

N° Série :/2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnel

Présenté Par :

Belakhit Ali Abdenour, Boudjerda Abderaouf et Belaloui Abdessami

-THEME-

**OPTIMISATION DE LA DOUBLE INJECTION (EAU et GAZ) PAR L'ESPACE
ANNULAIRE POUR UN Puits SALLE NON ERUPTIF (OURHOUD)**

Soutenue le : / / 2022 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	GHALI Ahmed	MAA	Univ. Ouargla
Rapporteur :	ALI ZERROUKI Ahmed	Prof	Univ. Ouargla
Examineur :	BRAHMIA Nabil	MCB	Univ. Ouargla

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



REMERCIEMENT

*Nous remercions en premier lieu le bon **dieu**...*

*Nous Remercions tous les enseignants de l'université KASDI
MERBAH Particulièrement notre exemple **Mr.ALI ZERROUKI***

Ahmed

*Pour son appui, son orientation et ses conseils qui nous ont été très
précieux.*

*Et pour son encadrement, son aide, son encouragement, le temps qu'il
nous a consacré et l'aide qui nous a apportés malgré ses occupations
et nous espérons que cela n'apasétévain.*

*Nous tenons à remercier tous les enseignants du département de
production.*

*Nos remerciements les plus sincères aux membres du jury qui nous ont
fait l'honneur de bien vouloir juger ce travail.*

*Que tous ceux qu'on a oublié de citer acceptent nos vifs
remerciements.*

*Et enfin, nous exprimons nôtre sincère gratitude Et nos remerciements
à toutes les personnes, Qui nous ont aidés de près ou de loin.*



Dédicaces

En premier lieu, au Dieu tout puissant de m'avoir accordé la puissance et la volonté pour terminer ce travail.

Je dédie ce modeste travaille à : A ma très chère Mère Fatna et mon très cher Père Ben Bella qui m'ont soutenu tout au long de ma vie scolaire et universitaire.

A l'amour de ma vie ma femme Nariman

A ma sœur : Israa Meriem

A mes frères : Med, Aziz et Moncef Et à tous les membres de ma Grande famille

Aussi, je dédiée travail à tous mes Cher amis Abderaouf et Abdessami

A tous Les Enseignants et toutes Les Enseignantes d'Hydrocarbures A tous ceux qui mon aider de près de loin pour la réalisation de ce Modest travail

Abdenour



Dédicaces

Au nom d'Allah, le Tout Miséricordieux, le Très Miséricordieux

Tout d'abord je tiens à remercier le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour arriver à ce stade afin de réaliser ce travail que je dédie :

A mes très chers parents : ma mère ABLA et mon père ABDELALI.

A ma femme ZINA, et mes très chères sœurs ASMA et AMINA, je les souhaite Succès et réussite dans leur vie.

A mon oncle ZOHIER et son famille et toute la famille : BOUDJERDA et REMMOUCHE .

A mon promoteur Mr: ALI ZEROUKI Ahmed que je remercie beaucoup pour leur encouragements.

A tous mes amis et mes collègues partout.

A mon trinôme ABDENNOR et ABDESSAMIE et toute leur famille. A tous mes Amis(e) de l'université d'Ouargla.

A tous ceux que j'aime

Abderaouf



Dédicaces

*Après avoir rendu grâce à DIEU qui m'a permis d'accomplir
ce mémoire.*

Je dédie ce modeste travail :

*A mes chers parents ma mère et mon père Pour leur patience, amour,
leur soutien et leurs encouragements. Que dieu leur procure bonne
santé et longue vie.*

A ma femme et ma fille

A mes sœurs et mes frères

A tous mes amis

*Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce projet
soit possible , je vous dis merci ..*

Abdessami



Résumé :

Le dépôt de sel peut provoquer un bouchage au niveau du tubing de production et du réseau de collecte sur le champ d'**OURHOUD**, car il contient des puits salés à cause de la salinité de l'eau de formation. Le traitement des dépôts de sel par l'injection d'eau de dessalage peut perturber l'éruptivité du puits (chute de production) donc, il faut injecter le gaz lift pour alléger la colonne de production. L'application de la double injection pour un puits salé non éruptif peut résoudre le problème de dépôt de sel tout en allégeant la colonne de production. Ce travail est basé sur le logiciel **PROSPER** qui est très utile pour l'optimisation de gaz lift.

Mot clé : puits salé, double injection, PROSPER, Ourhoud.

Abstract:

Salt deposition may cause blockage of the production tubing and collection system on OURHOUD field as it contains salt wells due to the salinity of the formation water. The treatment of salt deposits by the injection of desalination water can disrupt the eruptiveness of the well (production drop), so you have to inject the lift gas to lighten the production column. The double injection for a non-eruptive salt well helped to solve the salt deposition problem by lightening the production column. This work is based on the PROSPER software which is helpful to optimize the gas lift.

Keyword: salt well, double injection, PROSPER, Ourhoud.

ملخص :

قد يتسبب ترسب الملح في انسداد أنبوب الإنتاج ونظام التجميع في حقل اورهود لأنه يحتوي على آبار ملحية بسبب ملوحة مياه طبقة الانتاج. يمكن أن تؤدي معالجة رواسب الملح عن طريق حقن مياه التحلية إلى تعطيل ثوران البئر (انخفاض الإنتاج). لذلك يجب حقن غاز الرفع لتخفيف عمود الإنتاج. يساعد الحقن المزدوج في حل مشكلة ترسب الملح مع تخفيف عمود الإنتاج. يعتمد هذا العمل على برنامج **PROSPER** الذي يساعد على تحسين أداء غاز الرفع.

الكلمات الرئيسية: آبار ملحية، الحقن المزدوج ، **PROSPER** ، اورهود

SOMMAIRE

INTRODUCTION

Introduction.....	1
-------------------	---

CHAPITRE I : Généralités sur le champ Ourhoud

I.1. Historique de découverte :.....	4
I.2. Situation géographique :.....	6
I.3. Cadre géologique :.....	7
I.3.1 Subdivision géologique du réservoir :	8
I.3.2 Aspect stratigraphique :	11
I.4. Caractéristiques du réservoir :	12
I.5. Caractéristiques pétro physiques des fluides de gisement :	12
I.6. Historique de production dans le champ Ourhoud :	13
I.7. Procédés d'exploitation du champ Ourhoud :.....	14
I.7.1 Système de production d'huile :.....	14
I.7.2 Traitement de pétrole brut :.....	14
I.7.3 Expédition du brut :.....	14
I.7.4 Système gaz lift :.....	14
I.7.5 Système d'injection de gaz :	14
I.7.6 Système d'injection d'eau :.....	14
I.7.7 Water Alternating Gas (WAG) :.....	15
I.7.8 Système satellites :.....	15

CHAPITRE II : Gaz-Lift

II.1 Introduction :	18
II.2 Le gaz-lift :.....	18
II.3 Condition d'éructivité d'un puits :.....	19
II.4 Paramètres de détermination d'un moyen d'activation :	19
II.5 Types de gaz-lift :.....	21
II.5.1 En fonction du mode d'injection :	21

II.5.2 En fonction du circuit d'injection en surface :	22
II.6 Applications du gaz-lift :	22
II.7 Facteurs a considerer dans la conception du gaz lift :	23
II.7.1 La pression en tête de puits (well head pressure) :	24
II.7.2 La pression de gaz à injecter :	24
II.7.3 Profondeur d'injection de gaz :	26
II.7.4 L'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S) :	27
II.8. Les equipments du gaz-lift :	28
II.8.1 Les équipements de surface :	28
II.8.2 Equipements de fond :	28
II.8.3 Autres équipements spécifiques :	31
II.9 Parametres influencants sur les puits en gaz lift :	31
II.10 Avantages et inconvenients du gaz lift :	31
II.10.1 Avantages :	31
II.10.2 Inconvenients :	32

CHAPITRE III : La double injection par l'espace annulaire

III.1.Introduction :	34
III.2. Principe de la double injection par un concentrique	34
III.3.Completion des puits equipes d'une injection double par concentrique :	35
III.4.Les equipments de la double injection par concentrique :	36
III.4.1 Les équipements de fond :	36
III.4.1.1 Mandrin à poche latérale (SPM side pocket mandrel):	36
III.4.1.2 La vanne d'injection (Injection valve) :	36
III.4.1.3 Le packer :	37
III.4.1.4 Le concentrique (Coiled Tubing) :	37
III.4.2 Equipement de surface :	38
III.4.2.1 Tête de puits :	38
III.4.2.2 Autre équipements :	41
III.5 Les autres problemes de production a Ourhoud :	41

CHAPITRE IV : Etude de cas

IV.1. Historique de puits QB-83:	45
IV.2. Présentation des données :	46
IV.3. Evolution de la pression de gisement et du water-cut :	49
IV.3.1 Influence de déclin de la pression du gisement :	49
IV.3.2 Evolution de water-cut :	50
IV.4. Etude de cas et application de PROSPER :	51
IV.4.1 Calcul du débit d'eau injectée :	51
IV.4.2 Optimisation de l'eau-injecté et le gaz-lift avec PROSPER:	55
IV.5 L'efficacité de la double injection optimisée :	61
IV.6.Conclusion :	62

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Conclusion :	64
Recommandations:	65

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXE

LISTE FIGURES

Figure I.1. Configuration du champ	05
Figure I.2. Partenaires SH-ORD	05
Figure I.3. La situation géographique du champ OURHOUD	06
Figure I.4. Le cadre géologique du champ OURHOUD	07
Figure I.1. La colonne stratigraphique dans le champ Ourhoud	11
Figure I.2. La Procédés d'exploitation du champ OURHOUD	16
Figure II.1. Système de production en gaz-lift	18
Figure II.2. Gaz lift continu et intermittent	21
Figure II.3. Gaz lift en circuit fermé	22
Figure II.4. Impact de débit d'injection de gaz-lift sur la pression de la tête du puits	24
Figure II.5. La profondeur d'injection de gaz	27
Figure II.6. Schéma pour les équipements de surface du gaz lift	28
Figure II.7. Conventionnel & Mandrin à poche latérale	29
Figure II.8. Les différents types des vannes	30
Figure II.9. Opération de mise en place d'une vanne de GL par un kickover	30
Figure III.1. Principe de double injection Eau & Gaz	35
Figure III.2. Side Pocket Mandrel	36
Figure III.3. Vanne d'injection	36
Figure III.4. Packer	37
Figure III.5. Concentrique	37
Figure III.6. Schéma de tête du puits	39
Figure III.7. Schéma de « Coiled Tubing »	39
Figure III.8. Tête du puits (Vannes Autres Equipements)	40
Figure IV.1. L'historique de production du puits QB83	46
Figure IV.2. Configuration de tête du puits QB 83	48
Figure IV.3. Le courbe d'évolution de la pression de gisement OURHOUD	49

Figure IV.4. Le résultat de SGS interprétation GOC – WOC	52
Figure IV.5. La courbe de solubilité de NaCl	51
Figure IV.6. Diagramme de point de fonctionnement (in flow & out flow) pour le puits QB 83 avec un water cut 8% et 11%	54
Figure IV.7. Principe de double injection Eau & Gaz	55
Figure IV.8. Etape 1 : Choix de méthode artificielle d'injection	56
Figure IV.9. Etape 2 : La saisie des données PVT	57
Figure IV.10. Etape 3 : Choix de diamètre extérieur du concentrique et de tubing	58
Figure IV.11. Etape 4 : La saisie des données d'injection	59
Figure IV.12. Etape 5 : La sélection des variables pour trouver un GLR optimal	60
Figure IV.13. d'optimisation de gaz lift pour le puits QB83	60
Figure A.1 : La fenêtre principale de logiciel « PROSPER«	A
Figure A.2 : Les icônes de barre d'outils de logiciel « PROSPER«	A
Figure B.1 : Photo, Schema et description de « Coil Tubing Hanger » de puits QB83	B
Figure B.2 : Photo de débitmètre d'eau de dilution du puits QB83	B
Figure C.1 : La carte du champ OURHOUD	C
Figure C.2 : Le cadre géologique du champ OURHOUD	C
Figure C.3 : Vue 3D du gisement OURHOUD	C
Figure D.1 : Configuration de completion « with concentric » de puits QB83	D
Figure D.2 : Profile de complétion du puits QB 83	D
Figure E.1 : L'installation de surface de puits QB83	E

LISTE DE TABLEAU

Tableau. I.1 Découpage du réservoir Trias argileux gréseux inférieur dans le champ	10
Tableau IV.1 Les données de puits QB 83 d'après EXPRO Separator test	51
Tableau IV.2 Les résultats d'optimisation l'eau injecté et water cut	54
Tableau IV.3 The Well PVT Data	57
Tableau IV.4 The Well Data	58
Tableau IV.5 Les résultats d'optimisation de gaz-lift	61
Tableau IV.6 La comparaison entre avant et après l'optimisation	61
Tableau IV.7 Les résultats de Separator test EXPRO avant et après l'optimisation	62



INTRODUCTION

Introduction

Les hydrocarbures sont devenus à partir des années 50, la première source d'énergie dans le monde. Ils satisfont plus de 30 % des besoins énergétiques. C'est la principale matière première des carburants qui alimentent les transports et elle est irremplaçable pour l'industrie de la pétrochimie pour un grand nombre de produits dans la vie quotidienne.

Les hydrocarbures sont composés principalement d'alcane saturés non cycliques et cycliques, de composés aromatiques monocycliques (BTEX : benzène, toluène, éthylbenzène et xylènes), d'hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), de certains composés polaires (résines et asphaltènes) et de métaux. Leur proportion varie selon l'origine de l'hydrocarbure et le raffinage des pétroles bruts.

La production des hydrocarbures a représenté 95% de l'économie Algérienne, c'est pour cela que l'Algérie a consacré une grande importance à ce secteur depuis 1971.

Parmi les plusieurs problèmes d'exploitation dans la production des hydrocarbures en Algérie est la présence des dépôts de sel, ce problème est très fréquent dans le champ d'Ourhoud.

