de bas niveau dans l'espace annulaire. Ces impulsions sont détectées par une capture de pression et sont décodés avec un microprocesseur qui met en œuvre les commandes par l'électronique de l'outil et de l'hydraulique. Ce mode d'opération empêche les solides dans la colonne de boue ou de débris de l'effluent de boucher la vanne.

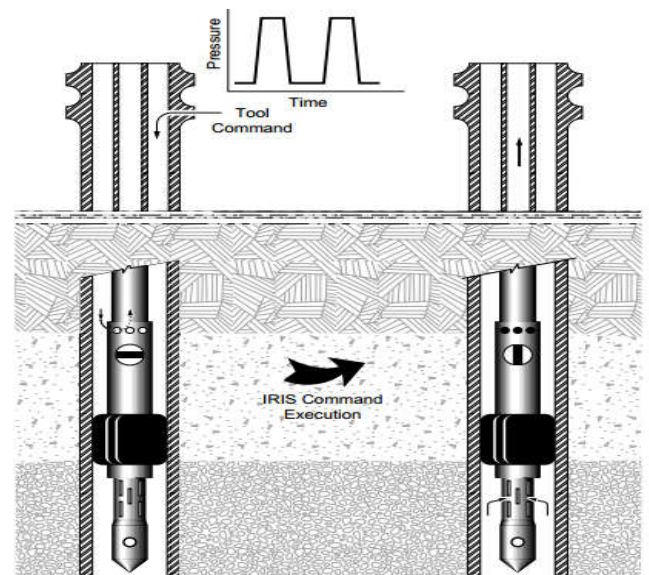


Fig III.7. Double Vanne IRDV

III.5.1.2.7 La vanne de circulation inverse

A la fin du test, si le puits a été productif, le train de test se trouve partiellement ou complètement rempli par l'effluent. Il est alors dangereux de réaliser la manœuvre de remontée avec ce fluide inflammable à l'intérieur de la garniture de test.

La vanne de circulation inverse est placée au-dessus du testeur et est ouverte à la fin du test pour permettre le passage de la boue de l'espace annulaire vers l'intérieur de la garniture de forage pour remplacer l'effluent avant de remonter le train de test.

Pendant la circulation inverse, il faut veiller à ce que la pression dans l'espace annulaire ne dépasse pas la pression maximale admissible.

Un train de test doit comporter deux vannes de types différentes, pour que si la première ne fonctionne pas, on puisse utiliser la deuxième. En général, la première vanne à utiliser est celle à percussion et la deuxième celle à plaques d'éclatement.

- **La vanne de circulation inverse SHRV (Single-shot hydrostatic over pressure reverse valve)**

La vanne à simple coup surpression hydrostatique inverse (SHRV) est une vanne d'inversion fonctionnant par la pression de annulaire une fois actionnée ne peut pas être réactivée. Elle est ouverte à la fin de l'essai afin d'évacuer des fluides produits au cours de l'essai.

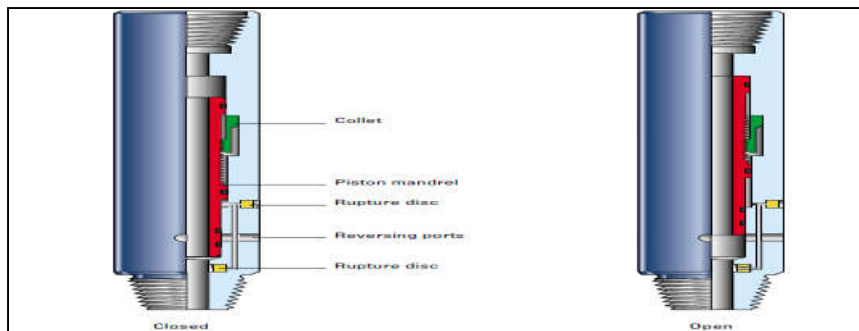


Fig III.8. Single-shot hydrostatic overpressure reverse valve

III.5.1.2.8 La vanne d'égalisation

La réalisation du test entraîne un régime de pression sous le packer différent de la pression hydrostatique de la boue qui s'exerce au-dessus du packer.

Afin de pouvoir décompresser et désancrer le packer à la fin du test, il est indispensable d'égaliser les pressions de part et d'autre du packer.

Pour cela on utilise une vanne d'égalisation située entre le packer et le testeur. En fin de test, elle permet d'ouvrir une communication entre l'annulaire et l'intérieur de la garniture de test (partie en dessous du testeur).

Lors de la descente du train de test, cette vanne est en position ouverte et sert de by-pass pour le passage du fluide du dessous au-dessus du packer au fur et à mesure que la garniture est descendue. Elle sera fermée avant l'ouverture initiale du testeur.

III.5.1.2.9 le porte-enregistreur

C'est un outil qui porte les enregistreurs de pression, il peut porter jusqu'à 4 enregistreurs, les types d'enregistreurs (Crystal ou saphire) sont descendu selon les besoins du client. Suivant leur place et leur agencement dans la garniture, les enregistreurs de pression permettent d'enregistrer soit la pression régnant à l'intérieur de la garniture soit la pression régnant à l'extérieur de la garniture, et donc en particulier l'évolution de la pression de fond lors de la phase de débit (draw down) et lors de la phase de fermeture (build-up).

III.5.1.2.10 Slip joint

Le joint coulissant (SLPJ) est un outil de compensation d'expansion/contraction, il accueille tous les changements de longueur de la garniture provoqués par la température et de la pression, le joint coulissant comporte deux parties distinctes : une enveloppe extérieure et un mandrin interne mobile. Pour les essais où l'injection ou la simulation est prévu, le refroidissement peut provoquer une grande contraction, et quatre ou cinq joints de glissement peut être nécessaire pour compenser le mouvement de garniture pendant les opérations.

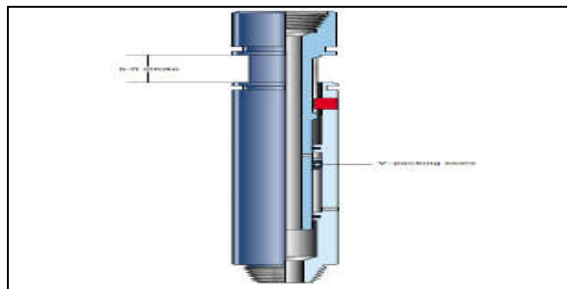


Fig III.9. slip joint

III.5.1.3. Autres composants

Selon que le test est effectué en trou ouvert ou en trou cuvelé, de nombreux autres éléments sont ou peuvent être aussi intégrés dans un train de test, tout particulièrement:

III.5.1.3.1 La béquille

Afin d'ancrer le packer, le bout du train de test doit s'appuyer sur le fond. Pour cela, on connecte des masses – tiges à partir des fourreaux portes – enregistreurs jusqu'au fond. Ces masse – tiges représentent la béquille qui permet d'appuyer sur le fond pour permette l'ancrage du packer et l'ouverture du testeur.

III.5.1.3.2 Le dispositif d'ancrage latéral

Si le fond est très loin des fourreaux porte – enregistreurs, on utilise un dispositif qui possède des coins qui s'ancrent aux parois du puits (puits découvert), assurant ainsi l'appui du train de test pour l'ancrage du packer. Il est vissé au bout du train de test et s'ancre par rotation. Des ressorts de friction empêchent la rotation de la chemise pour permettre aux coins de sortir et s'agripper aux parois du puits.

III.5.1.3.3 Le sabot

Cet élément est situé tout en bas de la garniture de test. Dans le cas d'un test en trou ouvert, c'est un raccord à fond plat permettant de prendre appui sur le fond du puits et donc de comprimer le packer.

III.5.1.3.4 Les crépines

Ce sont des tubes perforés par lesquels l'effluent produit par la zone testée pénètre dans la garniture de test et qui agissent aussi comme un filtre vis à vis des débris produits.

III.5.1.3.5 Les masse-tiges ou les tiges lourdes

Placées au-dessus du dispositif de circulation inverse, elles permettent en particulier de disposer de suffisamment de poids pour :

- comprimer les garnitures d'étanchéité du packer.
- Et, dans le cas d'un tester de type mécanique, ouvrir la vanne du tester.

III.5.1.3.6 Une vanne de sécurité de fond

Elle permet de fermer la garniture de test en fond de puits au cas où la vanne du tester serait défaillante.

III.5.1.3.7 Un échantillonneur de fond

Intégré dans la garniture, il permet de piéger l'effluent présent à cette cote. Il est activé en fin de la dernière phase de débit.

III.5.2. Equipements de surface

III.5.2.1. Fonctions de base à assurer

L'équipement de surface doit permettre en particulier :

- de supporter les pressions en tête et d'assurer la sécurité en surface.
- de maintenir un (ou des) débit(s) compatible(s) avec la capacité des installations et le programme de test.
- de récupérer des échantillons.
- le cas échéant, de mesurer le débit de l'air contenu dans la garniture au début du test et poussé par le débit de l'effluent venant du fond du trou.

- de séparer l'effluent s'il arrive en surface pour compter séparément l'huile, le gaz et l'eau.
- de connaître les conditions de débit, de séparation, de comptage et d'échantillonnage.
- de stocker ou brûler l'effluent.

III.5.2.2. Equipements de base

Les équipements de base en surface sont les suivants :

III.5.2.2.1 Tête de circulation ou tête de test en surface pour DST (flow Head)

Elles sont construites en une seule pièce, en opposition au premier modèle qui était assemblé à partir de différents composants. Quel que soit le type les deux doivent contenir :

- Une vanne supérieur principale « Upper Master Valve » utilisée pour une utilisation d'urgence seulement.
- Une vanne inferieur principale « Lower Master Valve » située en dessous de l'axe pivotant utilisée pour une situation d'urgence seulement.
- Une vanne latérale manuelle « Kill Wing Valve » située sur une sortie latérale connectée à la pompe de cimentation ou sur le manifold du chantier.
- Une vanne hydraulique « Flow Wing Valve » située sur une sortie latérale connectée au manifold de dusse laquelle est activée par le système ESD.
- Une vanne inferieur « Swab Valve » située sur le bas de la tête de test, utilisée pour fermer le puits lors des opérations au câble « wireline » ou des opérations de « coiled tubing ».
- Un raccord de levage « Handling Sub » utilisé pour connecter les équipements de « Wireline » ou de « coiled tubing » mais aussi utilisé pour soulever la tête de test.
- Une rotule ou joint rotatif « pressure swivel » qui permet la rotation de la colonne de production tout en ayant les lignes de pompage et de production connectées.

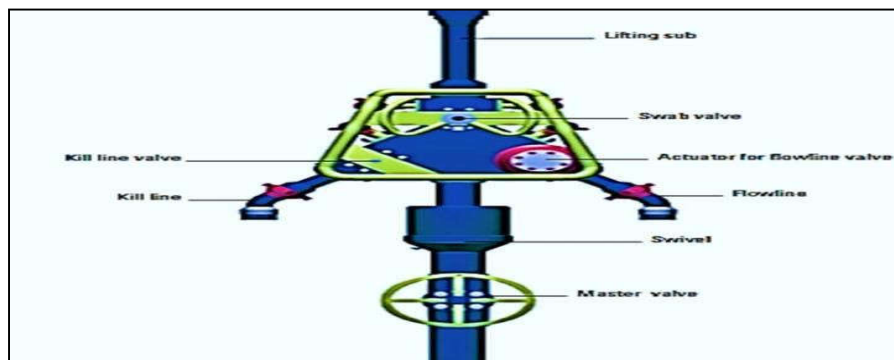


Fig III.10. Flow Head

III.5.2.2.2 Le manifold des duses

Ce petit manifold est muni de deux duses, l'une à pointeau est réglable entre 0 et 2", et l'autre est fixe et remplaçable par des duses de 4/64" à 1" tous les 4/64", puis de 1 à 2" tous les 8/64". Les duses fixes et celle réglable ainsi que le pointeau et son siège sont en céramique ou en carbure de tungstène pour ne pas être érodés, surtout dans les tests de réservoirs à gaz ou de formations mal consolidées.

Un ensemble de vannes permet d'acheminer l'effluent vers la sortie du manifold soit directement soit en passant par l'une des duses.

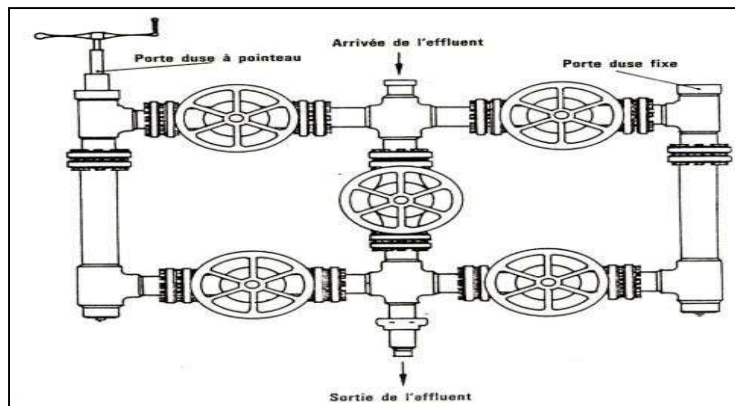


Fig.III.11. Le manifold des duses

Ce manifold est utilisé pour contrôler la pression en tête du puits pour limiter le débit du réservoir pour, d'une part, éviter l'éboulement du réservoir, et, d'autre part, avoir un débit contrôlable en surface (limité par le séparateur, le réchauffeur, etc....).