Dans notre étude, nous sommes intéressés au traitement des problèmes liés à la production au niveau du champ d'Ourhoud, nous avons focalisé sur le problème de la présence de Water-Cut avec un pourcentage élevé, ce qui alourdit la colonne hydrostatique des puits et affecte la production. Ce dernier est causé par l'injection d'eau de traitement des dépôts de sel au niveau de tubing et la colonne de production, le puits peut être obstrué et même noyé.

Pour réaliser le travail, nous avons étudié le puits **QB-83** avec un double injection, l'eau pour le dessalage et le gaz pour alléger la colonne hydrostatique. La simulation numérique en utilisant le logiciel (PROSPER) nous a permis d'évaluer le gain de production et de faire plusieurs scénarios avant l'opération.

Le but de travail est de comparer les résultats obtenus par le logiciel utilisé avec les données du dernier test, afin de choisir le meilleur résultat du traitement des dépôts tout en maximisant la production.

INTRODUCTION

Ce mémoire est organisé autour des chapitres suivants :

- Le premier chapitre est consacré à la description géologique et stratigraphique du champ d'Ourhoud et les caractéristiques pétro-physiques du réservoir.
- Le deuxième chapitre décrit l'activation de puits par gaz lift, leur principe, type et ces applications.
- Dans la troisième partie nous éclaircissons la double injection en montrant leur complétion.
- Finalement, le dernier chapitre présente une double optimisation pour s'assurer de la résolution de ces deux problèmes (un traitement des dépôts tout en maximisant la production).

Enfin, notre étude est terminée par une conclusion générale et des recommandations tout en soulignant l'intérêt de notre étude et la nécessité de rechercher et développer de nouvelles techniques.



CHAPITRE I : **Généralités sur le** **champ Ourhoud**

I.1. Historique de découverte :

Les premières explorations en matière d'hydrocarbures en Algérie remontent à la fin de l'année 1890 dans le bassin de Chélif. Cependant c'est en 1948 que la découverte à caractère commerciale a été découverte à la première fois à Oued Guétrini, situé à 150Km au Sud d'Alger.

Les explorations au champ d'Ourhoud ont commencé en Mai 1992 suite à la signature de l'accord entre Sonatrach et Cepsa qui a permis de l'exploration du bloc 406 dans le bassin de Berkine.

En Juillet 1994, le gisement d'Ourhoud a été découvert. Il s'étend sur deux autres blocs : les blocs 405 et 404. Le puits nommé BKE 1 était le premier foré dans les grés de TAGI (Triassic Argileux Gréseux Inférieur) et après sa mise en production, il a donné un débit de 15275bbl/J.

Le champ devrait être unifié en 2005, mais en Février 1997, une participation par pourcentage fut convenue d'une manière à ce que trois opérateurs étrangers pourront développer le champ en association avec Sonatrach. Cette exploitation d'un champ qui regroupe plusieurs blocs et connu sous le nom d'unitaire du champ et son objectif est de permettre un développement optimum de gisement dans son ensemble.

Sonatrach est associée avec six compagnies étrangères dans la mesure où le gisement chevauche trois blocs (**Fig : I-1 et I-2**) :

- Sur le bloc 404, Sonatrach est associée avec Anadarko (qui a comme associés Agip et Maersk).
- Sur le bloc 406, la compagnie nationale est associée avec l'espagnole Cepsa.
- Tandis que sur le bloc 405, elle est associée avec Burlington Ressource (qui a comme associé Talisman).

Fig. I-1
Configuration du champ

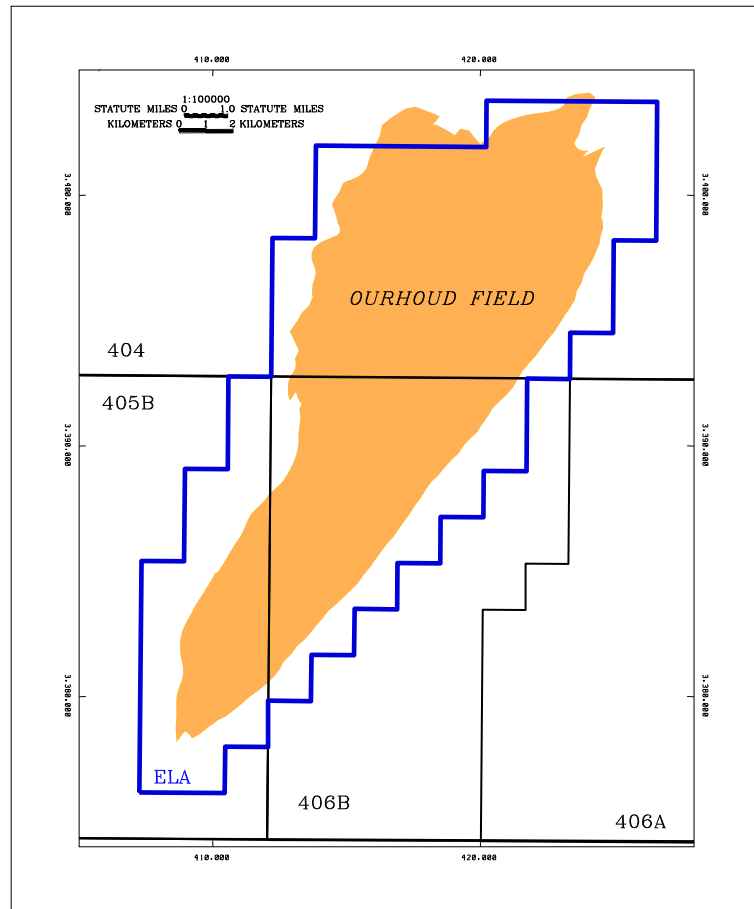
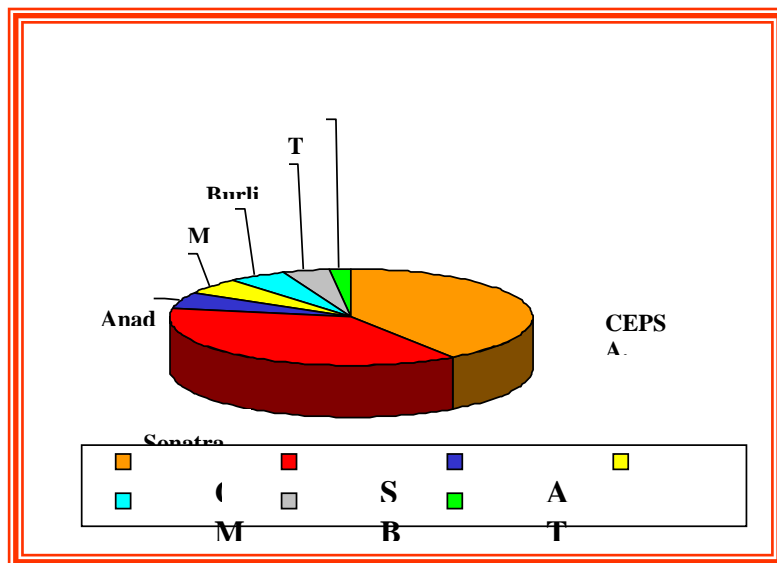


Fig. I-2
Partenaires SH-ORD



I.2. Situation géographique :

Le champ de pétrole Ourhoud (autrefois appelé Qoubba) est situé au sud du champ d'Anadarko à Hassi Berkine, à 320 km au Sud-Est de la ville pétrolière de Hassi Messaoud et à 1200 Km au Sud-Est d'Alger (**Fig : I-3**).

Le champ d'Ourhoud fut découvert en Juillet de l'année 1994, il est considéré comme le deuxième plus grand gisement en Algérie avec un périmètre d'exploitation de 263,4Km².

Le champ d'Ourhoud est délimité par les coordonnées UTM suivantes :

X minimum : 405248,9.

Y minimum : 3376147.

X maximum : 426628,4.

Y maximum : 3403776.

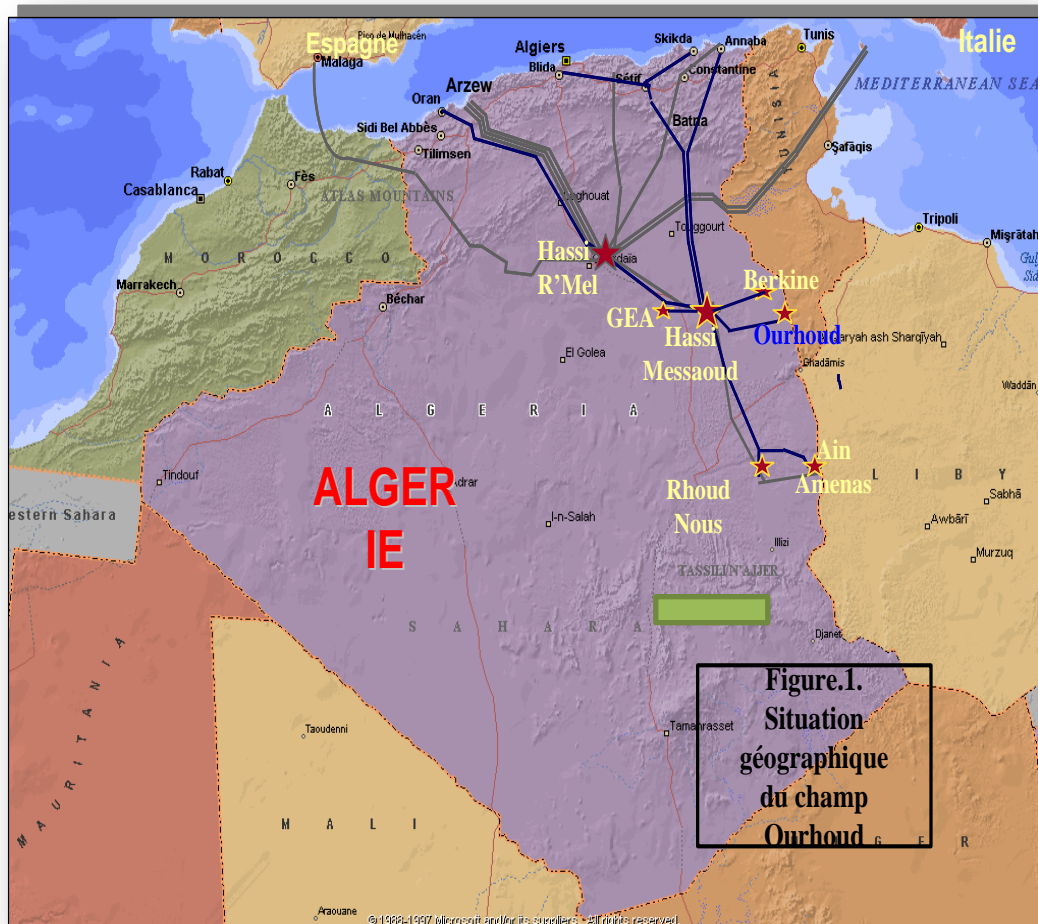


Fig. I-3: La situation géographique du champ OURHOUD

I.3.Cadre géologique :

Le gisement d’Ourhoud est situé dans le bassin Intra-cratonique de Ghadamès où se trouvent d’épaisses séries Paléozoïques et Mésozoïques. Ces deux séries sont séparées par la discordance Hercynienne(Fig : I-4).

Le gisement d’Ourhoud est localisé dans les blocs 404/406A/405 du bassin de Ghadamès et contient une huile légère sous saturée dans les grès du Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI), piégée dans une structure anticlinale faillée. Le réservoir possède des caractéristiques petrophysiques de grande qualité.

L’intervalle de production du réservoir est le Trias Argilo gréseux Inférieur (TAGI) situé au dessus de la discordance Hercynienne, qui est généralement rencontré à une profondeur de 3100 mètres dans la région de Qoubba.Le point le plus élevé de la structure se situe à -2772 m et le contact huile/eau est interprété à -3056 m. La hauteur utile moyenne est d’environ 31,5 m. Les valeurs moyennes de porosité et de perméabilité sont respectivement de 15% et 200 mD. L’huile est fortement sous-saturée aux conditions initiales du réservoir, elle a une densité de 0,8115 au stockage. La pression initiale du réservoir est de 348,11bar à la profondeur de référence de -2978 mais la température de gisement est de 102°C.

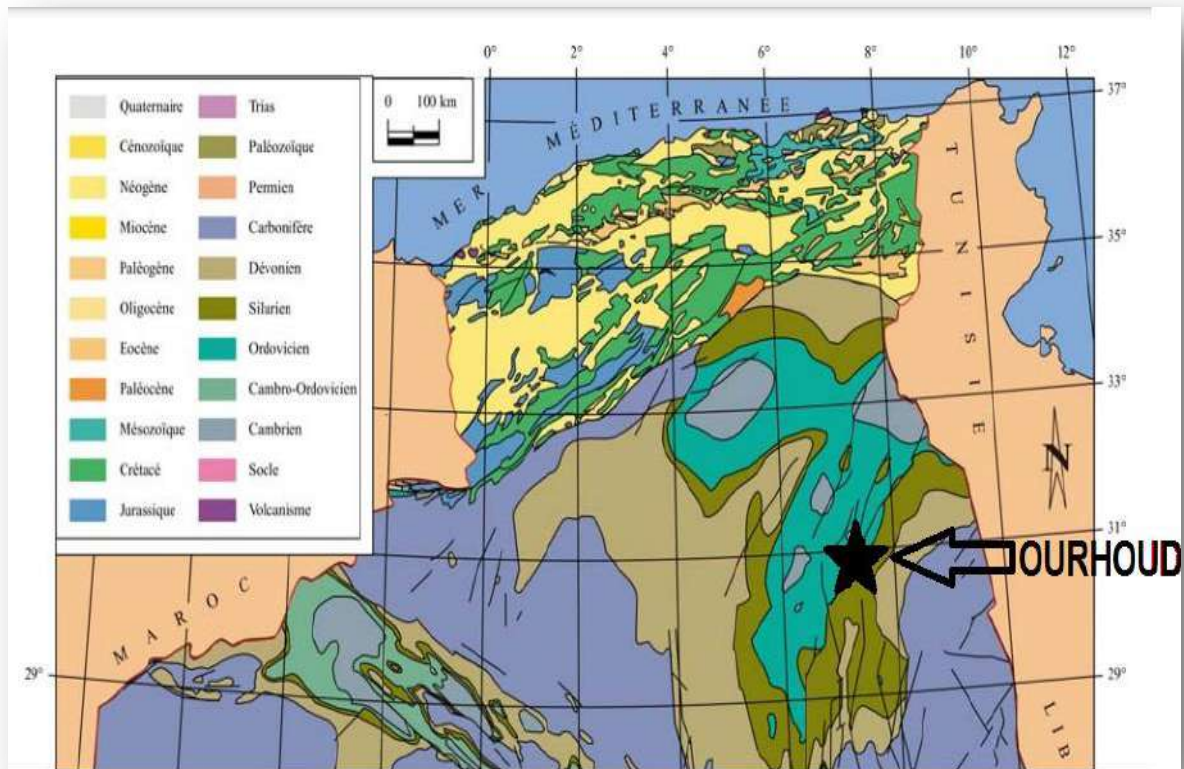


Fig. I-4 : La situation géologique du champ OURHOUD sur la carte

I.3.1 Subdivision géologique du réservoir :

L'horizon producteur est constitué par les grés du TAGI, d'âge Triasique (Tab : I-1). Ces grés continentaux ont été déposés par un système fluvio-deltaïque dans une large vallée, situé le long d'un système de faille Pan-Africain. L'épaisseur total du TAGI varie de 88 à 108 m. La hauteur utile est définie par une porosité calculée à partir de diagraphie densité qui est supérieure à 10% et un cut-off en rayons gamma de 90°API, elle varie de 17 à 59 m dans les puits existants.