Ce manifold doit comporter à l'amont, entre autres, une connexion pour brancher un tuyau plongé dans un seau d'eau qui indique l'arrivée de différents fluides en surface et permet la prise d'un échantillon en conditions de surface et une connexion pour la mesure de la pression à l'aide d'une balance à poids mort avec un enregistreur graphique.

Le manifold est relié à la tête de production par des conduites de 2 ou 3", à haute pression. Les conduites à l'aval des duses sont à moyenne ou basse pression.

III.5.2.2.3 Le réchauffeur ou l'échangeur à vapeur

Dans le cas où l'effluent est du gaz ou de l'huile à fort pourcentage de gaz dissous, les détentes dans la duse et dans le séparateur entraînent la chute brusque de la température de l'effluent, formant ainsi des composés solides appelés hydrates, qui peuvent boucher les conduites et les appareils de mesure. La chute de la température peut même causer le dépôt de paraffines par l'huile, ce qui augmente sa densité et rend la séparation de ses composants difficile.

Pour éviter ces problèmes, l'effluent, avant d'entrer dans le séparateur, doit être réchauffé dans un équipement spécial, appelé réchauffeur ou échangeur thermique. Les réchauffeurs peuvent être directs ou indirects. Dans le réchauffeur direct, l'effluent est en contact direct avec la flamme d'un brûleur, ce qui présente des risques d'incendie. Dans le réchauffeur indirect, l'effluent passe dans un serpentin

plongé dans un bain chaud d'eau ou de glycol. Le tube à feu, en forme de "U", est fixé en bas, dans le bain. Une cheminée verticale permet l'échappement de la vapeur. La température de l'effluent à l'entrée du séparateur ne doit pas excéder 20° C.

III.5.2.2.4 Le séparateur

Le séparateur sert à séparer les différents fluides constituant l'effluent remonté du réservoir, afin de mesurer leurs débits et volumes séparément et en prendre des échantillons.

Le séparateur est un réservoir cylindrique, disposé horizontalement ou verticalement, ou sphérique. Dedans, en lui laissant le temps nécessaire, les différents composants de l'effluent se séparent par décantation : les liquides sont déposés au fond du séparateur en fonction de leur masse volumique, les plus lourds en bas, et les gaz sont évacués par le haut.

L'huile qui se dépose au fond du séparateur contient encore du gaz, mais en attendant le temps nécessaire (généralement une minute), le gaz finira par s'évacuer complètement.

L'huile qui reste en suspension dans le gaz forme un brouillard et nécessite un temps beaucoup plus important pour s'en séparer. Pour activer la séparation, on provoque:

- une projection de l'effluent dès son entrée contre une paroi pour écraser les gouttelettes.
- ou l'écoulement contrarié provoqué par des chicanes disposées à l'entrée du séparateur qui changent brusquement la direction de l'effluent, créant ainsi des accélérations et ralentissements successifs provoquant la séparation des phases.
- ou la centrifugation de l'effluent à l'entrée du séparateur qui projette le liquide à la périphérie.
- ou la disposition d'un tamis à la sortie du gaz pour retenir les gouttelettes qui peuvent mesurer jusqu'à 10 microns.

La séparation entre l'eau et l'huile se fait sans problèmes s'il n'y a pas d'émulsion. Il faut noter que la séparation entre l'huile et l'eau n'est jamais complète et l'huile, même après séparation, contiendra toujours une faible quantité d'eau. Mais s'il y a émulsion, il faut ajouter un dés-émulsifiant à l'amont du séparateur pour briser les films inter-faciaux.

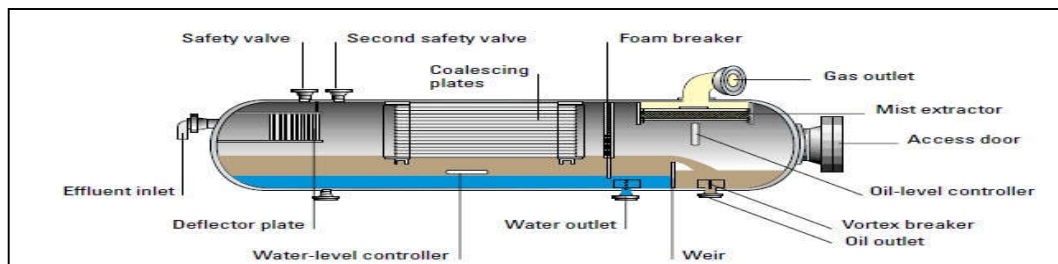


Fig III.12. Le séparateur

Annexes du séparateur

Le bac de comptage : c'est un bac ouvert ou fermé (plus sécurisant) qui sert soit à étalonner les compteurs du séparateur, soit à mesurer le débit de liquide s'il est faible. Il possède un manifold à l'entrée et un autre à la sortie, des indicateurs de niveau, des conduites de purge et des événements munis de système arrête – flamme.

Les pompes de transfert : ce sont des pompes centrifuges entraînées par des moteurs électriques ou thermiques. Elles servent à évacuer l'effluent du bac de comptage vers les torches ou les systèmes de stockage.

Les torches : l'hydrocarbure qui ne peut pas être stocké doit être brûlé pour ne pas polluer l'atmosphère. Pour cela, on utilise deux torches (une pour l'huile et l'autre pour le gaz) d'un diamètre compris entre 2 et 4", longues d'au moins 100 mètres, ayant une pression de service basse à moyenne. A la sortie de la torche, on doit creuser une cavité et allumer le feu avant le début du test. Ces torches doivent être orientées suivant la direction du vent, avoir suffisamment de terrain dégagé devant elles et être bien arrimées au sol à l'aide de l'enfouissement ou bridage sur semelles de ciments, distantes de 8 à 10 mètres l'une de l'autre.

III.5.2.2.5 Un système d'arrêt d'urgence (ESD)

Le système d'arrêt d'urgence « Emergency Shut-Down – ESD » est utilisé quand une fermeture rapide est nécessaire suite à une fuite, une rupture ou une défaillance d'un équipement, à un démarrage d'incendie ou tout autre situation d'urgence. Le système ESD permet la fermeture d'une vanne de sécurité à partir d'un poste de contrôle à distance ou à partir de la console ESD.

Dans les opérations de test du puits, le système ESD contrôle la vanne latérale opérée hydrauliquement sur la tête de puits (Flow line valve). Si cela est demandé dans l'installation des équipements de test en surface, il peut être également contrôlé en ajoutant une vanne de sécurité qui est le plus souvent située en amont de la dusse. Une pression est appliquée à partir du poste ESD sur les vannes pour les maintenir ouvertes, la fermeture s'effectuant lorsque la pression est purgée.

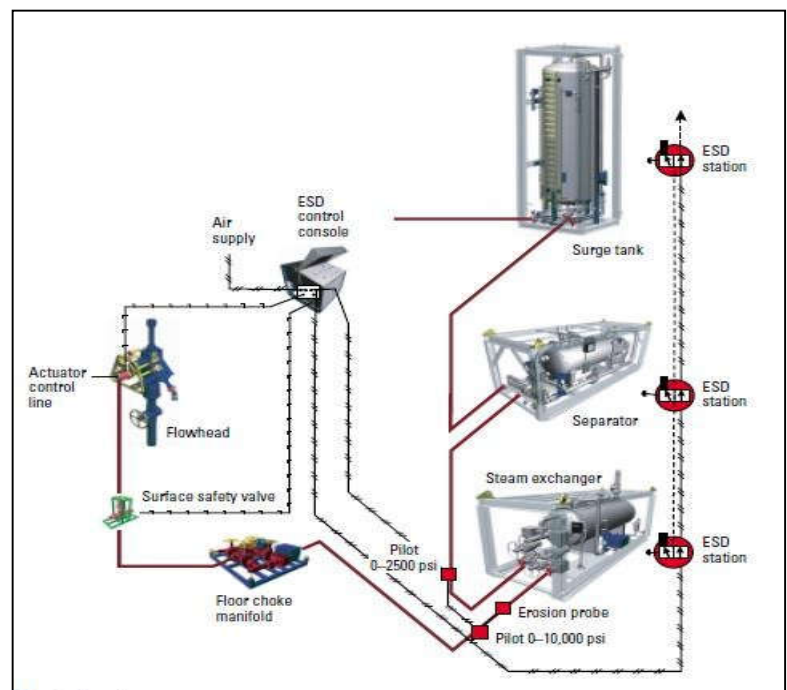


Fig III.13. système d'arrêt d'urgence

Synthèse

La figure suivante montre un exemple de disposition du matériel de surface dans le cadre d'un test :

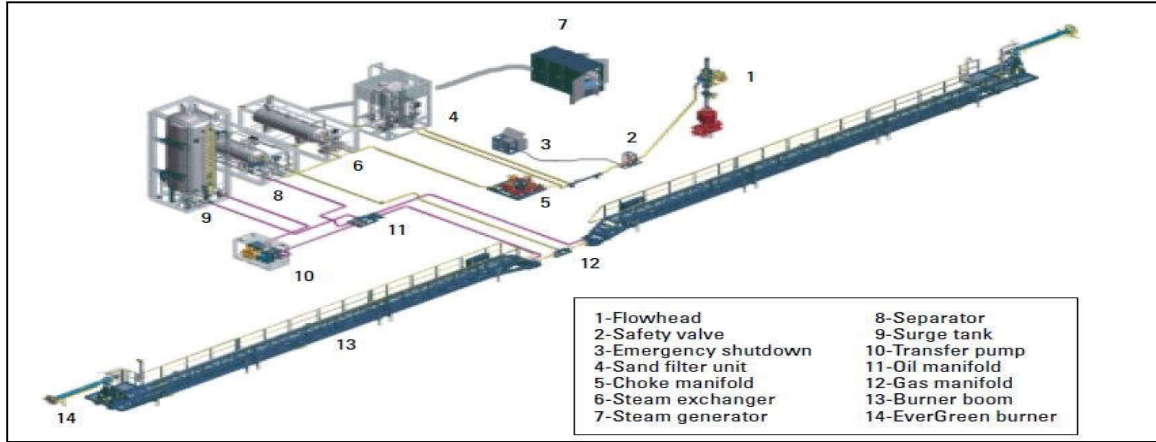


Fig.III.14. Installation des équipements de surface

III.6. Le tampon d'eau

Pour réaliser un DST (Drill Stem Test), le train de tige est descendu partiellement vide afin de réduire la pression hydrostatique exercée sur la formation. La différence de pression entre l'extérieur de la garniture et l'intérieur est maximum juste au-dessus de la vanne de test (tester valve).

La valeur de cette pression différentielle est donnée par :

$$\Delta P = g \cdot (\rho_{f\ e a} \cdot z_{vt} - \rho_{f\ i} \cdot h_t) \tag{III.1}$$

- ✓ **Pa.** ΔP : Différence de pression existant entre l'intérieur et l'extérieur de la garniture, en Pa.
- ✓ $\rho_{f\ e a}$: Masse volumique du fluide dans l'espace annulaire, **kg/m³**.
- ✓ $\rho_{f\ i}$: Masse volumique du fluide à l'intérieur de la garniture, en **Kg/m³**.
- ✓ g : Accélération de la pesanteur égale à **9.81 m/s²**.
- ✓ z_{vt} : Profondeur verticale de la vanne de test, en **m**.
- ✓ h_t :Hauteur du tampon de fluide à l'intérieur du train de test, en **m**.

L'utilisation dans les tiges d'un tampon d'eau ou d'azote sous pression c'est généralisée pour les raisons suivantes :

- Pour réduire la pression différentielle entre les deux faces packer.
- D'amortir la pression de fond.

- D'amortir les coups de bélier (qui peut provoquer un dégât en surface).
- Pour éviter l'écrasement de la garniture.

Le tampon c'est bouchon ralentissent de démarrage de puits. Il est choisi en fonction de pression de gisement.

Observation :

- Pour les puits sec ou très faibles pression ; tampon=remplissage de BHA.
- Pour les puits a pression moyenne ; tampon= 1/4pression de gisement.
- Pour les puits a pression fort ; tampon=2/3 pression de gisement.

III.7. Opérations préliminaires lors d'un DST

III.7.1. actions préliminaires avant les opérations du test

Repasser en revue les objectives du test avec le leader du projet se munir :

- Du programme et des instructions de test.
- Des rapports de réservoir ou de géologie les plus récents concernant la pression. statique de réservoir et la nature des fluides attendus.
- D'une copie des logs interprétés et annotés.
- Du relevé des vitesses d'avancement (dans le cas où le test doit être réalisé en trou ouvert).
- D'un schéma très détaillé du profil de tubage du puits.
- De la liste de commande du matériel de fond et de surface. S'assurer qu'il y a déjà sur le chantier :
 - Des bouteilles en plastique permettant de récupérer des échantillons divers à la pression atmosphérique (eau, boue, etc....).
 - Des instruments de mesure pour fluides (salinité, PH). Un agent non émulsionnant en quantité suffisante et un compteur à air (qui servira à évaluer le débit avant que le tampon d'eau n'atteigne la surface pendant le test).