Les trois unités stratigraphiques principales ont été corrélées avec les sept puits disponibles et décomposées en onze couches, dont les caractéristiques réservoirs ont été établis à l'aide des diagraphies et des mesures sur carottes. Pour chaque couche, les cartesisopaques des hauteurs totales, des hauteurs utiles ainsi que des porosités et des perméabilités ont été établies et introduites dans le simulateur afin de déterminer l'accumulation d'huile en place et d'optimiser le plan de développement du gisement. Le contact huile-eau a été interprété à -3056 m à partir de l'analyse diagraphique et de l'interprétation des données de pression (MDT) des sept puits.

- **Formation TAGI :**

Cette formation a résulté d'une déposition des matériaux silicatés composés essentiellement des dépôts fluviaux. L'épaisseur total du TAGI augmente selon la direction N-O vers S-E allant de 80 jusqu'à 115 mètres. Le TAGI d'Ourhoud est divisé en trois unités principales (couches) :

- **Le TAGI inférieur (Lower TAGI) :**

Le TAGI inférieur varie de 32 à 58 mètres d'épaisseur, il est classé du bas vers le haut à travers un complexe de faciès associés et déposés dans un environnement aride, incluant : des chenaux éphémères en tresses, dépôts lenticulaires à faible énergie, dépôts éoliens, dépôts marginaux et lacustres, plaines d'inondation et dépôts distaux de méandres en forme de cloche. L'orientation des dépôts de l'intervalle complet du TAGI inférieur donne une tendance SO-NE et s'épaissit vers le SE. Ce niveau est formé par les sédiments qui se sont formés sur la discordance Hercynienne. Au dessus du contact huile/eau, les grés de la base et du sommet du TAGI inférieur sont caractérisés par des propriétés du réservoir de bonne qualité. Cependant leur étendue latérale dépend des faciès rencontrés c.à.d, de l'environnement de dépôt.

- **Le TAGI moyen (Middle TAGI) :**

L'épaisseur utile du TAGI moyen varie entre 10 et 30 mètres et se compose essentiellement de grés. Les grés montrent deux tendances de granulométrie l'une fine et l'autre à grains grossiers homogènes. En général, l'unité réservoir a une direction N-S le long du champ. La qualité du réservoir est excellente et le coefficient H_u/H_t (hauteur nette/hauteur totale) est partout très élevé.

- **Le TAGI supérieur (Upper TAGI) :**

Le TAGI supérieur montre une distribution de l'épaisseur totale qui est essentiellement le contraire du TAGI intermédiaire, c.à.d, où le TAGI intermédiaire est finis. Le TAGI supérieur est épais, il s'épaissit en allant vers SO et vers NE de 27 à 42 mètres.

Deux axes de dépôts sont définis à l'Ouest et à l'Est du champ. Il en résulte que les niveaux du TAGI supérieur ont des directions de dépôts multiples au sein de l'unité, avec des changements de faciès latéraux très variables. Cette unité représente le dernier stade de dépôt du TAGI avant d'être recouvert par le Trias Carbonaté. Cette période de dépôt commence avec une énergie fluviale élevée qui diminue à la fin du TAGI. Des failles contemporaines pourraient influencer l'épaisseur de l'intervalle.

FORMATION	SUBUNIT	AUG03 Fine Scaled Model				VIP LAYERS		
			ZONE	Hauteur moyen	Model sub division	No. de couche	Upscaled Layer No	No .de couche
TAGI	TAGI SUP	1	U4	0.02	10	55	1	7
		2	U3	0.41	15		2	
		3	U2	0	5		3	
		4	U1	0.71	23		4	
		5	M2	0	3		5	
	6	M1	0.78	35	6			
	7	L3	0.08	20	80		7	
	8	L2	0.13	20		8		
	9	L1	0.65	40		9		
	10					10		
	11					11		
	12					12		
	13				13			
	14				14			
	15				15			
	16				16			
	17				17			
	18				18			
	19				19			

Tab I-1 : Découpage du réservoir Trias argileux gréseux inferieur dans le champ

I.3.2 Aspect stratigraphique :

La colonne stratigraphique dans le champ Ourhoud est presque complète (Fig : I-5). Le paléozoïque est complètement préservé au-dessous de l'unconformité Hercynienne par rapport aux champs voisins situés sur l'axe d'El Biod Hassi Messaoud. A la partie occidentale du bassin Berkine dont tous les dépôts post Hercynienne se reposent directement sur le Cambro-Ordovicien, et quelque fois directement sur le Cambrien tel que l'exemple du champ de Hassi Messaoud, où presque toute la section Paléozoïque a été érodée sur l'événement Hercynienne, cette section est essentiellement de Roche Silica-clastique, à la base elle constitue le réservoir principal Cambrien à Hassi Messaoud et où voisinage tel que : El-Gassi, El-Agreb, Zotti, Rhourde El-Baguel. En addition à cette section Paléozoïque vient se reposer la section Mésozoïque qui constitue en même temps le réservoir principal du champ d'Ourhoud et le bassin de Berkine à la base.

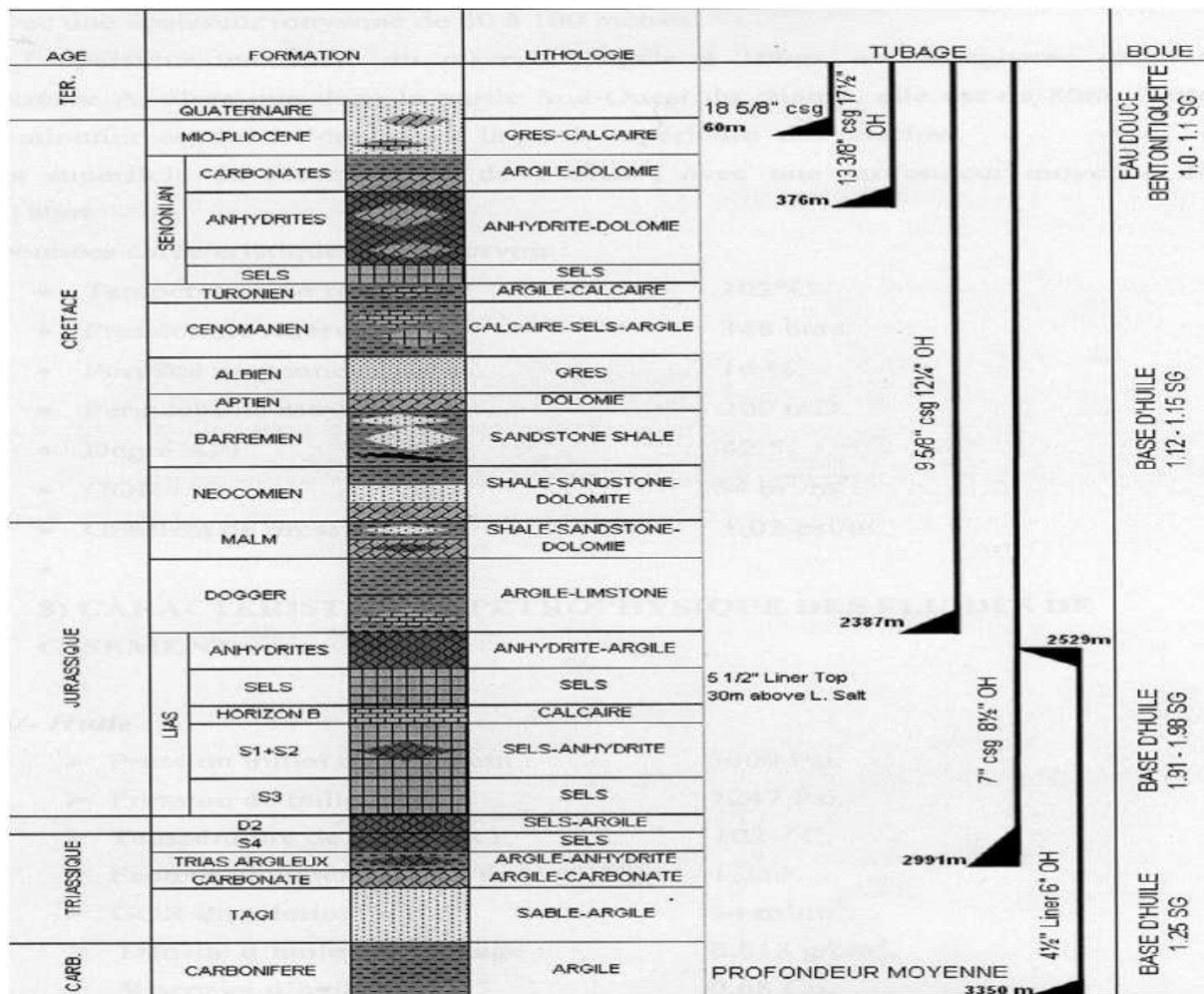


Fig. I-5 : La colonne stratigraphique dans le champ Ourhoud

I.4. Caractéristiques du réservoir :

La variation latérale de faciès de réservoir d'Ourhoud n'est pas très importante, elle est d'une épaisseur moyenne de 80 à 100 mètres. Le maximum d'épaisseur s'enregistre dans les terrains quidépasse les 100 m, alors que le maximum est à l'Ouest de la partie du champ, 89 m dans la partie Sud-Ouest du champ, cette diminution est due à l'érosion lors de la genèse des couches.

La superficie de réservoir est de 140 Km², avec une profondeur moyenne de 3180 m.

Le réservoir se caractérise par :

- Température de réservoir : 102 °C.
- Pression de réservoir : 348 bars.
- Porosité moyenne : 16 %.
- Perméabilité moyenne : 200 mD.
- Degré API : 42,5.
- GOR : 64 m³/m³.
- Gradient de pression : 1,02 psi/m.

I.5. Caractéristiques pétro physiques des fluides de gisement :*** Huile**

- Pression initial de gisement : 5000 psi.
- Pression de bulle : 1247 psi.
- Température de gisement : 102 °C.
- Facteur volumétrique de fond (FVF) : 1,233.
- GOR dissolution initial : 64 m³/m³.
- Densité d'huile de stockage : 0,813 g/cm³.
- Viscosité d'huile : 0.68 Cp.
- compressibilité : 7,14*10⁻⁶ psi⁻¹.

*** Eau :**

- Compressibilité: 4,3*10⁻⁸ psi⁻¹.
- Viscosité : 2,75 Cp à 25°C.

- Salinité moyenne : 352,925 g/l.
- Densité : 1,224 Kg/l à 20°C.
- Résistivité : 5,94 Ohm/Cm2/m à 20°C.
- PH : 4,5

- * **Gaz :**
- Compressibilité : $1,16 \cdot 10^{-4}$ psi-1.

I.6. Historique de production dans le champ Ourhoud :

La production au champ d'Ourhoud a commencé le 08/11/2002 avec un rythme faible pour pouvoir tester les équipements de toutes les installations de surface ainsi que le CPF (Central Processing Facility) avec un nombre de puits limité.

La production d'huile a atteint 230000 bbl/j en Janvier 2003. Ce plateau pourrait se maintenir pendant 10 ans. Additionné à la production de Berkine et des autres gisements satellites, il contribuera à porter la production nationale à 1 million de bbl/jour.

Comme l'aquifère du réservoir est inactif, le maintien de la pression du réservoir se fait par l'injection d'eau et de gaz qui ont commencé en 25/01/2003 et 20/02/2003, respectivement. L'avancement du front d'eau provoque l'apparition d'eau dans les puits producteurs notamment dans le niveau «Lower» et ce à compter de Mars 2004, avec une accentuation au fil de temps pour atteindre un seuil allant jusqu'à 80% dans quelques puits à savoir QB36, BKE2,...etc

La production d'huile dépend directement de la quantité d'eau et de gaz injectés ainsi que le nombre de puits producteurs. La production actuelle (jusqu' à 14/04/2022) a atteint 66300 bbl/j assurée par 135 puits dont :

- 66 producteurs d'huile.
- 09 producteurs d'eau : Albian / Barremian.
- 08 producteurs d'eau : Miopliocène.
- 30 injecteurs d'eau.
- 18 WAG.
- 04 observateurs.

I.7. Procédés d'exploitation du champ Ourhoud :**I.7.1 Système de production d'huile :**

Le système comprend une collecte de 6 satellites ayant chacun (**Fig : I-6**) :

- un manifold de collecte pour un certain nombre de puits.
- un débitmètre Multiphasique (MPFM).
- Une connexion de manifold vers la ligne principale de raccordement liant le satellite au CPF.