III.7.2. En arrivant sur le chantier

- Examiner les échantillons de ciment prélevés lors de la cimentation du dernier tubage.
- Se procurer les logs les plus récents et le profil de déviation. Placer sur ces copies les annotations les plus importantes (absence de ciment dans un intervalle, géométrie tourmentée du trou, etc....).
- Prendre connaissance des derniers rapports d'inspection des tiges de forage ou des tubings.
- Contacter le responsable boue et lui demander ses rapports ou mieux, ses commentaires comparer ses valeurs de boue perdue dans la formation avec celles des rapports officiels. En déduire la quantité probable de boue perdue dans les zones à tester.
- Réunir les responsables des principales entités intervenant pendant le test et discuter des tenants

et aboutissants des instructions de test.

- Dès l'arrivée sur l'appareil de forage avant même d'inspecter les équipements, remonter les horloges (si des jauges de fond mécaniques sont utilisées) afin de vérifier leur fonctionnement sur une période relativement longue.

III.7.3. Inspection physique

- Vérifier que tous les composants des équipements fond et surface correspondent bien à la nomenclature et au nombre figurant dans la commande.
- Vérifier en particulier que les équipements sont conformes aux spécifications requises (résistant à l'H₂S etc.) et qu'ils sont compatibles, en particulier au niveau des filetages, des grades d'acier et des pressions de service.
- Faire effectuer les assemblages des divers composants dans la mesure où cela ne gêne par les opérations encourus.
- Inspecter l'état des joints d'étanchéité déjà montés (lorsque c'est possible) et s'assurer d'un stock de joints de rechange répondant aux spécifications requises.

III.7.4. Test en pression des équipements de fond

On testera à leur pression nominale la tête de production, le choke manifold, le réchauffeur et les lignes jusqu'au séparateur.

Le séparateur sera testé à sa pression nominale de service systématiquement avant chaque test ou série de tests sauf si un contrat de service fréquent existe entre le fournisseur et le maître d'œuvre. Dans ce dernier cas la fiche d'entretien du séparateur doit être fournie au représentant du maître d'œuvre.

III.7.5. Essai BOP

III.7.5.1. Essai de fonctionnement des BOP

Il s'agit ici de réaliser un contrôle de fonctionnement du BOP et des organes de commandes associés, après mise en place, montage et raccordement.

L'essai du bon fonctionnement des équipements et le contrôle de la validité de leur connexion sera réalisé, à partir des deux postes de commande (locale et à distance), dans les deux cas, pompes hydrauliques en service et à l'arrêt. Cet essai se limitera à la séquence de fermeture et d'ouverture des différents obturateurs à mâchoires, par voie hydraulique et par voie mécanique, et à la vérification du temps de fermeture de ces obturateurs et du temps d'ouverture des vannes à commande hydraulique. Les essais de fermeture des obturateurs à mâchoires (à l'exception des fermetures totales et/ou cisailâtes) seront réalisés sur matériel tubulaire de diamètre approprié. En ce qui concerne l'obturateur annulaire, l'essai pourra se limiter à l'observation de la seule mise en mouvement initiale de la garniture, en vue de ménager celle-ci.

L'étanchéité des divers circuits hydrauliques sera vérifiée à l'occasion de ces essais à la pression maximale de service.

Pendant les essais de fonctionnement, il sera procédé également à la vérification du temps de réponse des accumulateurs et du temps de réponse de fermeture des obturateurs.

On contrôlera en outre :

- Le temps de re-compression de l'unité d'accumulation, pour chacun des types d'énergie utilisée (pneumatique ou électrique), séparément, puis ensemble. Il ne doit pas être supérieur de plus de 10 % au temps annoncé par le constructeur.
- Les volumes pompés mis en jeu quand cela est possible.
- Le démarrage automatique des pompes, qui doit s'opérer à 90 % de la pression de service de l'unité d'accumulation.

III.7.5.2. Essai en pression des BOP

Ces essais seront réalisés avec de l'eau propre :

- Au minimum à la pression supérieure estimée en tête de puits.
- Au maximum à la pression de service des obturateurs ou à la pression moyenne de service du composant le plus faible.

La pression d'essai de l'obturateur annulaire sera volontairement limitée en général à 50 % de sa pression de service.

Ces essais devront être sélectifs pour chaque obturateur en isolant le puits par un système d'étanchéité mis en place par ancrage ou vissage dans la tête de puits, au niveau de la suspension du tubage de production.

Pendant ces essais, on veillera à ce que les vannes de contrôle annulaire soient ouvertes. Les essais des obturateurs seront effectués sur tiges ou tubing.

Les essais de l'obturateur annulaire seront effectués sur le matériel tubulaire du diamètre minimum à manœuvrer. On procédera d'abord à des essais d'étanchéité basse pression (20 à 50 bars pendant cinq minutes). Les essais haute pression devront être réalisés par paliers croissants. La durée des essais individuels sera de 15 à 30 minutes. On tolérera une stabilisation de la pression à 95 % de la pression d'essai.

L'ouverture des vannes de test de fond s'effectuera de jour. La poursuite du test pourra toutefois s'effectuer de nuit.

III.8. Chronologie d'un essai DST

III.8.1. Chronologie d'un test de courte durée (cas d'un coussin partiel)

Dans le cas des tests en trou ouvert la durée du test doit être courte afin de limiter le risque de coincement de la garniture. Fondamentalement le temps pendant lequel le packer reste ancré ne doit pas dépasser quelques heures (2 à 3 heures dans le cas d'une formation pas parfaitement consolidée).

On ne dispose généralement pas d'un temps suffisant pour déterminer correctement la productivité.

III.8.1.1 Descente de la garniture de test et ancrage du packer

La garniture de test est descendue vanne du tester fermée et avec un coussin de fluide au-dessus de cette vanne afin que, lors de l'ouverture de la vanne, la pression en fond de puits soit :

- suffisamment faible pour permettre un bon débit initial et la remontée de l'effluent jusqu'en surface (si possible).
- pas trop faible de manière à ne pas endommager les parois du trou ou la formation par un différentiel de pression trop grand, en particulier dans le cas de formations mal consolidées.

En pratique, il est courant d'admettre un différentiel de pression de plusieurs dizaines de bar voire une centaine de bar.

L'enregistreur, tout au long de la descente de la garniture dans le puits, voit la pression hydrostatique due à la colonne de boue dans l'espace annulaire qui le sépare de la surface augmenter au fur et à mesure de la descente.

Une fois en fond de puits, on procède à l'installation des équipements de surface (tête de contrôle, ...) et lorsque tout est prêt, on peut procéder à l'ancrage du packer, en appliquant dessus une partie du poids de la garniture.

III.8.1.2 Pré-débit (ou débit initial)

Cette première ouverture du tester a pour but :

- de décompresser les abords du puits, la pression hydrostatique due à la boue de forage ayant eu tendance à surcompresser cette zone à une valeur supérieure à celle de la pression de gisement.
- d'établir une bonne communication entre le réservoir et le puits, un effet de dé-colmatage étant espéré du différentiel de pression important.

Cette ouverture doit normalement être effectuée de jour.

La durée de cette période de pré-débit est généralement de l'ordre de quelques minutes (3-5 min).

III.8.1.3 Fermeture initiale

Le tester est refermé afin de mesurer la pression initiale (pression vierge). Le temps de fermeture retenu est important par rapport au temps de débit précédent (si possible trois quart d'heure ou mieux une heure) afin d'obtenir par re-compression du fond de puits une pression la plus proche possible de la pression de gisement.

III.8.1.4 Débit principal (ou second débit)

Dans le cadre de ces essais de puits de courte durée, l'objectif de cette période de débit est de permettre qu'un volume d'effluent suffisant pénètre dans la garniture de test pour pouvoir prélever un échantillon représentatif, et si possible d'avoir l'arrivée de l'effluent en surface. Là encore cette ouverture doit normalement être effectuée de jour.

La durée de ce débit dépend du temps disponible restant (par rapport au temps total pendant lequel le packer peut rester ancré) et du comportement du puits.

On peut par exemple appliquer la règle du pouce suivante :

- si le débit est correct, répartir de manière égale le temps restant entre cette période de débit et la fermeture finale.

- si le débit est très élevé, augmenter éventuellement le temps réservé au débit tout en gardant un temps de fermeture au moins égal à la moitié du temps de débit et qui ne devrait pas être inférieur à trente minutes.
- si au contraire le débit est faible, faire en sorte d'avoir un temps de fermeture double de celui de la période de débit.
- si le puits se tue, procéder à la fermeture du tester si possible avant que le puits ne soit tué ou, au plus tard, dès que celui-ci se tue.

III.8.1.5 Fermeture finale

Cette phase est très importante en ce qui concerne la collecte des données relatives au gisement et au puits.

De l'interprétation de la remontée de pression (build-up) on cherche à déduire :

- la pression de gisement (on note généralement cette pression de gisement tirée de la remontée de pression P^*)
- Le rapport $\frac{hk}{\mu}$
- L'effet du skin S

III.8.1.6 Désancrage du packer et remontée de la garniture de test

Pour désancrer le packer il faut préalablement ouvrir le dispositif d'égalisation de pression et reprendre le poids de la garniture de test.

La remontée de la garniture de test n'est réalisée qu'après avoir :

- repoussé au mieux dans la formation les effluents situés sous le tester en pompant via l'annulaire et la vanne d'égalisation de pression désormais ouverte,
- ouvert la vanne de circulation inverse et circulé au mieux les effluents situés dans la garniture de test au-dessus du tester; ceci doit normalement être effectué de jour.

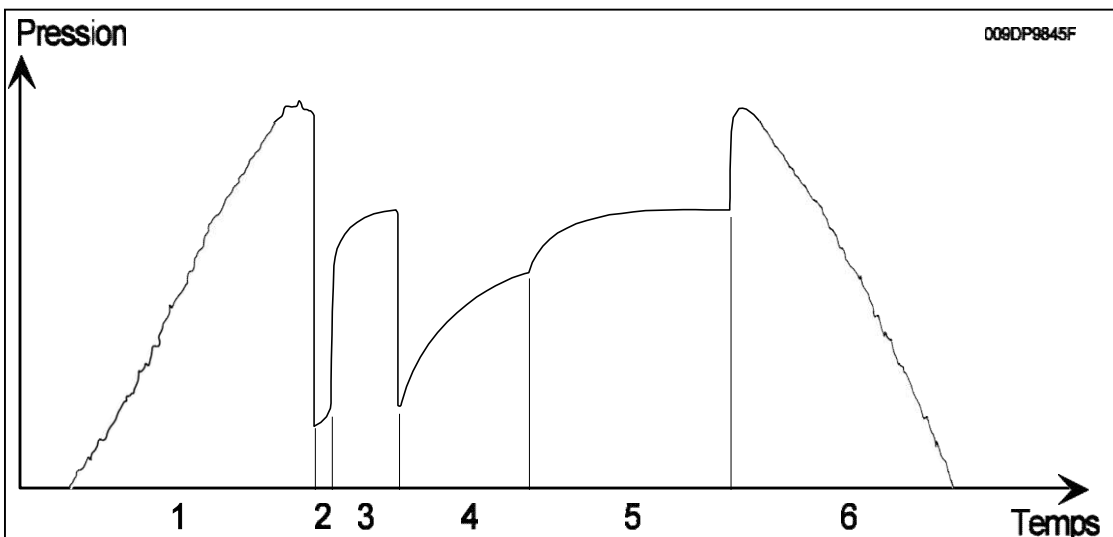


Fig III.15. Chronologie d'un test de courte durée

1. descente de la garniture de test et ancrage du packer.
2. pré-débit (tester ouvert).
3. fermeture initiale (tester fermé).
4. pression initiale (pression vierge).
5. débit principal (tester ouvert).
6. fermeture finale (tester fermé).

→ BuildUp, P^* , $\frac{hK}{\mu}$, S

7. désencrage du packer et remontée de la garniture de test, pour cela :
 - ouverture de la vanne d'égalisation et squeeze par l'annulaire.
 - ouverture du dispositif de circulation inverse et circulation.

III.8.2. Chronologie d'un test à l'huile de longue durée

Ces tests sont obligatoirement réalisés en trou cuvelé. Ils durent généralement de un à quelques jours, parfois une à deux semaines en fonction des objectifs du test et du nombre de niveau à tester. Selon le cas ils peuvent être réalisés avec une garniture provisoire ou à travers l'équipement définitif dans le cas des essais initiaux.

On ne traite pas ici des essais de production de très longue durée (quelques semaines à plusieurs mois) ayant pour but d'évaluer les mécanismes de drainage et nécessitant de produire une quantité suffisante pour que la pression statique du gisement soit affectée.

Le déroulement du test est conçu en fonction des règles internes du maître d'œuvre et des objectifs du test. Aussi il ne faut considérer la suite que comme un exemple.

III.8.2.1 Dégorgement du puits

Dans la mesure du possible, cette phase de débit sera poursuivie jusqu'à obtenir en tête de puits un effluent propre (teneur en solide proche de zéro si possible) et un débit à peu près stable. Durant cette phase les quantités produites sont à estimer.

III.8.2.2 Fermeture initiale

Elle doit être suffisamment longue pour permettre à toute la zone décomprimée dans le gisement de se rentabiliser à la pression de gisement initiale (au moins deux fois le temps de la période de dégorgement).

III.8.2.3 Débit principal

On cherche généralement à avoir le débit maximal compatible avec :

- la capacité de débit de l'ensemble des installations de surface (en fait c'est souvent la capacité de brûlage qui est la plus faible),

- l'obtention des paramètres stables en surface (pression et température en tête de puits, GOR, ...).

Il faut prolonger cette période au moins plusieurs heures après que le débit, le GOR et la pression en tête aient atteint des valeurs stabilisées.

En général un temps de débit de quelques heures (par exemple 8 à 12 heures) est suffisant. Il est d'autant plus long que la perméabilité est faible.

III.8.2.4 Fermeture pour enregistrement du build-up

Cette période de remontée de pression est essentielle pour l'interprétation ultérieure de l'essai. Le temps de fermeture doit être suffisant. On retrouve le même esprit que la règle du pouce vue précédemment si ce n'est que le temps de fermeture est souvent au moins égal au temps de débit.

Débit pour échantillonnage De manière à être dans des conditions favorables d'échantillonnage, on utilise généralement un débit réduit. Les paramètres de surface et en particulier les paramètres au niveau du séparateur (P, T, Qh, Qg, GOR) doivent être parfaitement stabilisés.

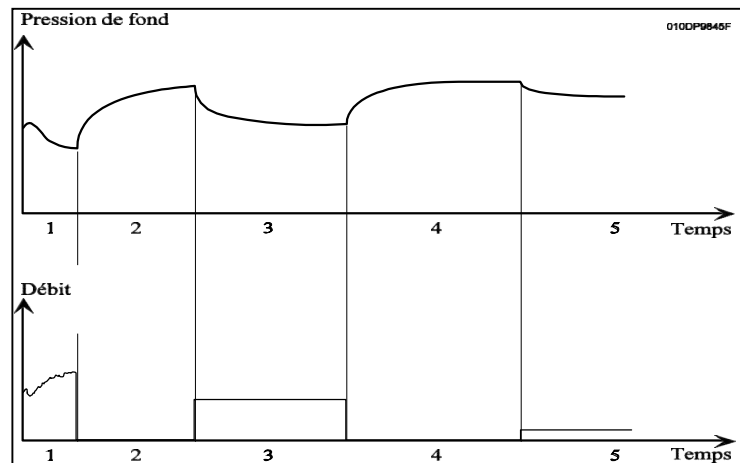


Fig III.16. Chronologie d'un test à huile de longue durée

1. dégorgement de puits.
2. fermeture initiale, descente des outils pour la lecture en surface.
3. débit principal (draw down).
4. fermeture pour enregistrement du build-up.
5. débit réduit pour échantillonnage.

III.9. L'échantillonnage

Deux types d'échantillonnage sont généralement réalisés en cours de test

III.9.1 Echantillonnage pour mesures du chantier

Cet échantillonnage est effectué :

- Soit en amont du manifold de duses lorsque le puits est en phase de dégorgeement.
- Il a pour but de suivre l'évolution du BSW.
- Soit sur le séparateur ou le bac de comptage pour l'huile.

Les échantillons de la (ou des) phase liquide (huile ou condensât et eau) sont stockés dans des bidons en plastique en prenant soin de ne pas les fermer hermétiquement avant un dégazage le plus complet possible de l'échantillon pour éviter toute surpression importante.

Les échantillons de gaz sont généralement réalisés dans des récipients en verre (bouteilles, éprouvettes ...). L'avantage du verre est d'être neutre même dans le cas de présence de gaz corrosifs, si le puits n'est pas éruptif ou si le test a été arrêté avant l'arrivée en surface de la (ou des phases) liquide de l'effluent produit, l'échantillonnage de la (ou des) phase liquide est fait pendant la circulation inverse.

III.9.2 Echantillonnage pour études PVT

Cet échantillonnage peut être effectué soit en surface soit au fond du puits.

- **Echantillonnage PVT de fond**

Le prélèvement est effectué immédiatement au-dessus de la zone testée, avec un outil (échantillonneur) descendu au câble.

- **Echantillonnage PVT de surface**

Cet échantillonnage est effectué au séparateur. La phase hydrocarbure liquide et la phase gaz de l'effluent sont échantillonnées aux conditions de séparation suivant une procédure spécifique : généralement par déplacement de mercure pour la phase liquide et par remplissage sous vide pour la phase gaz.

Les bouteilles d'échantillonnages sont en acier inox pour l'huile, de 600 à 1000 cc du type SERMIP, ROP, RUSKA en alliage léger pour le gaz, généralement de 20 000 cc du type GERZAT. Dans le cas de présence d'H₂S il est nécessaire de prévoir, pour le gaz des bouteilles passivées ou spéciales.

L'échantillonnage de surface ne peut commencer que lorsque le puits en débit est parfaitement stabilisé. L'échantillonnage des phases liquide et gazeuse doit se faire simultanément.

III.10. Enregistrement de la remontée de pression

Le calcul de la perméabilité de la formation, du skin etc....Se fait à partir de la pente de la remontée de pression. Cette pente ne peut être tracée qu'à partir d'un certain délai de fermeture du puits. Ce délai de fermeture est très différent d'un puits à l'autre. Il est fonction en particulier du type de formation testée. Il est très difficile de prévoir le temps de fermeture nécessaire dans le cas d'un puits d'exploration et même de confirmation. Le représentant réservoir sur le site, et la personne la plus qualifiée pour l'estimer à la vue du comportement du puits en débit.

III.11. Neutralisation de puits en fin de test

Avant de débiter cette opération il est impératif de s'assurer que l'on a dans les bacs un volume de boue au moins égal à 1,5 à 2 fois le volume total réel du puits.

Avant de démarrer la circulation, on fera débiter les pompes, à un débit d'environ 2 bbls par minute, pour vérifier leur bon fonctionnement et les circuits de pompage.

La circulation s'effectuera toujours en inverse et les fluides dirigés vers la torche. Au moment de l'ouverture de la vanne de circulation, les vannes principales de la tête de test ou du manifold de duse doivent être fermées.

Le niveau dans l'annulaire doit baisser (compression du gaz piégé dans le train de test). On augmentera le débit des pompes à ce moment pour maintenir le niveau dans l'annulaire, puis on ouvrira les vannes de surface et on circulera à un débit d'environ 2 bbls par minute.

On observera constamment la pression dans l'annulaire ou le poids au crochet afin de ne pas ré ouvrir accidentellement les vannes de test de fond, ce qui aurait pour effet de perdre l'échantillon piégé au fond. Cet incident pourrait également considérablement gêner la neutralisation du puits.

Si le volume sous packer est trop important et si l'effluent est du gaz, on pourra sacrifier l'échantillon de fond piégé entre les vannes de fond et procéder à un squeeze partiel dans la formation des fluides sous packer.

Lorsque les effluents auront été déplacés et rejetés au brûleur, et que seulement de la boue sera obtenue par circulation, on pourra alors passer sur bac et comptabiliser les retours. Cette manœuvre permet de vérifier que l'on n'a pas de perte de boue qui s'expliquerait par une ouverture accidentelle des vannes de test.

Après désencrage du packer et avant remontée du train de test on effectuera une tentative de squeeze des fluides sous le packer dans la formation avec une pression d'injection limitée à 60 % de la pression d'éclatement du tubage ou du composant de cuvelage le plus faible.

La remontée du train de tests s'effectuera lentement afin d'éviter les risques de pistonage par le packer. Pendant cette phase on surveillera étroitement la comptabilité

Des volumes de boue rajoutés dans le puits au fur et à mesure de la remontée. S'il arrivait à un moment donné que le bilan des volumes indique un déficit de boue, on procédera immédiatement à une nouvelle tentative de squeeze dans la formation.

III.12. Synthèse des résultats attendus d'un DST

Les résultats attendus d'un DST sont deux sortes :

- Les données relatives aux fluides du réservoir.
- Les caractéristiques du réservoir et des abords du puits.

Toutes les deux sont évaluées ou calculées à partir des informations obtenues directement sur site.

III.12.1 Informations recueillies sur site

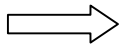
III.12.1.1. Informations obtenues en fond du puits

- Échantillon(s) de fluide du réservoir piégé aux conditions de fond à l'intérieur des échantillonneurs de fond.
- En cas de non débit en surface, une certaine quantité d'huile brute récupérée et analysée pendant la circulation inverse (échantillonnage à la pression atmosphérique et/ou chromatographie).
- Enregistrement de la pression et de la température en fond de puits.

III.12.1.2. Informations obtenues en surface (dans le cas de débit en surface)

III.12.1.2.1 Durant la période de débit

- Pression et température en tête de puits.
- Pression et température de séparation.
- Débits d'huile, de gaz, d'eau.



GOR, WOR.

- Densité de l'huile de stockage.
- BSW (Basic Sédiment and Water) : teneur en sédiment et en eau de la phase liquide.
- Densité du gaz sortie du séparateur.
- Analyse chromatographique du gaz.
- Masse volumique et salinité de l'eau.
- Échantillons en pression de l'huile et du gaz.
- Ces échantillons sont prélevés à la sortie du séparateur pendant la période de débit stabilisé. Ils sont recombinaés en laboratoire en vue de faire une étude PVT complète.

III.12.1.2.2 Pendant la période de fermeture

- Pression en tête de puits.

III.12.2. Résultats en laboratoire

En laboratoire, les caractéristiques complétées du fluide de gisement sont déterminées dans les conditions de fond et de surface. Les études sont menées soit directement sur des échantillons de fond soit après recombinaison à partir des échantillons d'huile et de gaz pris à la sortie du séparateur.

La connaissance de ces caractéristiques est fondamentale :

- pour définir et optimiser au mieux les installations de traitement nécessaire lors de la phase de développement des champs.
- pour connaître la valeur marchande des produits ainsi élaborés.

III.12.2.1 Dans les conditions du réservoir

Les principales caractéristiques sont :

- la composition précise du fluide.
- les propriétés thermodynamiques, et en particulier :
 - la pression de bulle (ou de rosée) à la température de fond.
 - la température et la pression critique (T_c et P_c).
 - le facteur de sur compressibilité Z du gaz dans le réservoir.
 - la compressibilité des différentes phases.
 - la viscosité des différentes phases.
 - le pourcentage de gaz libre en fonction de la pression à la température de gisement.

III.12.2.2 Aux conditions de surface

Aux conditions de surface, les caractéristiques souvent données sont les suivantes :

- caractéristiques précises de l'huile de stockage ($^\circ$ API, viscosité en fonction de la température, tension de vapeur REID, pourcentage total de paraffine, ...).
- FVF (Formation Volume Factor) c'est-à-dire le volume occupé dans les conditions de gisement par un mètre d'huile de stockage et le gaz dissous correspondant.

III.12.3. Résultats du gisement calculés ou estimés à partir des informations recueillies sur site

- Pression initiale du réservoir.

Elle est obtenue de deux manières :

- ✓ par lecture directe des enregistreurs lors de la fermeture initiale.
- ✓ par lecture ou extrapolation de la courbe de remontée de pression lors de la fermeture finale.

- Perméabilité de la formation et effet partial (skin factor).

Ces résultats sont obtenus par interprétation de la remontée de pression (ou de la période de débit).

- Indice de productivité (pour un puits à huile) ou courbe de dérivabilité et AOFD (pour un puits à gaz).

Dans la mesure où l'écoulement n'est pas de type permanent l'indice de productivité (IP) ne peut pas être calculé directement à partir du débit et des pressions mais doit être déduit des grandeurs tirées de l'interprétation du build-up (et S en particulier).

- Rayon d'investigation.
- les moyens de production assistée et/ou activée à mettre en œuvre.

Chapitre IV :

Etude de cas du Puits GRA-4

IV.1. Objectifs de DST du puits GRA-4

- Déterminer la capacité de production.
- Déterminer la nature des fluides et leurs débits.
- Déterminer la Perméabilité du réservoir.

IV.2. Le Test BOP

Le test BOP est obligatoire avant chaque opération DST, car comme on sait le DST est un test du potentiel du puits donc pour des raisons de sécurité.

Les BOP doivent être testés afin de parer à toute surprise lorsque le puits débite (risque de venue). Le test est fait sur les équipements suivants :

- Test 1 : Annulaire + 3 Master valve de choke manifold 300-2000 psi
- Test 2 : Pipe rams + 3 Master valve de choke manifold 300-5000 psi
- Test 3 : Pipe rams + Chock line 300-5000 psi
- Test 4 : Pipe rams + 3MV + clapet (Kill line) 300-5000 psi














IV.3. Les équipements utilisés lors du DST

Dans le puits GRA-4 l'opération DST a été faite par la compagnie Schlumberger (équipements de surface et de fond)

IV.3.1. Les équipements de fond

L'opération de test a été faite à l'aide d'un train-DST de type qui fonctionne par la pression annulaire.