I.7.2 Traitement de pétrole brut :

Le pétrole brut provenant des différents puits arrive au CPF à travers 6 satellites. Arrivé au CPF, le pétrole brut passe par 3 trains de traitement (10,20 et 30). Il est ainsi traité et ramené aux spécifications commerciales (densité, TVR, salinité) et envoyé vers les bacs de stockage.

I.7.3 Expédition du brut :

A partir des bacs de stockage, le brut est repris par une pomperie d'expédition et il est acheminé par une pipe de 24" vers la pipe 30" OH3 (de SH/TRC) situé à 21 Km du CPF et au point kilométrique 0 (PK 0). De là, le pétrole brut produit est acheminé jusqu'à Haoud EL Hamra.

I.7.4 Système gaz lift :

Le gaz lift est prévu pour chaque tête de puits BP et comprend un système de distribution individuelle et collective qui suit le système de collecte de l'huile via les satellites correspondants.

I.7.5 Système d'injection de gaz :

Les trois puits d'injection de gaz, sont situés à l'extrême Nord du champ. Une seule ligne principale alimente le manifold au satellite 7 où le gaz est séparé en 3 lignes de distribution alimentant les puits.

I.7.6 Système d'injection d'eau :

L'eau de production traitée et l'eau Albion/Barremian sont mélangées en amont des pompes d'injection d'eau. Les pompes délivrent l'eau vers deux collecteurs, un serve les satellites du Nord

et l'autre ceux du Sud. Chacun d'eux alimente les lignes d'injection d'eau des puits via un manifold d'injection d'eau sur chaque satellite.

I.7.7 Water Alternating Gas (WAG) :

L'huile d'Ourhoud est de haute qualité (~43° API), mais elle a un GOR faible, donc une très bonne candidate pour l'injection du gaz miscible qui permet la réduction de la viscosité et de la densité d'huile et le gonflement de celle-ci.

Pour cela le (WAG) à Ourhoud est mis en application comme processus de récupération secondaire ayant pour but l'accélération, l'augmentation de taux de récupération et surtout assurant un meilleur contact entre le gaz miscible et le volume de réservoir. Le processus de WAG consiste à l'injection alternative d'eau et de gaz soit six mois pour chacun. Le puits QB (16) était choisi comme le premier candidat et actuellement ce system est en cour d'exécution pour d'autres puits.

I.7.8 Système satellites :

Chaque station satellite possède un système de décomposition concernant la surpression pour l'élimination de vapeur et de liquide en service dans le circuit venant du manifold de production et du manifold de teste. Au satellite 6, le système de sécurité est monté sur le manifold de production LP, puisque le manifold de teste est conçue pour une estimation plus élevé (600#), afin de faire face à la future condition de fonctionnement du système de production HP.

Le lanceur *de pig du trunkline* est également protégé par une soupape de sécurité résistant au feu extérieur. Les lignes de refoulement venant de chaque vanne de détente sont envoyées vers une fosse de captation. Un by passe (ligne de déviation) autour de la soupape de sécurité installée sur le manifold de teste sera employé pour dépressuriser le flowline. Le liquide décomprimé est conduit à une fosse de captation.

Chaque fosse de captation du satellite est dimensionnée pour 259 m³. Le contenu de la fosse peut être transféré par un camion-citerne au CPF. Un collecteur de drain allant vers la fosse de captation est prévu à chaque satellite pour récupérer le liquide résiduel venant du lanceur de pig du trunkline et le package d'injection chimique.

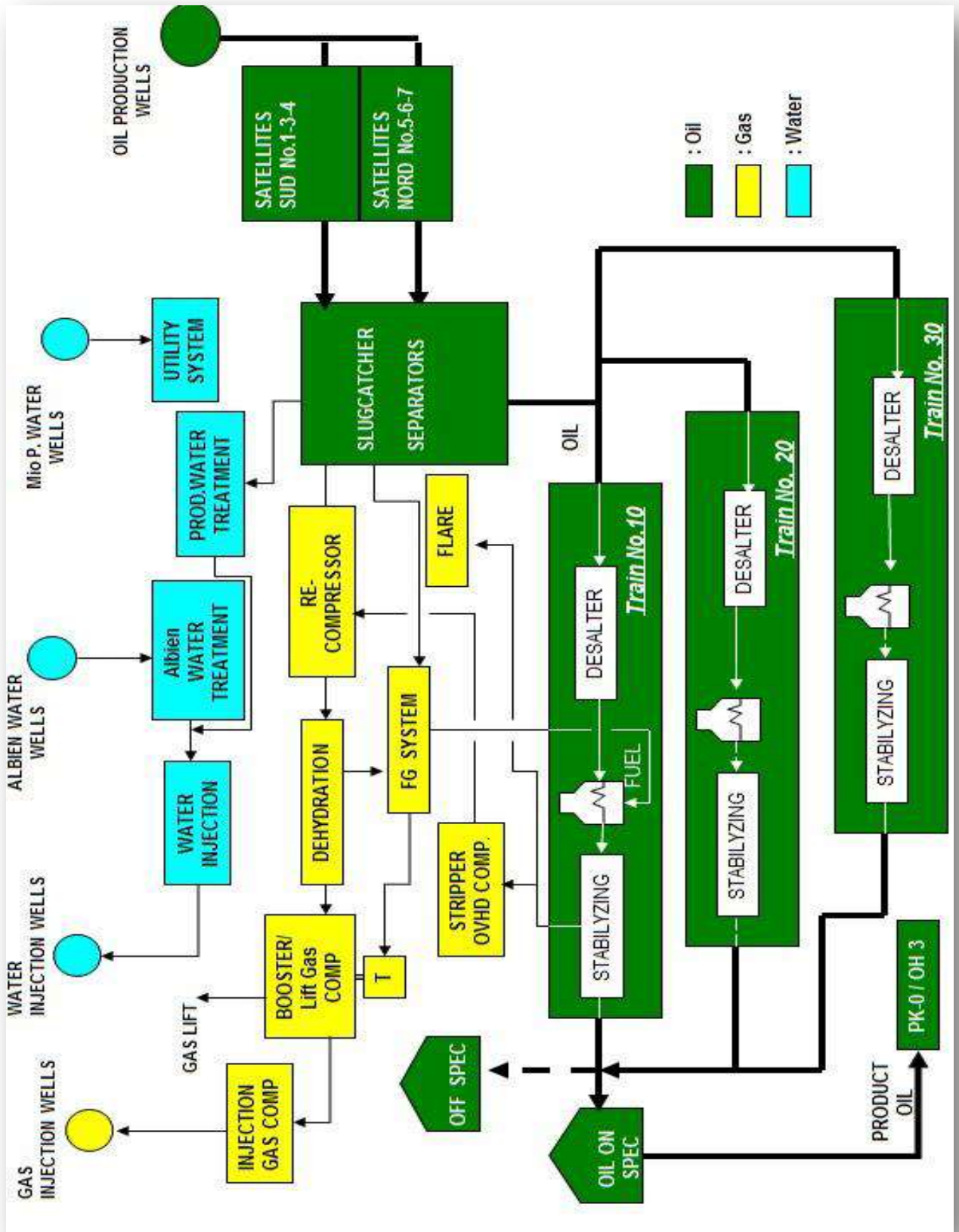


Fig. I-6 : La Procédés d'exploitation du champ OURHOUD



CHAPITRE II :
Gaz-Lift

II.1 Introduction :

En tout début d'exploitation, les réservoirs produisant des hydrocarbures ont un potentiel suffisant pour avoir l'écoulement de l'huile et du gaz, qui sont légers, jusqu'aux installations de surface. C'est le cas de la plupart des réservoirs à travers le monde. La pression de fond d'un puits éruptif chute après un certain temps, car le réservoir se déplete au fur et à mesure de la production. La pression va atteindre une valeur ne permettant plus d'acheminer les fluides jusqu'à la surface, on aura ainsi un puits mort qui nécessitera une réactivation.

L'une des méthodes d'activation pour ce genre de puits est le gaz-lift, c'est un moyen permettant de faire produire les puits non éruptifs ou d'augmenter le débit de certains puits légèrement éruptifs. C'est l'injection du gaz qui va permettre l'acheminement de l'huile vers la surface par l'un ou la combinaison des procédés suivants :

- Réduction de poids de la colonne de fluide.
- Expansion du gaz injecté.
- Déplacement des fluides par du gaz comprimé.

II.2 Le gas-lift :

C'est une technique de production activée pour les puits non ou insuffisamment éruptifs (**Figure II-1**). Elle consiste à injecter du gaz comprimé le plus bas possible dans la colonne de production.[5]

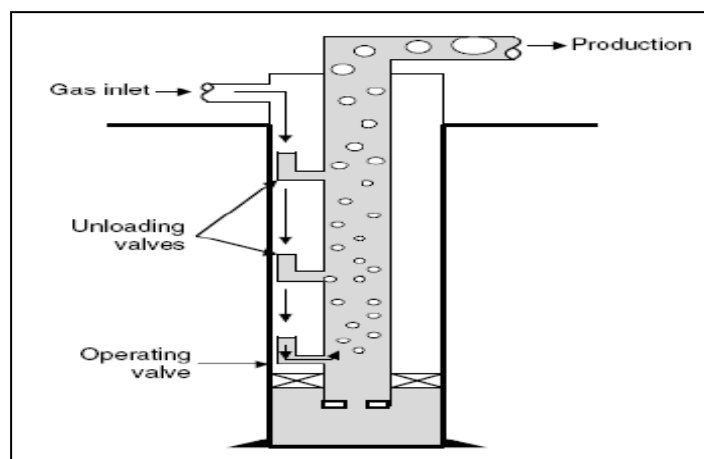


Fig II-1 :Système de production en gaz-lift. [1]

II.3 Condition d'éructivité d'un puits :

Un puits est éruptif si sa pression de fond (Pf) en production est inférieure à la pression de gisement (Pg). Il aura un débit d'autant plus important que la différence (Pg - Pf) est grande. Deux autres paramètres sont fondamentaux :

- ❖ La perte de charge dans le tubing, qui est la somme des pertes de charges gravitaires, de frottement et d'accélération des fluides (Pc),
- ❖ La pression en tête de puits nécessaire au fonctionnement de l'installation (Ps).

$$P_f = P_c + P_s$$

Le puits étant éruptif, on fera décroître (Pf) en diminuant (Ps) par ouverture des vannes en tête de puits (la variation de Pc variant peu pour une production + stabilisée).

Quand (Ps) aura atteint sa valeur minimale (ex : point de bulle du fluide géothermal, ou perte de charge de l'installation en surface...), on doit faire appel à des méthodes de production artificielles pour diminuer (Pc) et donc (Pf) jusqu'à la valeur nécessaire pour amener le débit à la quantité voulue. Pour ce faire ce sont les pertes de charges gravitaires que l'on va diminuer.

Les pertes gravitaires étant proportionnelles à ph

P: masse volumique du fluide

h: hauteur du puits

L'activation par pompage revient virtuellement à diminuer la hauteur h tandis que le gaz-lift réduit la masse volumique équivalente du fluide. [2]

II.4 Paramètres de détermination d'un moyen d'activation :

Préférer un procédé d'activation aux autres procédés cités auparavant se fait selon les critères suivants :

❖ Des critères économiques

Si un procédé est choisi pour l'activation d'un puits, il devra alors permettre de récupérer un maximum de brut (pétrole) le plus vite possible et avec un moindre coût.

Il est malheureusement difficile d'avoir une évaluation globale du coût d'un moyen d'activation dans l'investissement initiale, même si on peut avoir le coût du matériel spécifique nécessaire pour l'activation (compresseur, pompes, unité de pompage, tiges de pompage...).

Le coût d'exploitation d'un puits activé par un des moyens d'activation peut aussi varier selon les propriétés du puits et de sa situation.

D'autres critères (plus techniques qu'économiques) s'imposent alors.

❖ Des critères techniques

Pour choisir un moyen d'activation, il faut étudier sa compatibilité avec la nature du puits, sa position, ses caractéristiques et les conditions de son exploitation :

- ✓ La profondeur et la température de fond.
- ✓ Le débit actuel de la production.
- ✓ L'évolution des caractéristiques de production :
 - GOR.
 - WOR.
 - Pression de fond.
- ✓ Types de complétions :
 - * Simple.
 - * Multiple.
- ✓ La déviation du puits (puits dévié ou non).
- ✓ Le taux de production du sable.
- ✓ Problèmes de dépôt (paraffines, sulfates, carbonate) et de corrosion.
- ✓ Type d'exploitation :
 - Terre ou mer.
 - L'éloignement des puits.
 - Environnement (proximité agglomérations).
 - Disponibilité ou non de l'énergie d'activation : courant électrique, une source de gaz....
 - Disponibilité des technologies de l'exploitation et de l'automatisation plus ou moins avancée. [6]

II.5 Types de gaz-lift :

II.5.1 En fonction du mode d'injection :

- Gaz -lift continu (Figure II-2).
- Gaz-lift intermittent(Figure II-2).
- Chambre-lift.