Tab.IV.1. la composition du train de test

#	Tool	Description	SLB	Tensile Rating	Working Pressure	Diameter		Threads		Length	Depth	
				Kib	psi	OD	ID	Top	Bottom		Top	Bottom
						in.				meters	meters	
Final string diagram												
1		Flow-Head 3-1/16", 5K FHD-G	SLB	490	10,000	8.00	3.06	6 1/2" S.A. Box	6 1/2" S.A. Box	3.78	-5.36	-1.58
2		Cross over reducer X-Over	SLB	0	0	5.00	2.25	6 1/2" S.A. Pin	3 1/2" IF Pin	0.50	-1.58	-1.08
3		3.5" Drill Pipe Drill Pipe 59 stands + 2 joints	JE16	0	0	3.50	2.76	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	1710.36	-1.08	1709.28
4		Slip Joint SLPJ-FAA Fully Open	SLB 1121	314	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	7.57	1709.28	1716.85
5		4 3/4" Drill Collars Drill Collars 5 stands	JE16	0	0	4.75	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	140.41	1716.85	1857.26
6		Single Shot Hydrostatic Reversing SHRV-FEA RD=KA [2634-2628] Psi	SLB 1214	400	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	1.35	1857.26	1858.61
7		4 3/4" Drill Collars Drill Collars 1 Stand	JE16	0	0	4.75	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	28.17	1858.61	1886.78
8		IRis Dual Valve IRDV-BA RD=JA [2129-2324] psi	SLB 1219	300	10,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	7.78	1886.78	1894.56
9		DST Gauge Adapter DGA-C MP=0.83 m From Bottom	SLB 887	350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	3.37	1894.56	1897.93
10		JAR JAR-FEA Fully close	SLB 1276	350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	2.39	1897.93	1900.32
11		Safety Joint SJB-FA	SLB 1642	350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	0.68	1900.32	1901.00
12		Flexpac Packer 7" 32# FLXP-FA Middle Elem =0.93 m From Top	SLB 1111	221	12,000	5.92	2.25	3 1/2" IF Box	2 7/8" EUE Pin	2.61	1901.00	1903.61
13		Wireline Re-entry Guide Mule shoe	SLB		0	2.88	2.25	2 7/8" EUE Box	N/A Pin	0.67	1903.61	1904.28

IV.3.2. Les équipements de surface

Tous les équipements de surface sont bien détaillés dans le chapitre précédant, donc on va les exposer sous forme d'un schéma comme suit :

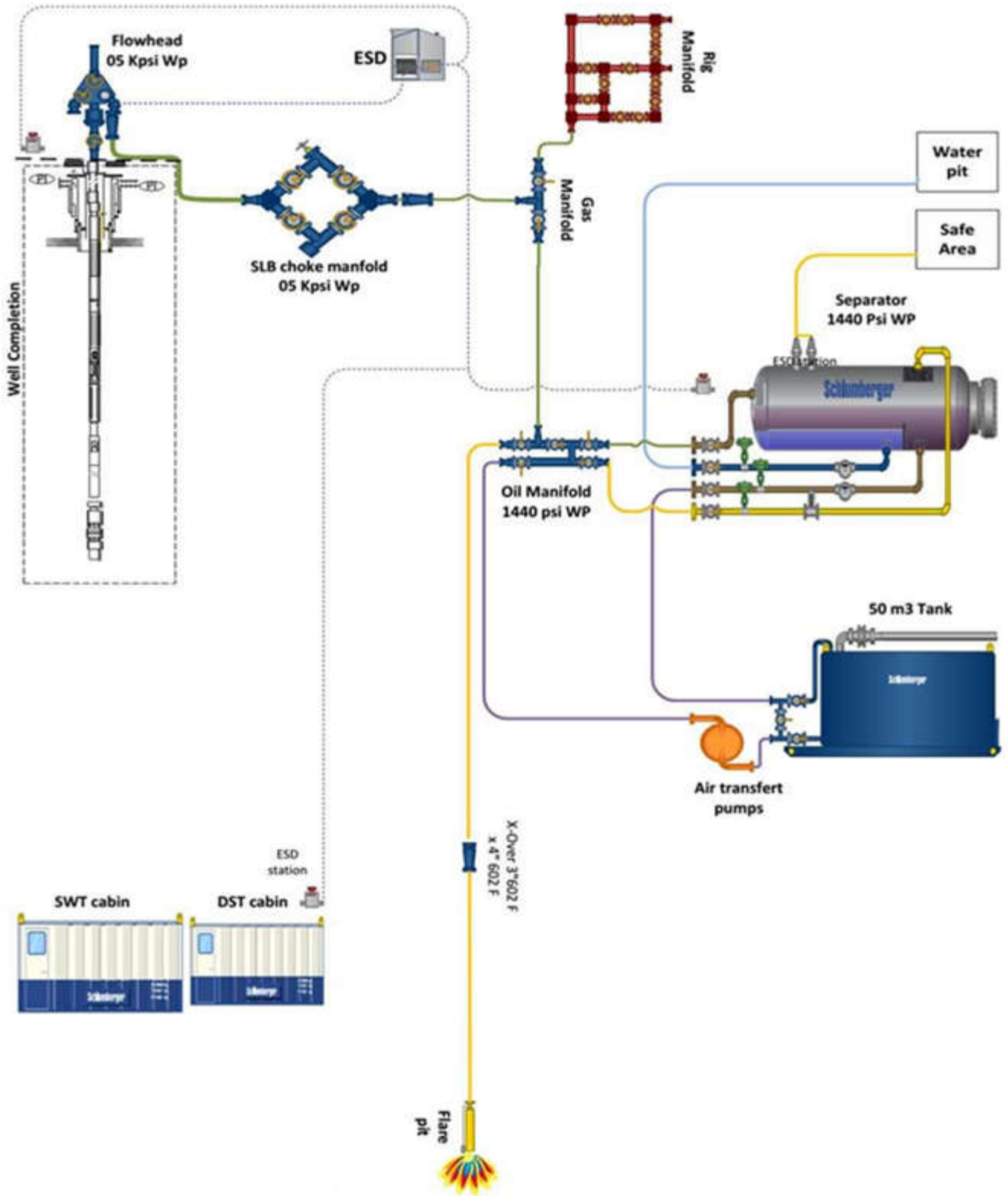


Fig.IV.1. La répartition des équipements de surface

IV.4. Déroulement des opérations

IV.4.1. Calculs préliminaires

IV.4.1.1. Nombre de tours

En surface, l'ancrage de packer se fait par un quart de tour, *1 tour en surface est équivalent à un quart de tour/1000 m.* dans notre cas la cote d'ancrage égal 1901m alors le nombre de tour minimal est 2 tours

NB : on a fait 2 tours pour ancrer le packer.

IV.4.1.2 poids d'ancrage

Le poids = 1 tonne x le diamètre de casing

Dans notre cas le poids = 7 Tonnes = 15432 lbs

IV.4.1.3. Calcul du nombre des DC

- On a besoin des masse tiges pour poser de poids sur le packer de DST, donc le nombre nécessaire des masse tiges dans les conditions de DST suivantes :
- Casing 7" 32# N.Vam
- Densité de la boue 1.08 sg.
- 4" ³/₄ OD 4" ¹/₄ ID masse tiges.
- Le poids des masses tiges dans l'air est 47 lb/ft.
- Le facteur de flottabilité est $Bf = 1 - \text{densité de boue} / 7.85 = 1 - 1.08 / 7.85 = 0.862$
- Le poids des masse tiges corrigé est $47 \times 0.858(Bf) = 40.51 \text{ lb/ft}$
- La longueur utilisé pour ce travail est $15432 / 40.51 = 381 \text{ ft} = 116.1 \text{ m}$
- Le nombre des DC (stands) est $116.1 / 27 = 4.3 \approx 5 \text{ stands}$

IV.4.2. Données sur le test

IV.4.2.1. Informations sur le puits

Type de Puits	: Verticale
Type de fluide	: Huile & Gaz
Type de Complétion	: Temporaire
Diamètre du Casing	: 7" 32# P110 NewVam
Sabot casing	: 2039 mRT
Restriction minimale	: 2.25"
Taille de drill pipe	: 3 1/2 " IF
Cote forage	: 2040 mRT

IV.4.2.2. Propriétés de la boue

Type de Boue	: OBM
Densité de Boue	: 1.08 gr/cc
Tampon : Eau	: 188.56 m eau

IV.4.2.3. Informations opérationnelles

Référence de profondeur enregistreurs (DGA)	: Table de Rotation (RT) Point de mesure des
	: 1897.1 mRT
Cote packer	: 1901 mRT
Bas Packer	: 24.07 mRT
Haut Packer	: 2.35 mRT

IV.4.3. Safety meeting

Faire un safety meeting avec tout le personnel concerné par les opérations de test. Le safety meeting est préparé en collaboration entre le superviseur DP, le superviseur DF, le chef de chantier, ingénieur HSE et superviseur Schlumberger.

Le meeting devra aborder les points suivants :

- Description des opérations.
- Système d'urgence : BOP, fermeture a distance de la vanne ESD de production.
- Description de la vanne de fond IRDV.
- Délimitation des zones à risque et restriction.
- Danger de pression et d'incendie.
- Interdiction d'utiliser les téléphones mobiles à l'intérieur du périmètre de sécurité.

IV.4.4. La descente du train de test

Les opérations de mise en place de la garniture de test ont été effectuées par les effectifs de l'appareil JE16 avec le suivi et le contrôle des ingénieurs de Schlumberger.

IV.4.5. Les consignes de la descente du train de test

- Blocage de la table de rotation pendant la descente du DST string.
- Montage du DST string suivant le schéma du Tools string.
- Calibrage de toute la garniture. (Drill Collars et Drill pipe)
- Test BHA pendant 15 min.
- le remplissage jusqu'à 30^{émet} Longueur 3"1/2 DP. Arrêter le remplissage.

- Descendre lentement (04/05 min par longueur).
- Vérifier le volume de retour de la boue durant la descente, $V = \text{Volumes Acier} + \text{Volume Intérieur (Work String fermé)}$.
- Eviter les arrêts brusques pendant la descente du train de DST.
- En cas d'ancrage du Packer accidentellement, remonter Immédiatement de 5 à 9 mètres
- Une fois arriver a la cote d'ancrage (1901 m) contacter l'équipe Schlumberger pour le montage des équipements de surface (Flow Head + Coflexip).
- Rincer les équipements de surface avec de l'eau.
- Test des équipements de surface Up Stream @ 5000 psi, Down Stream @ 3000 psi, la Ligne du Séparateur 1000 PSI et la Ligne de la torche 500 PSI.
- Ancrage du Packer à 1901 m.
- Test l'étanchéité du Packer @ 300 psi.

IV.5. Séquences des évènements

➤ Le 22-Jul-16

Début du DST

- Arrivée de l'équipe et équipements SLB DST et surface well testing sur chantier GRA-4, JE-16
- Descente du 6" wipertrip string. Induction de sécurité avec le superviseur de HSE.
- Vérification et test de fonctionnement des équipements de fond et de surface.
- Début du montage des équipements de surface.
- Programmation des enregistreurs de fond a 5 secondes temps d'échantillonnage.
- Reconditionnement du puits.
- Remontée du 6" wiper trip string.

➤ Le 23-Jul-16

- Teste de pression du BOP
- Teste de pression OK
- Réunion de sécurité avant le début d'assemblage du train de test.
- Début d'assemblage du train de test DST.
- Test en pression de la BHA a 4000 Psi. Test OK
- Purge de la presssure a zéro.
- Début descente du 3" 1/2 drill pipe.

➤ Le 24-Jul-16

- Fin de descente du 3"1/2 drill pipe.
- montage de la tête de puits et coflexips.
- Connexion de la ligne SLB a la ligne de torche du rig
- Connexion de la ligne SLB au rig manifold.

- Rinçage des lignes de surface avec de l'eau.
- Test en pression de la ligne de torche à 500 psi.
- Fuite au niveau de la ligne de torche. Purge de la pression à zéro psi.
- Test en pression contre by-pass séparateur à 1000 psi.
- Test en pression positif. Purge de la pression à zéro Psi.
- Test en pression des vannes en aval du manifold de duses à 2000 psi.
- Test en pression positif. Purge de la pression à zéro Psi.
- Test en pression contre les vannes en amont du manifold de duses à 3000 Psi.
- Test en pression positif, purge de la pression à zéro Psi.
- Test en pression de la ligne de torche à 500 psi.
- Test en pression positif. Purge de la pression à zéro Psi.
- Réunion de sécurité avant l'ancrage du packer. Ancrage du packer à 1901mRT.
- Vérification du circuit de boue.
- Test en pression du packer à 300 Psi.
- Test packer positif, purge de la pression à zéro Psi. Réunion de sécurité avant l'ouverture du puits.
- Mise en pression de l'espace annulaire à 900 Psi pour activer la vanne de fond IRDV.
- Purge de la pression à zéro.
- Mise en pression de l'espace annulaire à 600 Psi pour ouvrir la vanne de fond IRDV.

Pré-débit

- Indication positive d'ouverture de la vanne de fond TV. WHP= 20 psi.
WHP=1200 psi, WHT= 52DegC.
WHP=1200 psi, WHT= 52DegC.
WHP=1200 psi, WHT= 52DegC.
WHP=1200 psi, WHT= 52DegC.

Remontée de la pression vierge

- Purge de la pression annulaire à zéro → Vanne de fond fermée.
- Mise en pression de l'espace annulaire à 600 Psi pour ouvrir la vanne de fond IRDV.

Dégorgement sur duses ajustable

- Indication positive d'ouverture de la vanne de fond TV. WHP= 20 psi.
 - Ouverture du manifold de duses sur duse ajustable 16/64" vers torche.
 - Augmentation de la duse ajustable à 24/64". WHP = 1250 psi.
- WHP = 1100 psi, DSCP = 50 psi, WHT=45DegC.
WHP = 1100 psi, DSCP = 50 psi, WHT=45DegC.
WHP = 1150 psi, DSCP = 50 psi, WHT=47DegC. BSW = 100% huile + traces de sédiments.
WHP = 1100 psi, DSCP = 50 psi, WHT=45DegC.
WHP = 1300 psi, DSCP = 50 psi, WHT=55DegC. BSW = 100 %huile.
WHP = 1400 psi, DSCP = 90 psi, WHT=60DegC
WHP = 1450 psi, DSCP = 50 psi, WHT=60DegC.
WHP = 1500 psi, DSCP = 75 psi, WHT=60DegC. BSW = 100 % huile.
WHP = 1550 psi, DSCP = 90 psi, WHT=60DegC.

Remontée de la pression intermédiaire

- Purge de la pression annulaire à zéro → Vanne de fond fermée.
- Fermeture de la vanne hydraulique.
- Purge de la pression dans la colonne à 600 psis.
- Fermeture du manifold de duses.

➤ Le 25-Jul-16

- Ouverture de la vanne hydraulique.
- Réunion de sécurité avant l'ouverture du puits.
- Allumage de la torche.

Dégorgement sur duse fixe 24/64"

- Mise en pression de l'espace annulaire à 600 Psi pour ouvrir la vanne de fond IRDV.
- Indication positive d'ouverture de la vanne de fond TV. WHSIP = 1500 psi.
- Ouverture du manifold de duses sur duse ajustable 16/64" vers torche.
- Gaz en surface. CO₂ = 0%, H₂S = 0 ppm.

WHP = 1250 psi, DSCP= 75 psi, WHT = 37 DegC. Huile en surface.

WHP = 1250 psi, DSCP= 50 psi, WHT = 40 DegC.

WHP = 1150 psi, DSCP= 45 psi, WHT = 40 DegC.

WHP = 1150 psi, DSCP= 25 psi, WHT = 42 DegC.

- Augmentation de la duse ajustable à 24/64".

WHP = 1150 psi, DSCP= 75 psi, WHT = 45 DegC.

WHP = 1150 psi, DSCP= 75 psi, WHT = 45 DegC.

WHP = 1350 psi, DSCP= 90 psi, WHT = 55 DegC, BSW = 100% Huile + traces de sédiments.

WHP = 1400 psi, DSCP= 100 psi, WHT = 58 DegC.

WHP = 1400 psi, DSCP= 100 psi, WHT = 60 DegC.

WHP = 1400 psi, DSCP= 100 psi, WHT = 62 DegC

WHP = 1400 psi, DSCP= 100 psi, WHT = 62 DegC. BSW = 100% Huile + trace de sédiments.

WHP = 1400 psi, DSCP= 100 psi, WHT = 62 DegC.

WHP = 1400 psi, DSCP= 100 psi, WHT = 62 DegC.

WHP = 1400 psi, DSCP= 100 psi, WHT = 63 DegC.

WHP = 1650 psi, DSCP= 100 psi, WHT = 64 DegC, BSW = 100% Huile + traces de sédiments,

Huile SG = 0.810 @ 23DegC.

WHP = 1650 psi, DSCP= 110 psi, WHT = 65 DegC.

WHP = 1650 psi, DSCP= 110 psi, WHT = 65 DegC.

WHP = 1650 psi, DSCP= 110 psi, WHT = 65 DegC.

- Passage de la duse ajustable 24/64" vers duse fixe 24/64".

WHP = 1680 psi, DSCP= 90 psi, WHT = 66 DegC. BSW = 100% Huile + traces de sédiments, Huile SG= 0.810 @ 22 DegC.

WHP = 1725 psi, DSCP= 90 psi, WHT = 66 DegC.

WHP = 1725 psi, DSCP= 90 psi, WHT = 66 DegC.

WHP = 1725 psi, DSCP= 90 psi, WHT = 66 DegC.

WHP = 1725 psi, DSCP= 90 psi, WHT = 66 DegC. BSW = 100% Huile + traces de sédiments, Huile

SG = 0.809 @ 25 DegC.

WHP = 1725 psi, DSCP= 90 psi, WHT = 66 DegC

WHP = 1725 psi, DSCP= 90 psi, WHT = 66 DegC.

WHP = 1750 psi, DSCP= 90 psi, WHT = 66 DegC.

WHP = 1750 psi, DSCP= 90 psi, WHT = 66 DegC. BSW = 100% Huile+ traces de sédiments, Huile

SG = 0.810 @ 24 DegC.

WHP = 1750 psi, DSCP= 90 psi, WHT = 66 DegC.

WHP = 1750 psi, DSCP= 90 psi, WHT = 66 DegC.

WHP = 1750 psi, DSCP= 90 psi, WHT = 67 DegC.

WHP = 1750 psi, DSCP= 90 psi, WHT = 67 DegC. BSW = 100% Huile + 4% de sédiments, Huile SG = 0.808 @ 23 DegC.

WHP = 1750 psi, DSCP= 90 psi, WHT = 66 DegC. BSW = 100% Huile + traces de sédiments, Huile

SG = 0.808 @ 23.7 DegC.

WHP = 1750 psi, DSCP= 90 psi, WHT = 66 DegC.

- Passage sur séparateur de test.

WHP = 1775 psi, DSCP= 170 psi, WHT = 66 DegC.

WHP = 1775 psi, DSCP= 170 psi, WHT = 67 DegC.

- Mise en place de l'orifice 1.750".

WHP = 1790 psi, DSCP= 185 psi, WHT = 67 DegC.

Début de comptage sur duse fixe 24/64"

WHP = 1790 psi, DSCP= 185 psi, WHT = 67 DegC. BSW = 100% Huile + traces de sédiments, Huile SG = 0.808 at 23.5 DegC.

WHP = 1790 psi, DSCP= 185 psi, WHT = 66 DegC.

WHP = 1790 psi, DSCP= 185 psi, WHT = 67 DegC.

WHP = 1790 psi, DSCP= 185 psi, WHT = 67 DegC. WHP = 1790 psi, DSCP= 185 psi, WHT = 65 DegC.

WHP = 1790 psi, DSCP= 185 psi, WHT = 65 DegC.

WHP = 1800 psi, DSCP= 185 psi, WHT = 65 DegC.

WHP = 1800 psi, DSCP= 185 psi, WHT = 65 DegC.

WHP = 1800 psi, DSCP= 185 psi, WHT = 65 DegC.

Fin de comptage sur duse fixe 24/64"

WHP = 1800 psi, DSCP= 185 psi, WHT = 65 DegC, BSW = 100% huile + traces de sédiments, Huile SG = 0.808 @ 23.2 DegC.

- Remontée de l'orifice 1.750".

Remontée de la pression intermédiaire

- Purge de la pression annulaire à zéro → Vanne de fond fermée.
- By-pass du séparateur.
- Purge de la pression de la colonne à 600 psi.
- Fermeture de la vanne hydraulique.
- Fermeture du manifold de duses.

➤ **Le 26-Jul-16**

- Réunion de sécurité avant l'ouverture du puits.
- Allumage de la torche.
- Mise en pression de l'espace annulaire à 600 Psi pour ouvrir la vanne de fond IRDV.
- Indication positive d'ouverture de la vanne de fond TV. WHSIP = 1600 psi.

Dégorgement sur duse fixe 32/64"

- Ouverture du manifold de duses sur duse ajustable 16/64" vers torche.
- Gaz en surface. CO₂ = 0%, H₂S = 0 ppm. Huile en surface.

WHP = 1400 psi, DSCP= 50 psi, WHT = 42 DegC.

- Augmentation de la duse ajustable à 24/64".

WHP = 1250 psi, DSCP= 100 psi, WHT = 44 DegC. WHP = 1350 psi, DSCP= 110 psi, WHT = 48 DegC.

- Augmentation de la duse ajustable à 32/64".

WHP = 1350 psi, DSCP= 160 psi, WHT = 55 DegC, BSW = 100% Huile , Huile SG = 0.810 @ 25 DegC.

WHP = 1450 psi, DSCP= 180 psi, WHT = 65 DegC. WHP = 1530 psi, DSCP= 190 psi, WHT = 65 DegC.

WHP = 1550 psi, DSCP= 200 psi, WHT = 69 DegC. BSW = 100% Huile, Huile SG = 0.808 @ 20.8 DegC.

- Passage de la duse ajustable 32/64" vers duse fixe 32/64".

WHP = 1700 psi, DSCP= 145 psi, WHT = 69 DegC.

WHP = 1700 psi, DSCP= 145 psi, WHT = 68 DegC.

WHP = 1700 psi, DSCP= 145 psi, WHT = 68 DegC.

WHP = 1730 psi, DSCP= 158 psi, WHT = 69 DegC.

WHP = 1730 psi, DSCP= 158 psi, WHT = 70 DegC.

WHP = 1730 psi, DSCP= 158 psi, WHT = 70 DegC, BSW = 100% Huile , Huile SG = 0.810 @ 23 DegC.

WHP = 1750 psi, DSCP= 158 psi, WHT = 70 DegC.

WHP = 1750 psi, DSCP= 158 psi, WHT = 70 DegC.

WHP = 1750 psi, DSCP= 158 psi, WHT = 70 DegC.

WHP = 1750 psi, DSCP= 158 psi, WHT = 70 DegC.

- Passage sur séparateur de test.
- Mise en place de l'orifice 2.750"

Début de comptage sur duses fixe 32/64"

WHP = 1750 psi, DSCP= 210 psi, WHT = 70 DegC.

WHP = 1750 psi, DSCP= 210 psi, WHT = 70 DegC. BSW = 100% Huile , Huile SG = 0.810 @ 23.4 DegC.

WHP = 1750 psi, DSCP= 210 psi, WHT = 70 DegC.

WHP = 1750 psi, DSCP= 210 psi, WHT = 70 DegC.

WHP = 1750 psi, DSCP= 210 psi, WHT = 70 DegC.

WHP = 1750 psi, DSCP= 210 psi, WHT = 69 DegC.

WHP = 1750 psi, DSCP= 210 psi, WHT = 69 DegC.

Fin de comptage sur duses fixe 32/64"

- Remontée de l'orifice 2.750"

Remontée de la pression finale

- Purge de la pression annulaire à zéro.
- Bonne indication en surface → Vanne de fond fermée.
- Purge de la pression du tubing à 500 psi.
- Fermeture de la vanne hydraulique.
- Fermeture du manifold de duses.

➤ Le 27-Jul-16

- Réunion de sécurité avant le début de la circulation inverse.
- Allumage de la torche.
- Ouverture de la vanne hydraulique.
- Purge de la pression du tubing à zéro psi.
- Ouverture de la vanna latérale.

Circulation inverse

- Remplissage de la garniture avec de la boue 1.028gr/cc.(volume pompe = 7 m3).
- Mise en pression de l'espace annulaire à 1000 Psi .
- Purge de la pression annulaire à zéro Psi. Désactivation du mode séquentiel de la vanne de fond.
- Mise en pression de l'espace annulaire à 600 Psi .
- Purge de la pression annulaire à zéro Psi. Confirmation de la désactivation du mode séquentiel de la vanne de fond.
- Mise en pression de l'espace annulaire à 1600 Psi .
- Purge de la pression annulaire à zéro Psi. Ouverture de la vanne de circulation CV.
- Ouverture du manifold de duses et début de la circulation inverse
- Boue en surface. Densité de la boue = 1 gr/cc.
- Passage vers bac a boue a travers le dégazeur.
- Arrêt de pompage. Volume total pompé = 30 m3. Densité IN= Densité Out = 1.08 gr/cc.
- observation du puits. Puits stable.
- Mise en pression de l'espace annulaire à 1600 Psi .
- Purge de la pression annulaire à zéro Psi → Fermeture de la vanne de circulation CV.
- Mise en pression de l'espace annulaire à 600 Psi .
- Purge de la pression annulaire à zéro Psi → Ouverture de la vanne de fond.
- observation du puits → Puits stable
- Mise en pression de l'espace annulaire à 1000 Psi
- Purge de la pression annulaire à zéro Psi. Vanne de fond en mode HOOP
- Rinçage des lignes de surface.