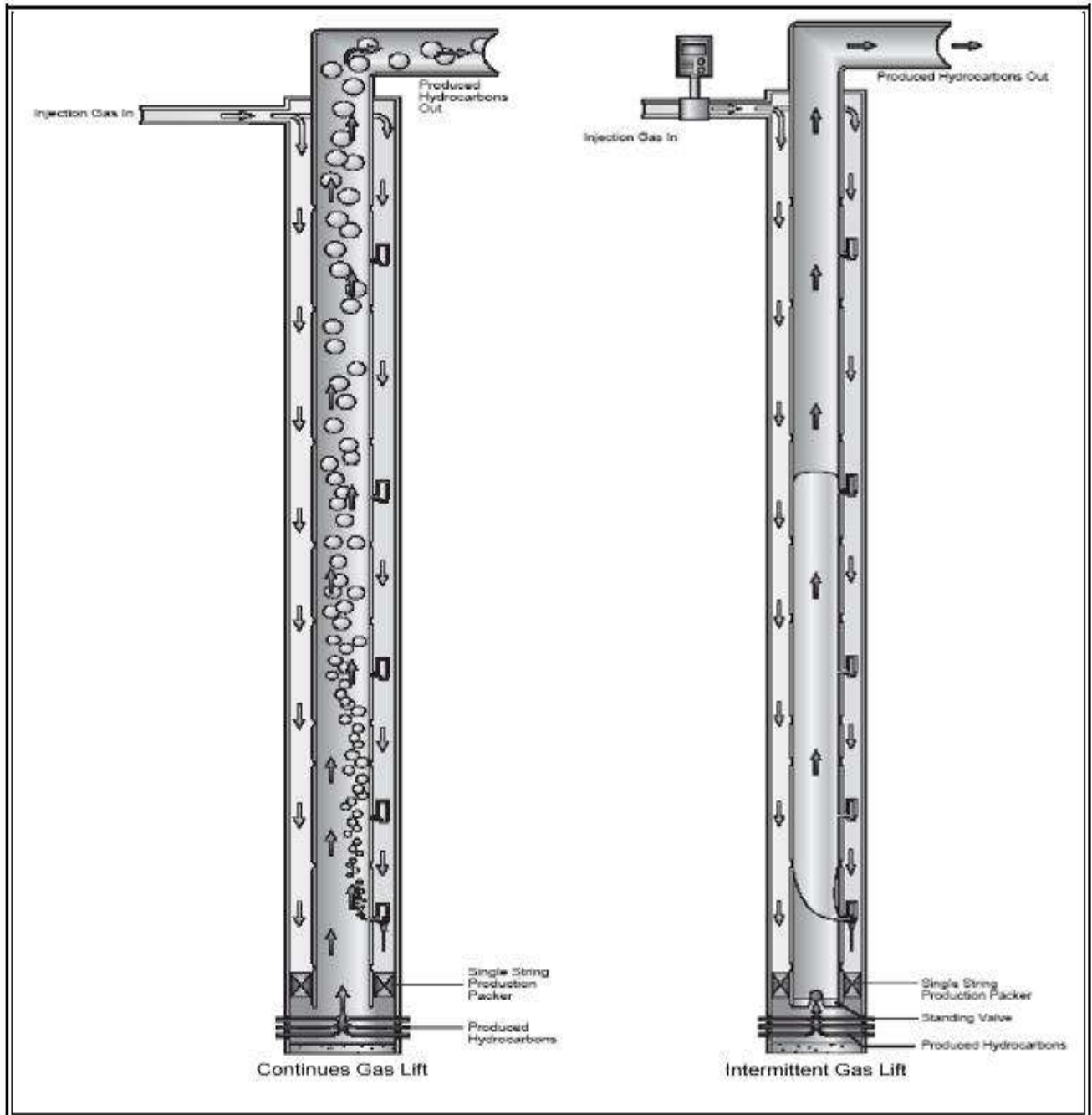


Fig II-2 : Gaz lift continu et intermittent. [6]

II.5.2 En fonction du circuit d'injection en surface :

- Circuit fermé (Figure II-3) .
- Circuit ouvert.
- Auto gaz-lift.

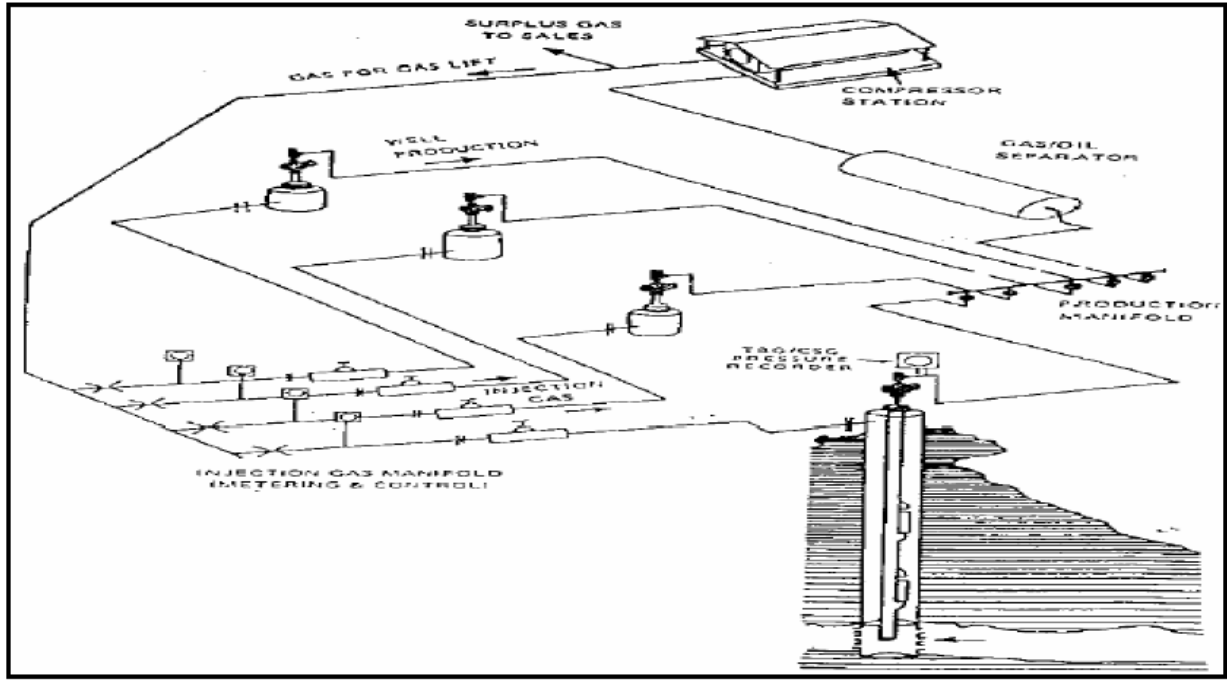


Fig II-3 : Gaz lift en circuit fermé.[5]

II.5.3 En fonction du type de complétion :

- soit directe : injection par l’annulaire, production par le tubing.
- soit inverse : injection par le tubing, production par l’annulaire. [3]

II.6 Applications du gaz-lift :

Le gaz-lift offre de nombreuses applications et environ 20 % des puits en production dans le monde sont concernés par ce mode d'activation.

• **Augmentation du débit**

Pour les puits souffrant d'un déclin de la pression mais pouvant encore produire sans avoir recours à l'activation, et qui sont caractérisés par un GOR ou GLR naturellement inférieur relativement à la moyenne, le gaz-lift permettra d'augmenter leur production par rapport à la production naturelle.

- **Mise en production des puits non éruptifs**

Dans le cas d'un puits incapable de débiter de sa propre énergie (déplété), le gaz-lift, consistant à injecter du gaz allégeant la colonne hydrostatique, entraîne une réduction de la pression de fond et facilite la circulation de l'effluent et sa remontée dans le tubing.

- **Démarrage**

Il arrive parfois qu'un puits, même éruptif, n'arrive pas à redémarrer après neutralisation. Il doit être alors activé pour pouvoir reprendre son éruptivité. Si ce puits a été initialement équipé par des mandrins, alors le puits pourra être redémarré grâce à du gaz à haute pression.

- **Les puits à eau**

Afin de produire des volumes importants d'eau qui peuvent être nécessaires pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il arrive aussi que le gaz-lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer. Il n'y a pas de différence entre un design de gaz-lift pour puits à huile et pour puits à l'eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (air lift).

- **Nettoyage de puits injecteur (Injector clean up)**

Les puits injecteurs ont besoin d'être périodiquement dégorgés puis mis en production pour les nettoyer et éliminer des particules qui encombrant les perforations ou la formation. Cette opération, dans le cas d'une installation comprenant une source de gaz à haute pression et des mandrins est assurée par un passage du puits en gas-lift, elle est souvent couplée avec un nettoyage à l'acide. [6]

II.7 Facteurs à considérer dans la conception du gaz lift :

Avant d'entamer un projet ou une étude d'équiper un puits en gaz lift, il faut prendre en considération certains facteurs qui peuvent influencer sur cette opération, parmi les majeurs facteurs on peut citer :

II.7.1 La pression en tête de puits (well head pressure) :

La mise en production d'un puits exige une certaine pression en tête, ce dernier est en fonction des réseaux de collectes et de pression des jonctions (manifolds), plus la pression en tête est faible, plus le gaz lift est efficace, et chaque fois la pression de tête est grande on doit injecter plus de gaz pour vaincre les pertes de charges et la pression de tête ; c'est pour ça, la pression de tête est très important, elle influe directement sur deux paramètres essentielles de gaz lift, qui sont la pression d'injection et le débit à injecter (Figure II-4).

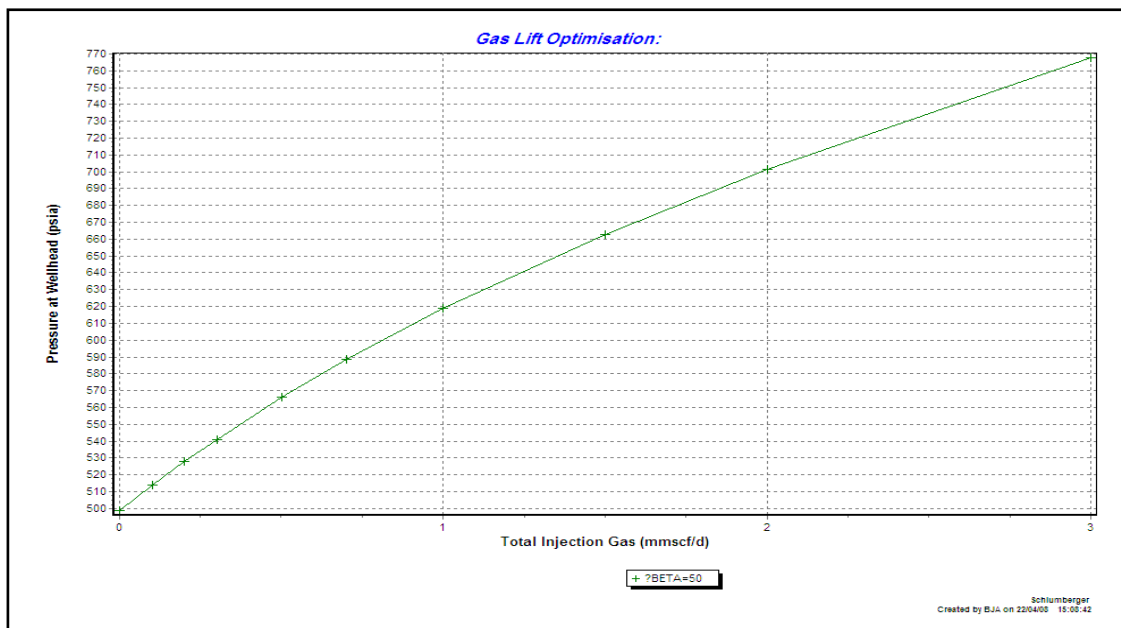


Fig. II-4: Impact de débit d'injection de gaz-lift sur la pression de la tête du puits.[6]

II.7.2 La pression de gaz à injecter :

La pression de gaz à injecter affecte le nombre vanes de décharge ainsi une injection avec pression élevée peu permettre de fonctionner sans vanes de décharge (single point), ce qui simplifie grandement la conception exploitation et la maintenance de puits.

Si la pression disponible est faible, il est utile de pouvoir l'augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 Bars pour démarrer le puits (kick off the well).

La formule la plus utilisée pour la détermination de la pression d'injection en surface est celle de R.V.SMITH, elle consiste à calculer les pertes de charges dans les conduites verticales en se basant sur plusieurs paramètres.

- **Formule de R.V.SMITH**

$$e^s(P_1^2 - P_2^2) = \frac{Q_g^2 \cdot \gamma_g \cdot T \cdot X \cdot f \cdot Z \cdot (e^s - 1)}{d^5 \cdot S} \cdot 0.925 \times 10^{-2}$$

Où : Q_g : débit de gaz injecté en m³/j.

X : la profondeur d'injection en m.

$$S = 0.0625 \times \frac{\gamma_g \cdot X}{T \cdot Z}$$

T : température moyenne en °K.

P_2 : pression d'injection au fond en bar.

P_1 : pression d'injection en surface en bar.

f : coefficient de frottement, il est en fonction du **Re** et (ε / d).

Où :

$$Re = \frac{18 \cdot \gamma_g \cdot Q}{\mu \cdot d}$$

Avec Q_g débit de gaz en m³/h.

(ε / d) : détermine à l'aide d'une abaque.

Z : facteur de compressibilité.

γ_g : densité de gaz.

La pression d'injection au fond, c'est la pression sous laquelle le gaz arrive au point d'injection. Elle est choisie de telle façon à éviter l'absorption de l'effluent par la formation, elle est donnée par :

- Pour un système direct (production tubulaire c'est à dire injection par l'espace annulaire tubing-concentrique et production par la concentrique):

$$P_{FD} = H \times \frac{D^2}{d^2} \times \frac{\gamma}{10} \quad (\text{bar})$$

Avec :

H: la hauteur statique mesurée à partir du point d'injection en m.

D: diamètre du tubing en mm.

d: diamètre de concentrique en mm.

γ : densité de l'huile.

- Pour un système indirect (production annulaire c'est-à-dire injection par le concentrique et production par l'espace annulaire).

$$P_{FD} = H \times \frac{D^2}{D^2 - d^2} \times \frac{\gamma}{10} \quad (\text{bar})$$

Avec :

H : La hauteur statique mesurée à partir du point d'injection

D : Diamètre du tubing en mm.

d : Diamètre du concentrique en mm.

γ : Densité de l'huile.

II.7.3 Profondeur d'injection de gaz :

Pour améliorer l'efficacité du gaz injecté, on a trois principaux paramètres : la pression d'injection, le débit d'injection et la profondeur d'injection(**Figure II-5**).