- Réunion de sécurité avant le démontage de la tête du puits et du coflexips.
- démontage de la tête de puits et du coflexips.
- Désancrage du packer.
- Observation du puits → Puits stable, fin d'observation.
- vidange du bac vers torche et démontage des équipements surface well test Schlumberger.

➤ **Le 28-Jul-16**

- Remontée du train DST.
- Démobilisation des équipements DST et surface well test du chantier GRA-4.

Fin du DST

IV.6. Calcul du temps d'un cycle de circulation

- **Calcul de volume de boue dans le puits**

Volume de boue = volume de troue – volume d'acier de garniture.

- **Calcul de volume d'acier**

La formule utilisée est :

$$V = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \times h \quad (IV.1)$$

Avec : h : la hauteur de l'élément D : diamètre extérieur d : diamètre intérieur.

- **Volume d'acier des drills pipes 3.5"**

$D = 3.5'' = 0.089\text{m}$; $d = 2.76'' = 0.07\text{m}$

$$V_{\text{acier DP}} = \frac{\pi}{4} (0.089^2 - 0.07^2) \times 1709.28 = 4.06 \text{ m}^3$$

- **Volume d'acier des drills collars**

$D = 4''3/4 = 0.121\text{m}$; $d = 2.25'' = 0.057\text{m}$; $h = 168.58\text{m}$

$$V_{\text{acier DC}} = 1.51 \text{ m}^3$$

- **Volume d'acier de slip joint**

$D = 5'' = 0.127\text{m}$; $d = 2.25'' = 0.057\text{m}$; $h = 7.57\text{m}$

$$V_{\text{acier SJ}} = 0.077 \text{ m}^3$$

$$\text{Volume totale d'acier} = V_{\text{acierDP}} + V_{\text{acierDC}} + V_{\text{acierSJ}} = 5.647 \text{ m}^3$$

- Calcul du volume du trou

$$V_{tr} = H \times C \quad (IV.2)$$

Avec : Casing 7": $D = 7 = 0.178 \text{ m}$ $H = 1903.61 \text{ m}$ $C(\text{Capacité}) = 19.38 \text{ l/m}$

$$V = 36.89 \text{ m}^3$$

- Volume de boue

$$V_{boue} = 36.89 - 5.647 = 31.243 \text{ m}^3$$

- Calcul de temps d'un cycle

Les pompes utilisés travail avec un débit unitaire $Q_u = 18 \text{ l/cp}$

Lors de la circulation inverse, elles travail avec un régime de $Q = 50 \text{ cp/min}$

Donc le débit $Q_{ci \text{ in}} = 18 \times 50 = 900 \text{ l/min}$

$$\text{On a } T_{ci \text{ inv}} = \frac{V_b}{Q} = 35 \text{ min} \quad (IV.3)$$

IV.7. Le désancrage du packer et la remontée du train de test

Après le démontage du Flow Head, et pour libérer le train du test il suffit d'éliminer l poids qu'a été posé sur le packer.

Après le désencrage le puits a été observé pendant 10 minutes pour la stabilisation des niveaux et pour assurer que le puits est sous le control primaire pour qu'on puisse entamer la remonté en toutes sécurité et dans ce but, des consignes ont été données par Schlumberger :

- Noter les volumes dans les bacs.
- Utilisation du trip tank obligatoire.
- Bloquer la table de rotation.
- Préparation nécessaire pour la remontée (Safety valve, Gray valve,....).
- La remontée doit être lente (pour éviter tout pistonnage).
- En cas de tirage, avertir le tester man.
- S'assurer au cours de la remontée que le volume de remplissage est égale le volume d'acier sortant de puits.
- Le remplissage s'effectue chaque 05 longueurs.
- Après la remonter de chaque 15 longueurs, faire une observation de 10 min.

IV.8. Les résultats du test

IV.8.1. Résultats numériques

Tab.IV.2. résultats numériques du test

Période	Heure de début		Durée	Bhp1 (psia)	Bht1 (°C)	Bhp3 (psia)	Bht3 (°C)
1	24-Jul-16 14:11:00	Pré-débit	00h09'	2530.591	90.52	2530.776	89.90
2	24-Jul-16 14:20:00	Remontée de la pression vièrge	01h14'	2450.137	90.42	2462.435	90.10
3	24-Jul-16 15:34:00	Dégorgement sur duses ajustable	02h27'	2527.991	91.04	2523.895	90.67
4	24-Jul-16 18:01:00	Remontée de la pression	12h53'	2539.069	90.55	2539.173	90.23
5	25-Jul-16 06:54:00	Dégorgement sur duse fixe 24/64"	11h09'	2519.031	91.28	2518.993	90.91
6	25-Jul-16 18:03:00	Remontée de la pression	12h44'	2542.425	90.76	2542.624	90.43
7	26-Jul-16 06:47:20	Dégorgement sur duse fixe 32/64"	10h52'	2538.079	91.19	2538.294	90.85
8	26-Jul-16 17:40:00	Remontée de la pression finale	14h14'	2544.848	90.80	2545.042	90.48

NB: Conditions Standard: 14.73 (psia) at 60 (°F).

IV.8.2. Résultats des enregistreurs

Après la récupération de tout la garniture les enregistreurs ont été récupérés aussi, un peu plus tard et à l'aide d'un lecteur et un logiciel spécial les données enregistrés ont été transmets a l'ordinateur. L'habillage de graphe se fait d'une manière qui nous permet de différentier les différentes étapes de test. La plus importante est la courbe de pression qui nous donne plus de renseignement sur le réservoir.

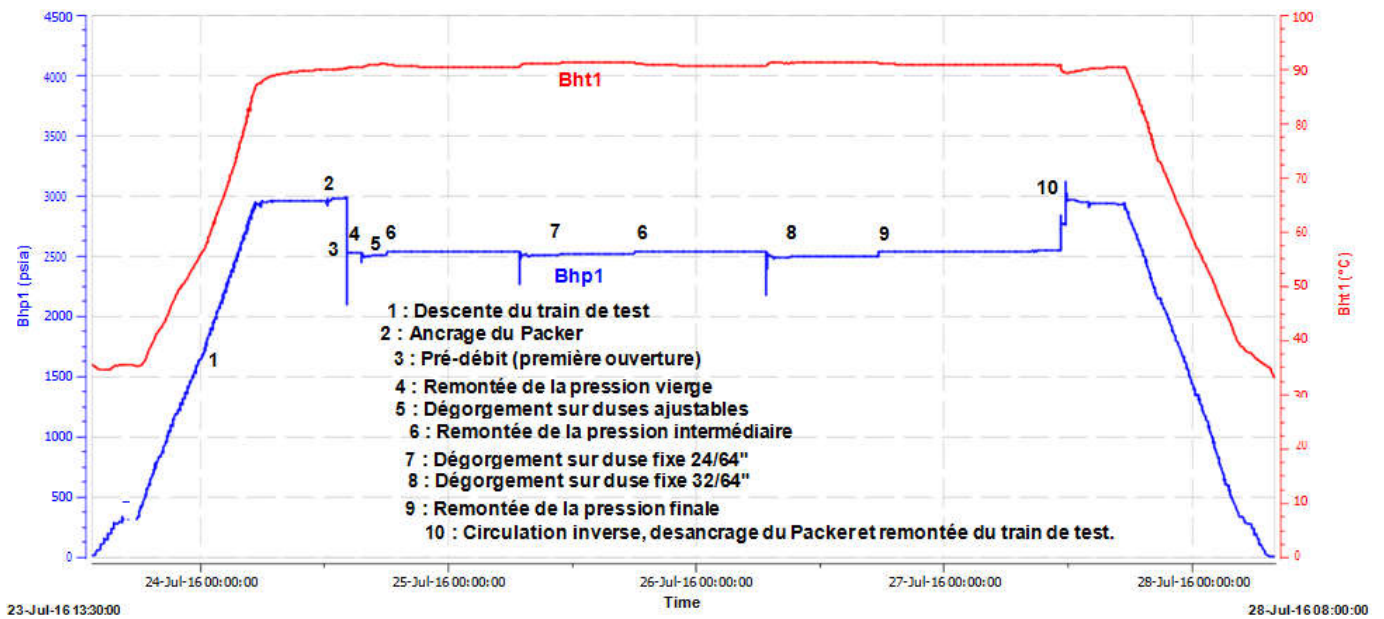


Fig.IV.2. courbes de pression et de température

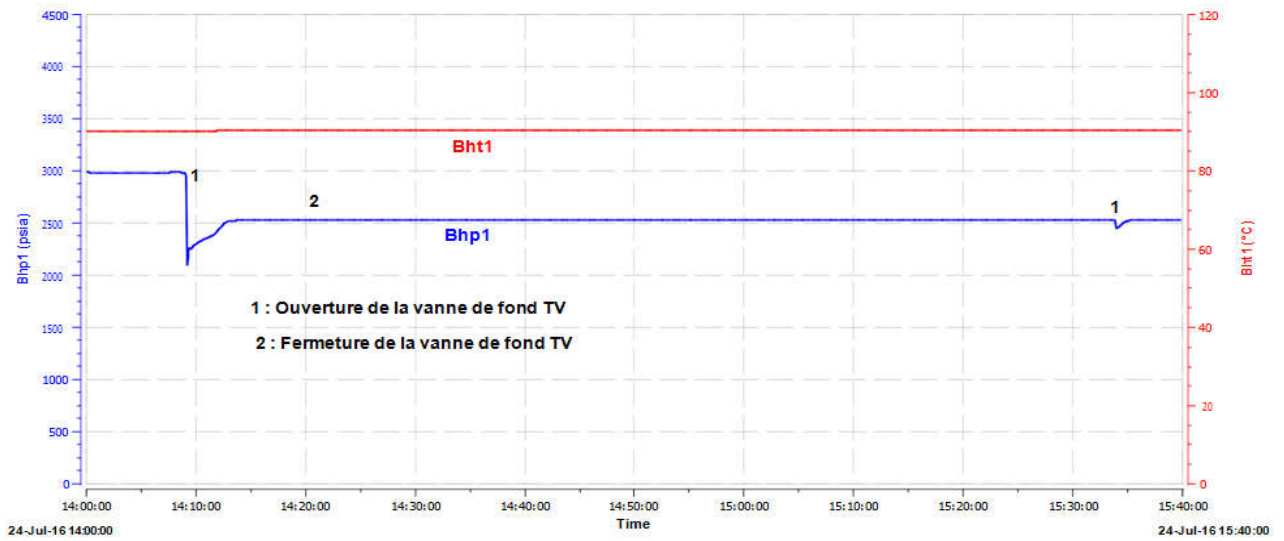


Fig.IV.3. BuildUp et pression vierge du reservoir

IV.9. Calcul des débits produits

IV.9.1. Calcul des débits d'huile à travers différentes duses

$$Q_h = \text{Niveau d'huile augmenté chaque quart d'heure} \times \text{Coefficient du Bac} \times 4 \quad (IV.4)$$

Tab.IV.3. Débits d'huile à travers la duse 24/64''

Separateur 1440 psi				Line bore : 5.761"						Huile	
Heure	Manifold de Choix			Diamètre Orifice	Pression Separateur	Temperature Huile	Temperature Gaz	Niveau Huile	Huile		
	Duse	Pressure amont	Temp Amont						Densité d'huile	Volume par Heure	
Minum	N4"	Pala	Deg C	Inch	Pala	Deg C	Deg C	cm	SG	m³/h	
25-Jul-16											
10:48	Passage sur duse fixe 24/64".										
14:34	Passage sur separateur de test.										
15:15	Debut de comptage. Niveau Initiale 61 cm										
16:00	24	1790	66	1.750	140	37	36	61			
16:15	24	1790	66	1.750	140	36	36	71		4.08	
16:30	24	1790	66	1.750	140	36	35	82	0.806 gr/cc @ 27.0 °C	4.49	
16:45	24	1790	65	1.750	140	36	35	93		4.49	
17:00	24	1790	65	1.750	140	36	35	104		4.49	
17:15	24	1800	65	1.750	140	36	36	114		4.08	
17:30	24	1800	65	1.750	140	36	35	125		4.49	
17:45	24	1800	65	1.750	140	36	35	135	0.808 gr/cc @ 23.2 °C	4.08	
18:00	24	1800	65	1.750	140	36	35	146		4.49	
Fin de comptage.											
Volume cumulatif [m3]				Eau [m3]		Temp Bac [DegC]		Debit moyen [m³/h]			
8.67				/		35		4.34			
Separateur 1440 psi			Coeff Bac		Heure [hrs]		Debit moyen [m3/D]				
Bac 50 m³			1 cm=0.102 m³ (par compartiment)		02 Hrs		104.04				

Tab.IV.4. Débits d'huile à travers la duse 3/4''