Cette dernière est déterminé à partir du gradient de pression du puits en débit, plus le point d'injection est profond plus le gaz injecté est efficace. Cette profondeur est calculée par la formule suivante :

$$H_{inj} = 40 \times \left(\frac{P_{inj}}{P_{sur}} - 1 \right)$$

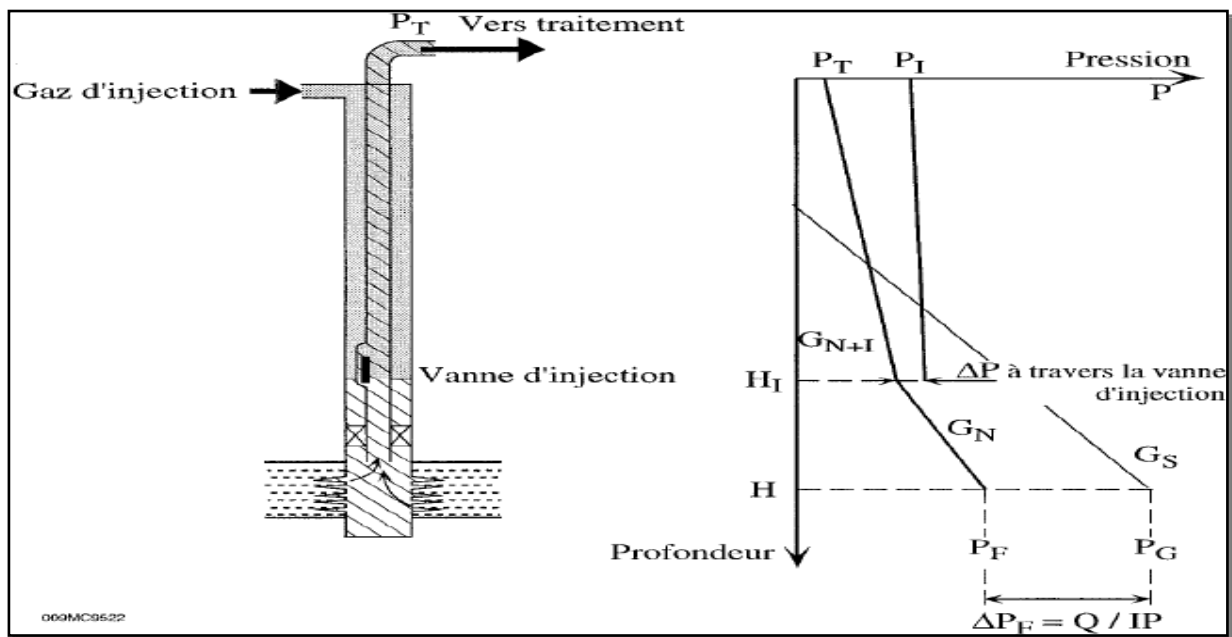


Fig. II-5 : La profondeur d'injection de gaz. [5]

II.7.4 L'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S) :

La productivité d'un puits dépend directement de la pression de fond dynamique ; le gaz lift et comme les autres méthodes d'activation des puits abaisse cette pression, donc le gaz lift est affecté par l'indice de productivité.

L'effet est confirmé dans les puits possédant un IP important où le gaz lift amène des débits spectaculaires.

L'effet « **skin** » ou colmatage de puits, c'est l'endommagement du voisinage de trou, il est lié généralement au filtrat de la boue de forage et d'autre paramètres. L'effet « **skin** » est une perte de charges supplémentaire dans le réservoir, il réduit directement l'indice de productivité et par conséquent affecte l'activation par gaz lift.[6]

II.8. Les équipements du gaz-lift :

Le but de l'équipement du gaz lift est de faire circuler le gaz dans le tubing, ce qui va alléger la colonne hydrostatique. Si la pression de gaz qui arrive n'est pas suffisante alors il faut un équipement de compression en surface. L'injection de gaz lift nécessite des vannes d'injection équipées au moins d'un clapet anti-retour et d'orifices pour l'injection.

II.8.1 Les équipements de surface :

Le gaz-lift envisagé, contrairement à l'air-lift pratiqué au cours des essais de production en géothermie, nécessite un recyclage du gaz moteur. Dans une installation de géothermie utilisant ce principe nous avons donc en surface (**Figure II-6**) :

- ✓ Un séparateur saumure/gaz de travail,
- ✓ Une unité de traitement du gaz (séchage),
- ✓ Un compresseur à gaz,
- ✓ Une installation classique : d'échangeur, de pompe de réinjection et de canalisations. [4]

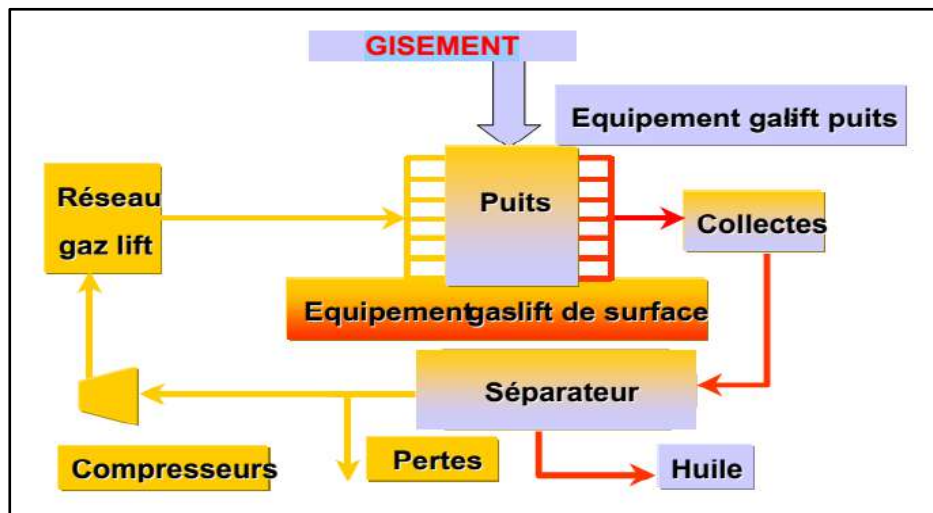


Fig II-6 : Schéma pour les équipements de surface du gaz lift. [4]

II.8.2 Equipements de fond :

- ✓ Les mandrins
- Mandrins conventionnels :

Ils sont fabriqués à partir d'élément de tubing. Les vannes et les clapets anti-retour sont vissés avant la descente à la base d'un réceptacle qui percé d'un canal permettant au gaz de passer de l'annulaire vers le tubing.

Ce type de mandrins est le plus ancien, il présente plusieurs inconvénients, car toute opération de repêchage ou de maintenance exige un WO, il est utilisé surtout en USA avant l'invention des mandrins à poche latérale, où les puits sont assez profond (WO ne coûte pas très chère).

- Mandrins à poche latérale :

Cette technologie des mandrins est inventée par le constructeur Américain CAMCO en 1954 (Figure II-7) et associée au développement de wireline. Incorporé dans le train de tubing, les mandrins sont descendus vides ou avec des vannes de test au cours de l'équipement de puits. Ensuite, l'emplacement ou le repêchage des vannes se fait depuis la surface à l'aide de wireline (Figure II-8) [5].

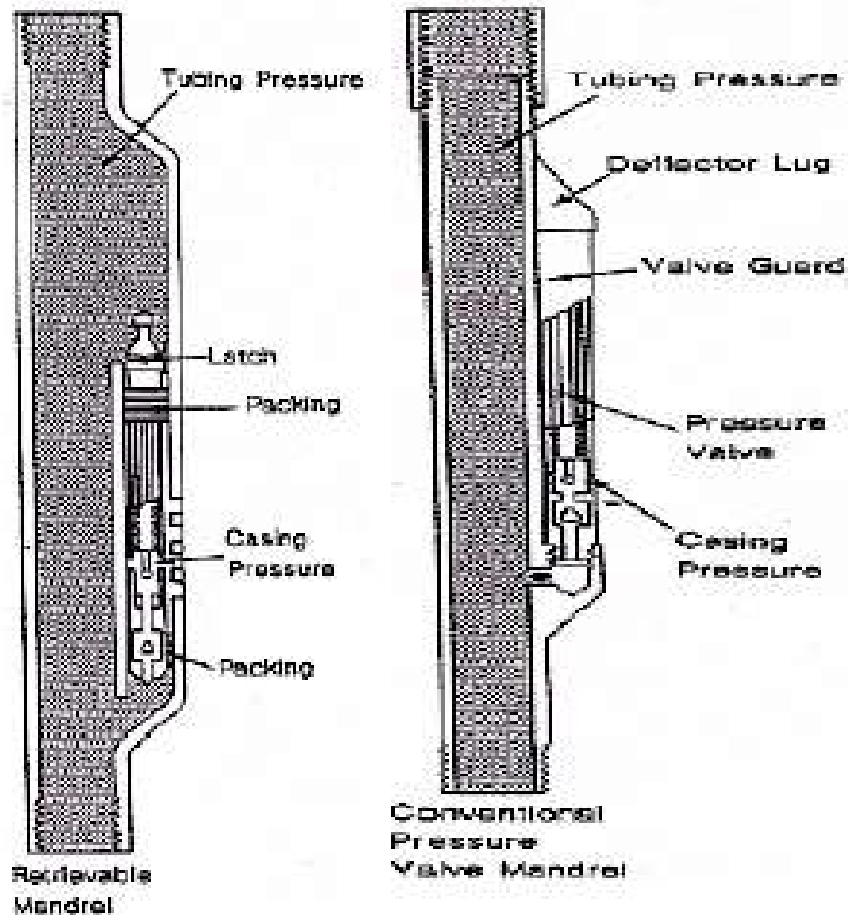


Fig II-7: Mandrin conventionnel & Mandrin à poche latérale. [5]

- ✓ Les vannes de gaz lift

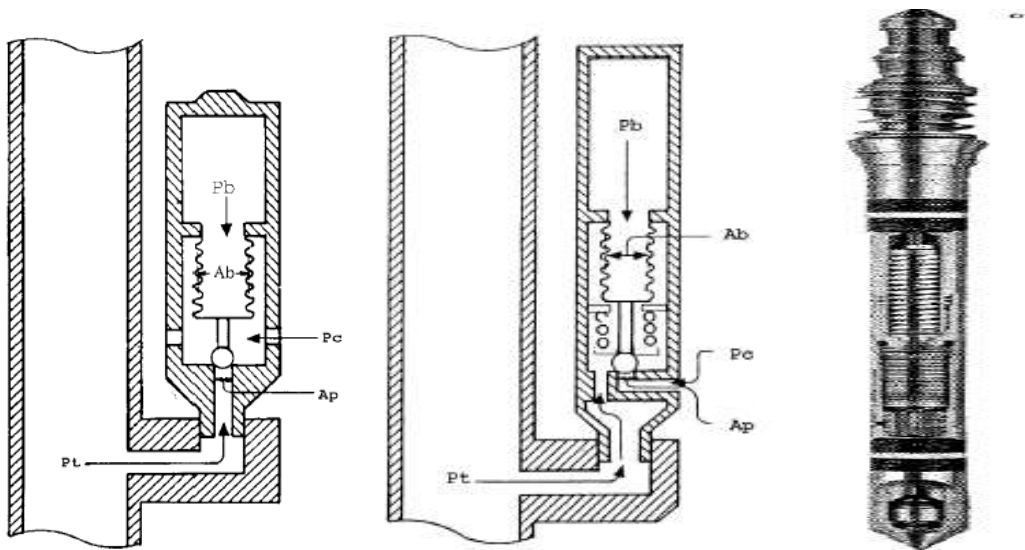


Fig II-8: Les différents type des vannes. [5]

- ✓ Les outils de décentrage et de positionnement

Le positionnement des vannes de gaz lift s’effectue par des outils spéciaux (kickover ou positioning tools) associés à un train de wireline(Figure II-9).



Fig II-9: Opération de mise en place d’une vanne de GL par un kickover [5]

II.8.3 Autres équipements spécifiques :

Parmi ces équipements on a :

- ✓ clapet anti-retour : placé a la base de tubing, son rôle est d'empêcher le retour de fluide dans la formation il est indispensable en gaz lift intermittent lorsque les puits sont fortement déplétés.
- ✓ sécurité annulaire : particulièrement aux puits offshore. Elle permet d'assure la sécurité de l'annulaire où le volume de gaz est important.
- ✓ tubing spool : équipé a sa base d'un joint isolant permet d'assurer que l'annulaire. [4]

II.9 Parametres influencants sur les puits en gaz lift :

La production optimale d'un puits équipé en gaz lift est susceptible de s'affecter par certains nombre de paramètres qui vont changer au cours du temps, ce changement provoque des perturbations dans la production qui est généralement une chute de celle-ci. Parmi les paramètres les plus sensibles on peut citer :

- Le diamètre intérieur de tubing.
- Le water cut.
- Déclin de la pression de gisement.

II.10 Avantages et inconvenients du gaz lift :**II.10.1 Avantages :**

- La flexibilité : c'est la principale qualité du gaz-lift, car il ne dépend pas de la variabilité des paramètres Q , GOR , WOR , P_{wf} . En particulier la P_{wf} par rapport au point de bulle n'a pas d'indice.
- Adaptation sur le puits déviés : fiabilité actuelle du matériel gaz-lift sur des puits avec une déviation atteignant 50° .
- Présence d'un matériel réduit et d'un coût faible.
- Pas de problème de production en présence de sable : compte tenu de l'architecture du matériel gaz-lift (les équipements de puits et des circuits des différents fluides), la production de sable ne gêne pas le gaz-lift, par contre ce n'est pas le cas des puits en pompage car ça détériore la pompe.

- L'équipement du puits est simple et les valves peuvent être changées ou réglées par intervention wire line.
- Des additives peuvent être injectés (inhibiteur de corrosion, anti-dépôt ...) en même temps que le gaz.
- Tous les puits producteurs ont été munis avec des mondrils de gaz-lift, par conséquent, les opérations requises de WO sont éliminées.
- L'existence des compresseurs d'injection de gaz et de la ligne haute pression disponible pour l'utilisation de gaz-lift, ce qui permet la réduction du capital investi et des dépenses de constructions par suite de l'utilisation combinée des infrastructures existantes.

II.10.2 Inconvénients :

- Activation des puits à P_f faible : lors de l'avancement de la déplétion d'un gisement, les P_f peuvent devenir trop faibles pour être compatible avec une activation par gaz-lift ; dans ce cas, un relais à l'aide d'un autre moyen d'activation deviendrait effectivement nécessaire.
- Nécessite de traitement en cas de formation des hydrates, il y aura nécessité de traiter le gaz, soit par déshydratation soit par injection du méthanol.
- Le volume de gaz d'injection requis peut être excessif pour les puits avec une grande entrée d'eau (water cut).
- On ne peut pas l'utiliser avec un casing déformé.
- Mauvaise efficacité avec des puits profonds. [1]



CHAPITRE III :
La double injection
par l'espace
annulaire

III.1.Introduction :

Le pétrole est très important dans le commerce mondial, on peut l'appeler un trésor ; mais pour le produire on a vécu plusieurs obstacles.

Parmi ces problèmes, on a le sel qui est le plus fréquent, et qui provoque le bouchage des pipes line et d'autre équipement, mais le plus dangereux lorsqu'on obtient des dépôts de sel au niveau de la colonne de production.

Alors, pour éviter la cristallisation des sels et la fabrication des dépôts, on a fait une injection de l'eau douce, mais cette solution a noyé le puits et causé une chute de production d'huile, ce qui va demander une activation de puits.

Donc, on est obligé d'organiser une complétion spéciale avec tube suspendu (concentrique) qui assure une injection continue de l'eau douce et en parallèle une injection de gaz lift par l'espace annulaire pour l'activation de puits.

III.2. Principe de la double injection par un concentrique

Dans le champ d'Ourhoud, les eaux produites avec le pétrole sont saturées en chlorure de sodium «NaCl», car elles contiennent environ 310 g/l, un simple changement de la pression et de la température durant la production engendre la précipitation des chlorure de sodium. C'est toute fois le dépôt du sel le moins gênant pour le producteur, car la solubilité de chlorure de sodium dans l'eau douce est très grande donc facile à dissoudre par un pompage d'eau douce ou nettoyage au Coiled tubing aux pires des cas.

Lorsqu'on a un puits salé non éruptif, on va choisir une complétion pour la double injection selon des études, parmi ces complétions qui existent : l'injection par concentrique (**Fig : III-1**).

On doit injecter l'eau à travers une vanne de Automatique existe au-dessus de vanne du curage et en même temps le gaz lift par la vanne de l'espace annulaire EA1, l'eau injecté va diminuer la quantité de sel et en même temps le gaz va alléger la colonne de production.

L'objectif de l'injection du gaz est de diminuer la densité des fluides, ce qui va diminuer les pertes de charges gravitationnels dans le tubing. Le but de l'injection d'eau est de diminuer la quantité du sel dans l'eau de formation produit et éliminer les dépôts de sel qui peut être formé la colonne de production.

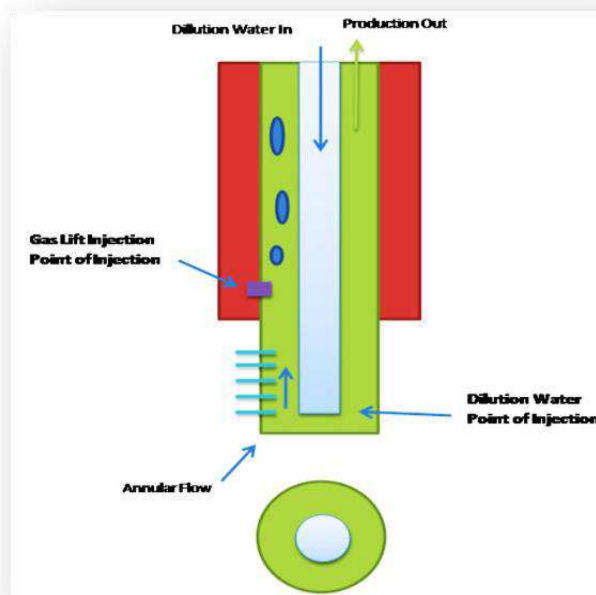


Fig.III-1 :Principe de double injection Eau & Gaz

III.3.Complétion des puits équipés d'une injection double par concentrique :

La complétion d'un puits équipé d'une injection double par macaroni consiste :

1. Tubing Hanger 11'' x 5 ½ '' SSMC (2 CL Ports).
2. Tubing 5 ½'' 20 ppf, 13Cr-95NV B x P, ID: 4.778''- (capacity 0.0727bbl/m)
3. HALIBURTON TRSSV (5'' 1/2) 20 ppf, 13Cr-95NV B x P (Fillaper milled).
4. SPM SMOR-2 5 ½'' 20 ppf, 13Cr-95NV B x P. (Upper-Middel-Lower)
5. Pup-joint 5 ½'' 20 ppf, 13Cr-95NV B x P.
6. WEATHERFORD Gauge mandrel 5 ½'' 20 ppf, 13Cr-95NV B x P.
7. HALIBURTON 4.562'' FBN Landing Nipple 5 ½'' 20 ppf, 13Cr-95NV B x P.
8. HALIBURTON MHR Packer 13Cr-95NV Box down for 9'' 5/8 Casing
9. WEATHERFORD Tie Back Seal Assembly 5 ½'' 20 ppf, 13Cr-95NV Box UP.
10. COILED TUBING Dilution String 1'' 1/2 WT 0.109 / Grade HS80

III.4. Les équipements de la double injection par concentrique :

III.4.1 Les équipements de fond :

III.4.1.1 Mandrin à poche latérale (SPM side pocket mandrel):

Son rôle est de porter la vanne d'injection sans influencer sur la section du passage du fluide dans le tubing.

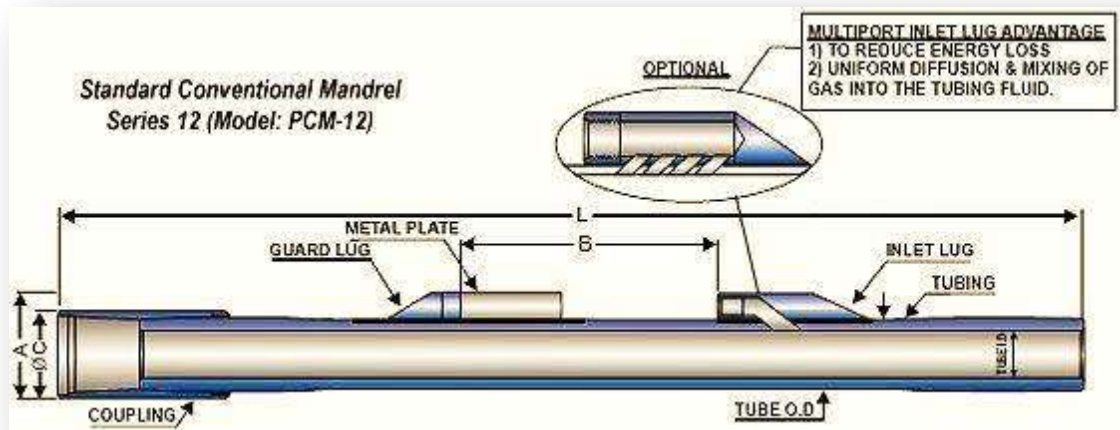


Fig III-2 : Side Pocket Mandrel

III.4.1.2 La vanne d'injection (Injection valve) :

Elle permet la communication entre l'espace annulaire et le tubing. Le gaz qui arrive de l'espace annulaire entre à travers les trous latéraux et sort à travers les 2 trous situés dans la tête de la vanne.

Cette vanne a un système d'ouverture et de fermeture en relation avec la pression, elle a un clapet anti-retour qui garantit le passage du fluide dans un seul sens, son diamètre est égal à l'".

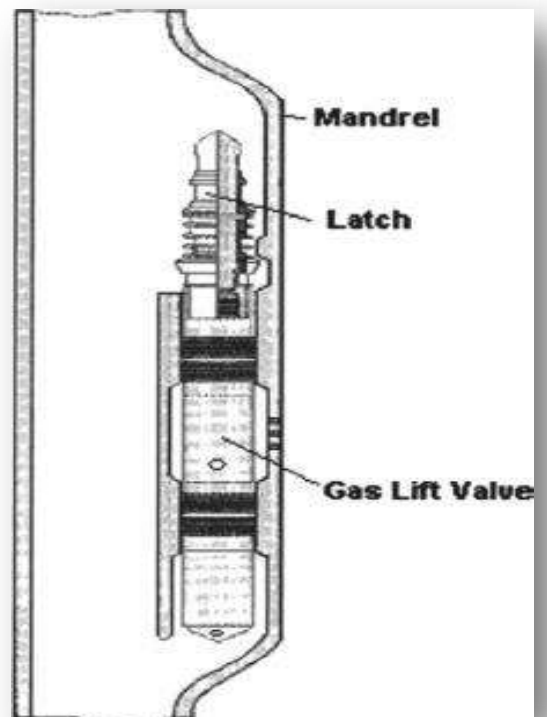


Fig III-3 : Vanne d'injection

III.4.1.3 Le packer :

C'est un moyen de suspension des tubings et d'étanchéité entre l'espace annulaire



(Fig : III-4) Packer

III.4.1.4 Le concentrique (Coiled Tubing) :

Le coiled tubing est un tube métallique utilisé pour effectuer diverses opérations de complétion de puits, de forage et d'intervention. Le tube est disponible en différentes tailles allant de 1" à 4" de diamètre dans certains cas. Le coiled tubing est constitué d'acier à faible teneur en Carbone et peuvent être de différentes qualités (limites d'élasticité), on l'utilise comme concentrique (macaroni) dans le cas d'injection d'eau (ou gaz) au fond de puits et on peut le récupérer facilement.



(Fig : III-5) Concentrique

III.4.2 Equipement de surface :**III.4.2.1 Tête de puits :**

C'est un moyen d'accrochage du tubing en surface avec l'empilage nécessaire des vannes compte tenu des impératifs de sécurité et d'écoulement. Les têtes de puits sont fabriquées pour assurer les fonctions suivantes :

- Sécurité contre l'éruption.
- Contrôle de débit (production et injection).
- Opération d'intervention sur puits (Wire line, CoiledTubing et Snnubing).
- L'injection continue ou périodique des fluides quelconques.
- Composition de la tête de puits :

❖ Équipement de fixation de tubing :**• Bride d'essai :**

C'est une bride spéciale qui est placée entre la tête de tubage qui reçoit la colonne de production (tubing) et la tête de cette dernière. Cette bride permet d'assurer une étanchéité parfaite entre les espaces annulaires respectifs, tubing-casing 7", casing 7"et casing 9"5/8.

• Tête de tubing :

Posée sur la bride supérieure de la dernière tête de tubing, elle assure les fonctions suivantes :

- Suspension de tubing par l'intermédiaire de la bride où l'olive de suspension.
- Mise en communication de l'espace annulaire (tubing-casing 7") avec l'extérieur au moyen de deux sorties latérales filetées où bridées.
- Etanchéité entre l'espace annulaire et l'extérieur avec une garniture spéciale.
- Etanchéité entre l'espace annulaire et la tête de puits avec le cône de tête.

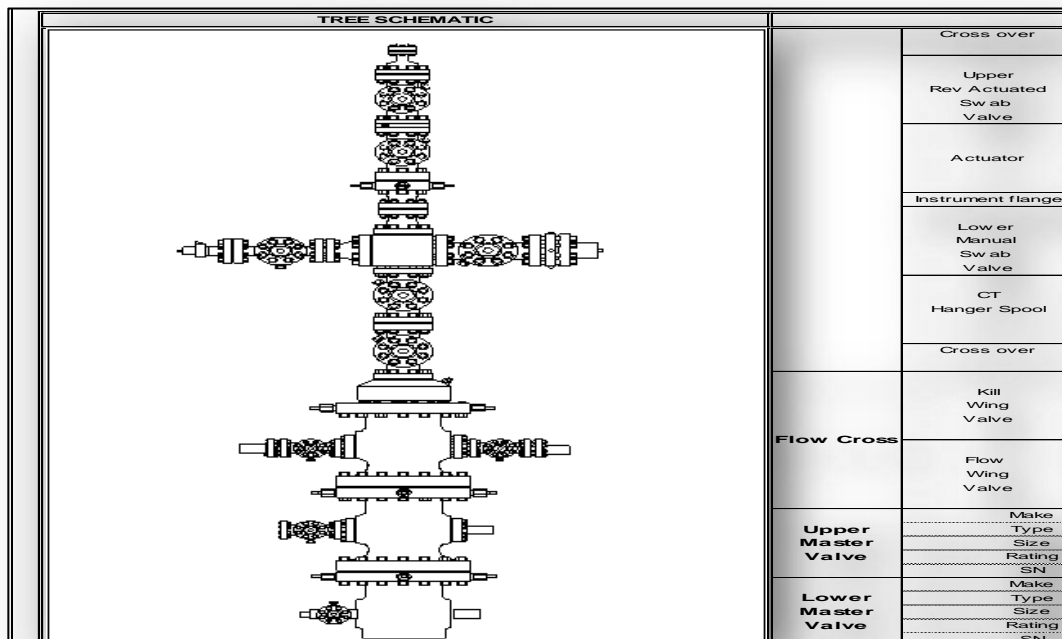


Fig III-6 : Schéma de tête du puits

❖ Équipement de suspension et d'étanchéité :

- Olive (suspension et étanchéité en même temps).
- Coil Tubing Hanger.