Heure	Manifold de Choke			Diameter Orifice	Pression Separateur	Temperature Huile	Temperature Gaz	Niveau Huile	Huile	
	Duse	Pressure amont	Temp Amont						Densité d'huile	Volume par Heure
hh:mm	3/4"	Pais	Deg C	Inch	Pais	Deg C	Deg C	cm	SG	m ³ /h
26-Jul-16										
09:03	Passage sur duse fixe 3/2/64".									
14:07	Passage sur separateur de test.									
14:25	Debut de comptage. Niveau Initiale 172 cm									
14:30	32	1750	70	2.750	150	39	36	172		
14:45	32	1750	70	2.750	150	39	37	187		6.12
15:00	32	1750	70	2.750	150	39	37	200	0.810 gr/cc @ 23.4 °C	5.30
15:15	32	1750	70	2.750	150	39	37	215		6.12
15:30	32	1750	70	2.750	150	39	37	230		6.12
15:30	Passage au 2eme Compartiment. Niveau Initial 08 cm									
15:45	32	1750	70	2.750	150	39	37	22		5.71
16:00	32	1750	70	2.750	150	39	36	35	0.810 gr/cc @ 23.6 °C	5.30
16:15	32	1750	70	2.750	150	39	36	50		6.12
16:30	32	1750	70	2.750	150	39	36	65		6.12
16:45	32	1750	70	2.750	150	39	36	79		5.71
17:00	32	1750	70	2.750	150	39	36	95		6.53
17:15	32	1750	70	2.750	150	39	36	110		6.12
17:30	32	1750	70	2.750	150	39	36	125		6.12
Fin de comptage.										
Volume cumulatif [m3]				Eau [m3]		Temp Bac [DegC]		Debit moyen [m ³ /h]		
17.85				/		39		5.95		
Separateur 1440 psi			Coeff Bac		Heure [hrs]		Debit moyen [m3/D]			
			1 cm=0.102 m ³ (par compartiment)		03 Hrs		142.80			
Bac 50 m ³										

IV.9.2. Calcul des débits de gaz à travers différentes duses

IV.9.2.1. Formule de calcul du débit de gaz

Le débit de gaz est calculé à partir de la formule suivante (AGA Report No.3, Orifice Metering of Natural Gas) :

$$GasQ = Fpb \times Ftb \times Fu \times Fb \times Ftf \times Fg \times Fpv \times Y \times \sqrt{GasP} \times \sqrt{GasDP} \tag{IV.5}$$

GasQ : Débit de gaz dans les conditions standards

Fpb : facteur base sur la pression

Ftb : facteur base sur la température

Fu : facteur de conversion d'unité

Fb : facteur basique de l'orifice

Ftf : facteur de la température d'écoulement

Fg : facteur de la gravité (densité)

Fpv : Facteur de la Supercompressibilité (varie selon les loi des gaz parfaits)

Y : facteur d'expansion de gaz (changement de la densité du gaz à travers l'orifice)

GasP : Pression de gaz traversant l'orifice plate (psia)

GasDP : pression différentielle dans l'orifice plate (inches of water, 60degF)

Remarque :

Fpb = 1 quand les calculent se font dans les conditions standard

Ftb = 1 quand les calculent se font dans les conditions standard

Tab.IV.5. Le Facteur de conversion Fu

Unité	Conditions de référence			
	60 degF	0 degC	15 degC	15 degC
	14.73 psia	760 mm Hg (@32degF)	760 mm Hg (@32degF)	750 mm Hg (@32degF)
ft3 / hr	1	0.9483	1.0004	1.0137
ft3 / D	24	22.76	24.009	24.329
m3 / hr	0.02832	0.02685	0.02833	0.0287
m3 / D	0.6796	0.6445	0.6799	0.6889

IV.9.2.2. Calcul des débits de gaz

Tab.IV.6. Calcul des débits de gaz à travers la duse 24/64''

DATE - HEURE			Gas Temp	Pf Absolute	Hw	O(Pf x Hw)	Diametre Orifice	Gravite du Gaz	Fb	Fg	Y2	Ftf	Fpv	C	Gaz Prod. Débit	Gaz Prod. Débit	Cumulativ Production	GOR	
Date	Time	Int.																	
dd-mm-yy	h:mm	h:mm	degF	psia	In H2O		Inches	Air = 1	Pipe Dia. = 5.761"					mmscf/d	m3/h	m3	m3/m3		
25-Jul-16	10:48								Passage sur duse fixe 24/64".										
25-Jul-16	14:34								Passage sur separateur de test.										
25-Jul-16	15:05								Decente de l'orifice plate 1.750".										
25-Jul-16	16:00	00:15	96	145	120	131.91	1.750	0.780	621.79	1.1323	1.0055	0.9671	1.015	16668.9	2.199	2595	649	578	
25-Jul-16	16:15	00:15	95	145	120	131.91	1.750	0.780	621.79	1.1323	1.0055	0.9680	1.015	16685.5	2.201	2597	1298	637	
25-Jul-16	16:30	00:15	95	145	122	133.00	1.750	0.780	621.79	1.1323	1.0056	0.9680	1.015	16687.1	2.219	2619	1953	584	
25-Jul-16	16:45	00:15	95	145	122	133.00	1.750	0.780	621.79	1.1323	1.0056	0.9680	1.015	16687.1	2.219	2619	2607	584	
25-Jul-16	17:00	00:15	95	145	122	133.00	1.750	0.780	621.79	1.1323	1.0056	0.9680	1.015	16687.1	2.219	2619	3262	584	
25-Jul-16	17:15	00:15	95	145	122	133.00	1.750	0.780	621.79	1.1323	1.0056	0.9680	1.015	16687.1	2.219	2619	3917	642	
25-Jul-16	17:30	00:15	95	145	124	134.09	1.750	0.780	621.79	1.1323	1.0057	0.9680	1.015	16688.6	2.238	2641	4577	588	
25-Jul-16	17:45	00:15	95	145	124	134.09	1.750	0.780	621.79	1.1323	1.0057	0.9680	1.015	16688.6	2.238	2641	5237	647	
25-Jul-16	18:00	00:15	95	145	124	134.09	1.750	0.780	621.79	1.1323	1.0057	0.9680	1.015	16688.6	2.238	2641	5897	588	
25-Jul-16	18:02								Rementée de l'orifice plate 1.750".										
									Fin du comptage.								2621	5897	603

Note:

Debit moyen de gaz [m3/h]	2621
GOR moyen [sm3/m3]	603

Pf [psia] : Pression du separateur (Paig + 14.73)
Hw [In H2O] : Pressure differentielle

Tab.IV.7. Calcul des débits de gaz à travers la duse 24/64''

DATE - HEURE			Gas Temp	Pf Absolute	Hw	O(Pf x Hw)	Diametre Orifice	Gravite du Gaz	Fb	Fg	Y2	Ftf	Fpv	C	Gaz Prod. Débit	Gaz Prod. Débit	Cumulativ Production	GOR	
Date	Time	Int.																	
dd-mm-yy	h:mm	h:mm	degF	psia	In H2O		Inches	Air = 1	Pipe Dia. = 5.761"					mmscf/d	m3/h	m3	m3/m3		
26-Jul-16	09:03								Passage sur duse fixe 32/64".										
26-Jul-16	14:07								Passage sur separateur de test.										
26-Jul-16	14:25								Decente de l'orifice plate 2.750".										
26-Jul-16	14:30	00:15	97	150	110	128.45	2.750	0.782	1582.05	1.1308	1.0045	0.9662	1.015	42304.1	5.434	6412	1603		
26-Jul-16	14:45	00:15	99	150	110	128.45	2.750	0.782	1582.05	1.1308	1.0045	0.9645	1.015	42219.8	5.423	6399	3203	1046	
26-Jul-16	15:00	00:15	99	150	110	128.45	2.750	0.782	1582.05	1.1308	1.0045	0.9645	1.015	42219.8	5.423	6399	4803	1207	
26-Jul-16	15:15	00:15	99	150	110	128.45	2.750	0.782	1582.05	1.1308	1.0045	0.9645	1.015	42219.8	5.423	6399	6403	1046	
26-Jul-16	15:30	00:15	99	150	110	128.45	2.750	0.782	1582.05	1.1308	1.0045	0.9645	1.015	42219.8	5.423	6399	8002	1046	
26-Jul-16	15:45	00:15	99	150	112	129.61	2.750	0.782	1582.05	1.1308	1.0046	0.9645	1.015	42223.3	5.473	6458	9617	1131	
26-Jul-16	16:00	00:15	97	150	112	129.61	2.750	0.782	1582.05	1.1308	1.0046	0.9662	1.015	42307.6	5.484	6471	11235	1220	
26-Jul-16	16:15	00:15	97	150	112	129.61	2.750	0.782	1582.05	1.1308	1.0046	0.9662	1.015	42307.6	5.484	6471	12852	1133	
26-Jul-16	16:30	00:15	97	150	112	129.61	2.750	0.782	1582.05	1.1308	1.0046	0.9662	1.015	42307.6	5.484	6471	1618	1133	
26-Jul-16	16:45	00:15	97	150	112	129.61	2.750	0.782	1582.05	1.1308	1.0046	0.9662	1.015	42307.6	5.484	6471	3235	1133	
26-Jul-16	17:00	00:15	97	150	112	129.61	2.750	0.782	1582.05	1.1308	1.0046	0.9662	1.015	42307.6	5.484	6471	4853	991	
26-Jul-16	17:15	00:15	97	150	112	129.61	2.750	0.782	1582.05	1.1308	1.0046	0.9662	1.015	42307.6	5.484	6471	6471	1057	
26-Jul-16	17:30	01:15	97	150	112	129.61	2.750	0.782	1582.05	1.1308	1.0046	0.9662	1.015	42307.6	5.484	6471	14470	1057	
26-Jul-16	17:35								Rementée de l'orifice plate 2.750".										
									Fin du comptage.								6443	14470	1100

Note:

Debit moyen de gaz [m3/h]	6443
GOR moyen [sm3/m3]	1100

Pf [psia] : Separator pressure (Paig + 14.73)
Hw [In H2O] : Differential pressure

IV.10. Résumé du test

Le train de test est composé essentiellement d'un Flexpack Packer 7" 32lb/ft, d'un porte d'enregistreurs DGA, d'une vanne de fond TV et de deux vannes de circulation CV & SHR. Après la conduite des tests en pression, l'ancrage du Packer et la réunion de sécurité, le puits a été ouvert au niveau de la vanne de fond et en surface au niveau du manifold de duses. Une pression de 1200 psi en tête et, de l'huile en surface ont été observées durant le pré-débit. Après la deuxième ouverture, un dégorgement a été réalisé sur plusieurs duses ajustables. Les deux jours qui suivent, le flux a été diverti sur séparateur de test pour un comptage sur duses fixe 24/64" Et 32/64" successivement.

Conclusion

Un essai de puits est une opération délicate qui doit être préparée avec soin afin :

- D'obtenir le maximum d'informations sûres.
- De travailler avec le maximum de sécurité.

Le programme doit clairement définir les objectifs de l'essai et établir un ordre de priorité afin de recueillir les informations principales même s'il se révélait impossible de mener le programme d'essai jusqu'à sa fin.

Il faut noter toutes les informations relatives au déroulement effectif de l'essai (en particulier l'habillage des diagrammes doit être fait sur le chantier dans la foulée de l'opération).

De nombreuses personnes (représentants de différentes entités du maître d'œuvre, personnel du contracteur de forage, personnel d'une ou de plusieurs sociétés de services spécialisées) sont impliquées dans le déroulement d'un essai de puits. Il est donc fondamental de bien définir :

- Les objectifs principaux,
- La tâche et la responsabilité de chacun.

Le DST du puits GRA-4 est techniquement réussi et le puits a donné un débit moyen sur les duses 24/64'' et 34/64'' de 4.32-5.95 m³/h avec un GOR moyen de 603-1100 sm³/m³ respectivement, donc le réservoir Dévonien F6 présente encore un choix important pour le développement du champs GARA dans la région IN AMENAS.

Références bibliographiques

- [1] Institut Algérien du Pétrole : Principe et interprétation des tests de formation.
- [2] P. Marion avec la collaboration de F. Anderson et M. Martin, Livre le forage aujourd'hui (Test en cours de forage).
- [3] Institut Français du pétrole publications (IFP 91) : formulaire du foreur, Editions TECHNIP en Mai 1991, PARIS.
- [4] A. Slimani, Field guide to drill stem Testing and chart interpretation, Essai de puits et complétion, Aout 2007.
- [5] Documentation de SONATRACH (Procédure générale de mise en œuvre des opérations de test de formation).
- [6] Documentation d'E.N.S.P Direction WL/WT (Guide de l'opérateur de test)
- [7] Documentation d'E.N.S.P Direction WL/WT (Test en cours de forage TOME 1)
- [8] Documentation Schlumberger (Well Testing 2002).
- [9] Rapport DST GRA-4 SONATRACH.
- [10] Manuels Schlumberger pour les équipements
- [11] Manuel Weatherford : Drilling Operation Manual, Chapter 11 Drill Stem Testing (DST)