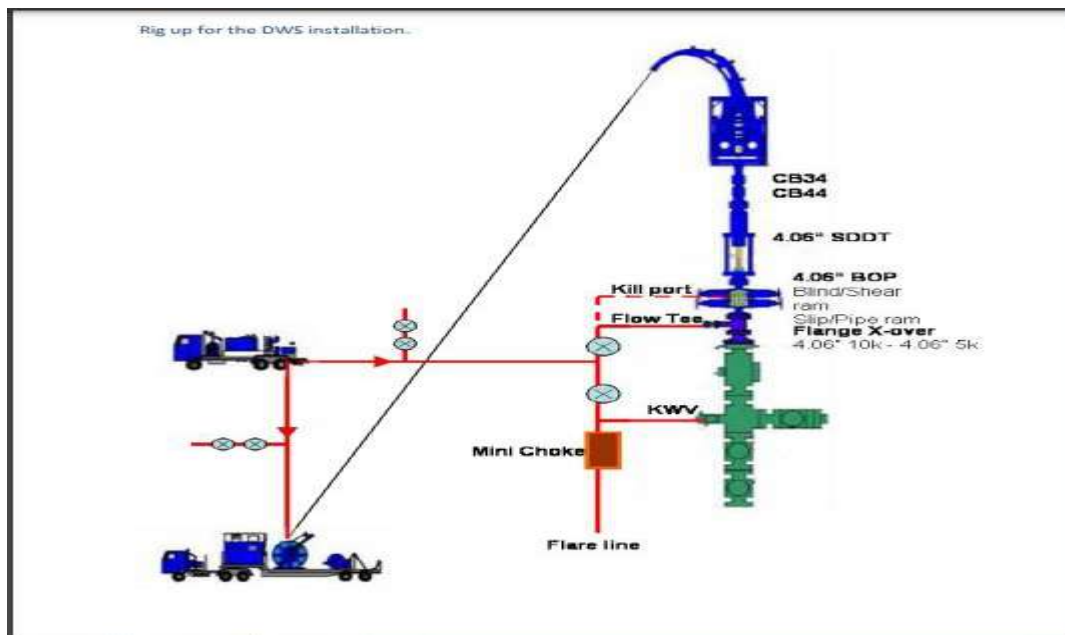


Fig III-7 : Schéma de « Coiled Tubing »

❖ Les vannes :

Dans le champ d'Ourhoud on peut avoir différents types de vannes suivantes :

- Deux vannes maîtresses une pour la commande et l'autre pour la sécurité de Surface «SSV».
- Une vanne de curage.
- Deux à quatre vannes latérales et une vanne pour la sécurité.
- Deux vannes pour l'espace annulaire.
- Une vanne automatique pour l'injection de gaz lift.
- Deux vannes automatiques pour l'injection de l'eau dilution.
- Deux Duse manuelle une pour la production d'huile et l'autre pour l'injection d'eau.

N.B: Les vannes « SSV » sont deux types : Mécanique; et Hydraulique (alimentée par l'huile).



Fig III-8 : Tête du puits (Vannes Autres Equipements)

III.4.2.2 Autre équipements :

- 1- Les Pilots (Low& High pressure)
- 2- Les transmetteurs
- 3- Deux détecteurs de feu
- 4- Deux détecteurs de gaz
- 5- Deux extincteurs
- 6- Well Contrôle Panel
- 7- Pompe d'inhibiteur de corrosion
- 8- Débitmètre d'eau de dilution
- 9- Les manomètres.
- 8- Sortie vers torche
- 9- Soupape de sécurité

III.5 Les autres problèmes de production a Ourhoud :

Après la mise en production du champ d'Ourhoud en fin de l'année 2002, plusieurs problèmes de dépôts ont surgit d'une manière brutale et rapide.

L'expérience a montré que ce genre de problèmes n'apparaît, qu'après un certain nombre d'années d'exploitation d'un champ pétrolier.

Les causes de ces dépôts sont différentes, elles peuvent avoir une origine liée aux caractéristiques intrinsèques des effluents, tel qu'il est le cas de sulfates de calcium (CaSO_4) dans l'eau d'Albien et les asphaltènes dans le brut, comme elles peuvent être dues au système d'exploitation lui-même, en l'occurrence les dépôts de sel (NaCl), le sable, les oxydes de fer, l'argile et enfin les dépôts organiques résultants des traitements chimiques (tous produits de traitement confondus).

❖ Dépôt de sulfate de calcium :

Les dépôts de sulfate de calcium ont été constatés pour la première fois sur le filtre (Strainer) du puits producteur d'eau QBH 102 le 01/06/2003. Le dépôt a été identifié comme étant du gypse ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$)

- **Lutte contre la formation du dépôt de CaSO_4 :**

- A. Traitement préventif : Désulfuration, Utilisation d'inhibiteurs.

- B. Traitement curatif : Grattage, Fraisage ou reforage, Dissolution.

❖ Corrosion bactérienne :

Ce problème se manifeste sur tous les puits producteurs d'eau, il commence à la sortie de la tête de puits surtout les producteurs d'eau et il s'arrête au niveau de l'aspiration, car les conditions de prolifération des bactéries sont réunies.

- **Lutte contre la corrosion bactérienne :**

- Injection en continue d'un inhibiteur de corrosion (bactéricide).

❖ Dépôts d'asphaltènes:

Les asphaltènes sont des composés constitués de carbone, hydrogène, oxygène, azote et métaux.

Depuis la mise en production du champ d'Ourhoud, les dépôts d'asphaltènes ont posés un problème délicat de production, bien que le mécanisme de précipitation des asphaltènes n'est pas bien précisé. Les dépôts prélevés à Ourhoud contenaient 30% d'asphaltènes.

Ils sont composés des particules colloïdales dispersées dans le brut et l'effet de toute action de nature chimique ou mécanique ou électrique entraîne la floculation et la précipitation des asphaltènes du brut, ainsi la température, la pression, la composition chimique de brut peuvent avoir un tel effet.

- **Lutte contre les asphaltènes :**

A Ourhoud, on utilise le Coiled tubing comme un moyen de nettoyage de dépôts d'asphaltènes en utilisant des produits de dissolution tels que le reformat et le diesel. On peut avoir besoin au recours de traitement mécanique par reforage (milout) dans les cas les plus sévères.

❖ Dépôts organiques :

C'est des dépôts pâteux, de couleur noire, complètement solubles dans le kérosène ont été récupéré dans des strainers (filtres), en amont des pompes d'expédition, il s'agit donc des produits organiques contenus naturellement dans le brut.

Ces produits organiques résultent aussi des différents produits chimiques injectés dans le système, ainsi que les huiles contenues dans les eaux de décantation récupérées au slug catcher et aux trains.

❖ Venues de sable :

Les dépôts récupérés dans le cyclone au slug catcher et les séparateurs première étage, ils sont constitués principalement du sable provenant du réservoir et mélangé aux produits organiques tel que les asphaltènes et l'argile.



CHAPITRE IV :
Etude de cas

IV.1. Historique de puits QB-83:

Le puits QB-83 est un puits (OP) mono-trou de 5,1/2" situé dans la zone Nord du champ d'Ourhoud. Le puits a été perforé en Février 2009 et il a été ouvert à la mise en production en Décembre 2010. Les tests MPFM (Multi Phase Flow Meter) ont été effectués par différence avec un autre puits en raison du faible taux de production de puits QB-83. Les taux de production mesurés par le MPFM étaient de l'ordre de 100 Sm³/d- 500 Sm³/d (Standard Cubic Metre by Day) d'huile avec un faible water cut. Mais aucun test de séparateur n'a été effectué et les tests MPFM par différence pourraient avoir une incertitude significative.

Un test MPLT (Memory Production Logging Tool) a été effectué en Avril 2010, il a confirmé que le puits QB-83 produisait d'huile sèche avec un débit d'environ 400 m³/jour. Le puits QB-83 a commencé à subir un colmatage par le sel presque dès sa mise en production. Pour cette raison, de nombreux nettoyages du sel CTU (Coiled Tubing) ont dû être effectués pour maintenir le puits en production. Une ligne d'eau de dilution de surface a également été installée en 2011, afin de pomper continuellement de l'eau à travers la choke de production lorsque le puits est ouvert à la production.

En Octobre 2014, un test de production de 24h a été réalisé pour confirmer le potentiel de puits. Le puits QB-83 a été mis en production en pompant en continu de l'eau en fond de puits à un débit minimum de 0,8 bbl/min avec un CTU Haliburton 1.3/4". Le MPFM est mesuré à ce moment-là un taux d'huile d'environ 250 Sm³/d.

En raison de la charge d'opération élevée du CTU, le puits QB-83 est resté fermé la plupart du temps en 2015 et au cours du premier semestre 2016, il a été rouvert à la production en Juin 2016, mais le puits connaît toujours de forts problèmes de bouchage par le sel et se bouche généralement quelques heures après son ouverture.

Deux tests de séparateur ont été effectués les 25 et 26 Novembre 2016, en pompant en continu de l'eau en fond de puits à un débit minimum de 0,4 bbl/min avec un CTU NPS 1,1/2" stationné à 2500 mRT (multi Render Targets). Ces 2 tests de séparateur ont confirmé que le puits QB-83 produisait d'huile sèche avec un débit d'environ 300 m³/j.

Suite à ces tests de séparation, des nettoyages de sel CT ont été effectués pour maintenir le puits en production ; cependant, ils ont été suspendus entre le 19 Décembre 2016 et le 11 Février 2017 en raison de l'endommagement du clapet du TR-SSSV, ce qui ne permettait pas le passage du tube en bobine. Pendant cette période, un bullheading à l'eau a été appliqué tous les 2 jours pour maintenir le puits en production. Ensuite, le clapet TR-SSSV a été enlevé le 14 Février 2017 et les nettoyages de sel et d'asphalte CT sont revenus dans le puits.

En plus de ces problèmes, il a été remarqué une diminution significative de la pression du réservoir chaque fois que le puits QB-83 a été maintenu en production pendant quelques semaines par mois dans le passé (**Fig. IV-1**).

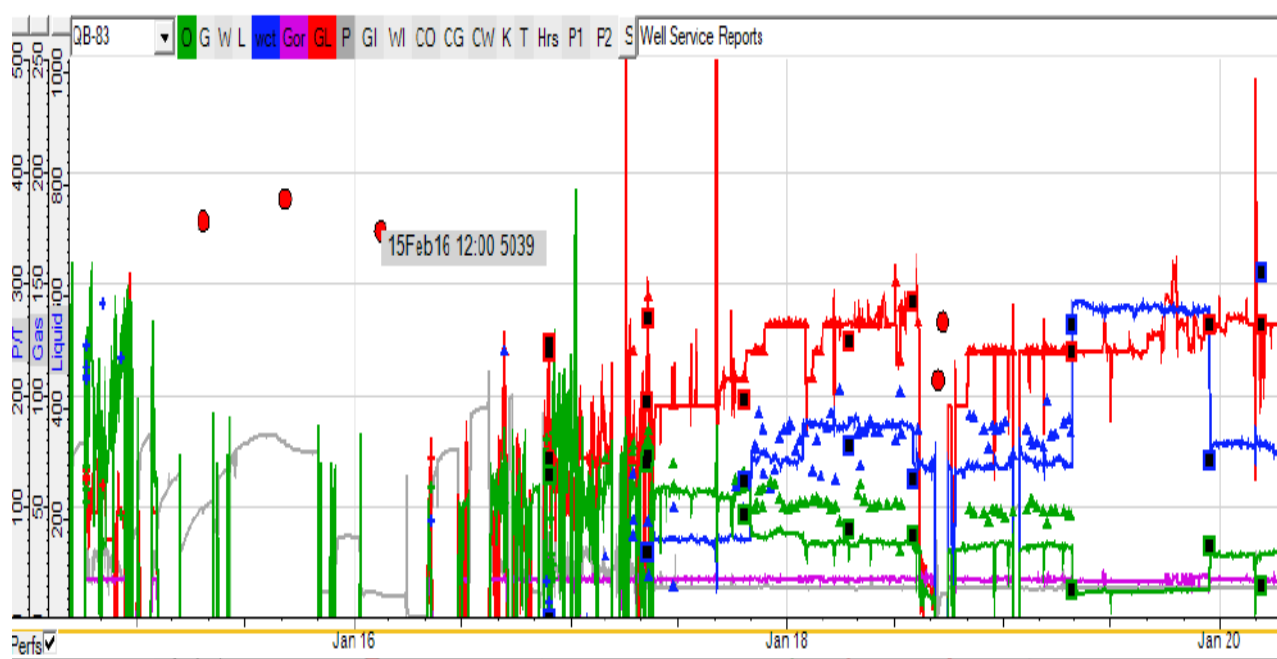


Fig. IV-1 : L'historique de production du puits QB83

IV.2. Présentation des données :

Afin de confirmer le potentiel de production de puits QB-83, il est recommandé d'effectuer un test de production de 5 jours (à prolonger si nécessaire). Le puits QB-83 sera mis en production pendant au moins 5 jours et un CTU NPS 1.1/2" sera mobilisé pour pomper en continu (24h/24h) de l'eau en fond de puits afin d'obtenir une production stable ; des manomètres-tandem seront suspendus sous la bobine afin d'enregistrer la pression de fond de puits en continu pendant le test.

Les données enregistrées seront utilisées pour affiner le modèle PROSPER du puits permettant d'optimiser les taux du gaz-lift / dilution de l'eau. Le test du séparateur sera effectué le deuxième et le dernier jour du test de production. Avec le NPS CTU en pompant l'eau en continu dans le puits, suivi d'un PBU de deux jours, ces tests de séparateur permettront de mesurer précisément le taux de production de puits QB-83.

La raison de ces deux tests de puits est de surveiller une éventuelle diminution de la productivité du puits en raison du faible soutien de pression existant au niveau de puits QB-83. En plus de l'essai du puits séparateur, le puits QB-83 sera testé avec SAT-5 MPFM.

L'objectif de ce test est de confirmer le potentiel de production de puits QB-83 en vue de l'installation d'une chaîne de dilution concentrique semi-permanente en tube enroulé, qui permettrait de laisser le puits QB-83 continuellement en production. De plus, il s'agit de mesurer la pression de fond du puits en écoulement afin de calibrer le modèle de puits et d'estimer le rabattement appliqué.

Les données techniques de ce puits sont aussi très nécessaires (concernant la complétion, les dimensions des tubings, la cote des perforations,...etc).

➤ **Paramètres nécessaires :**

❖ *Paramètres du fluide :*

- Model du fluide
- Propriétés du fluide
- Water cut
- GOR
- Densité du gaz
- Densité de l'eau
- Dead Oil Density API

❖ *Paramètres du réservoir:*

- Pression de fond dynamique (test)
- Débit (test)
- Température du réservoir
- Le modèle de l'IPR

❖ Paramètres de complétion:

- Température ambiante
- Température du réservoir
- Longueur du tubing
- Diamètre intérieur du tubing
- Diamètre extérieur du tubing
- Cote de la vanne d'injection
- Cote des perforations

❖ Paramètres de surface:

- Pression de tête (test)
- Température ambiante (température de la tête de puits)

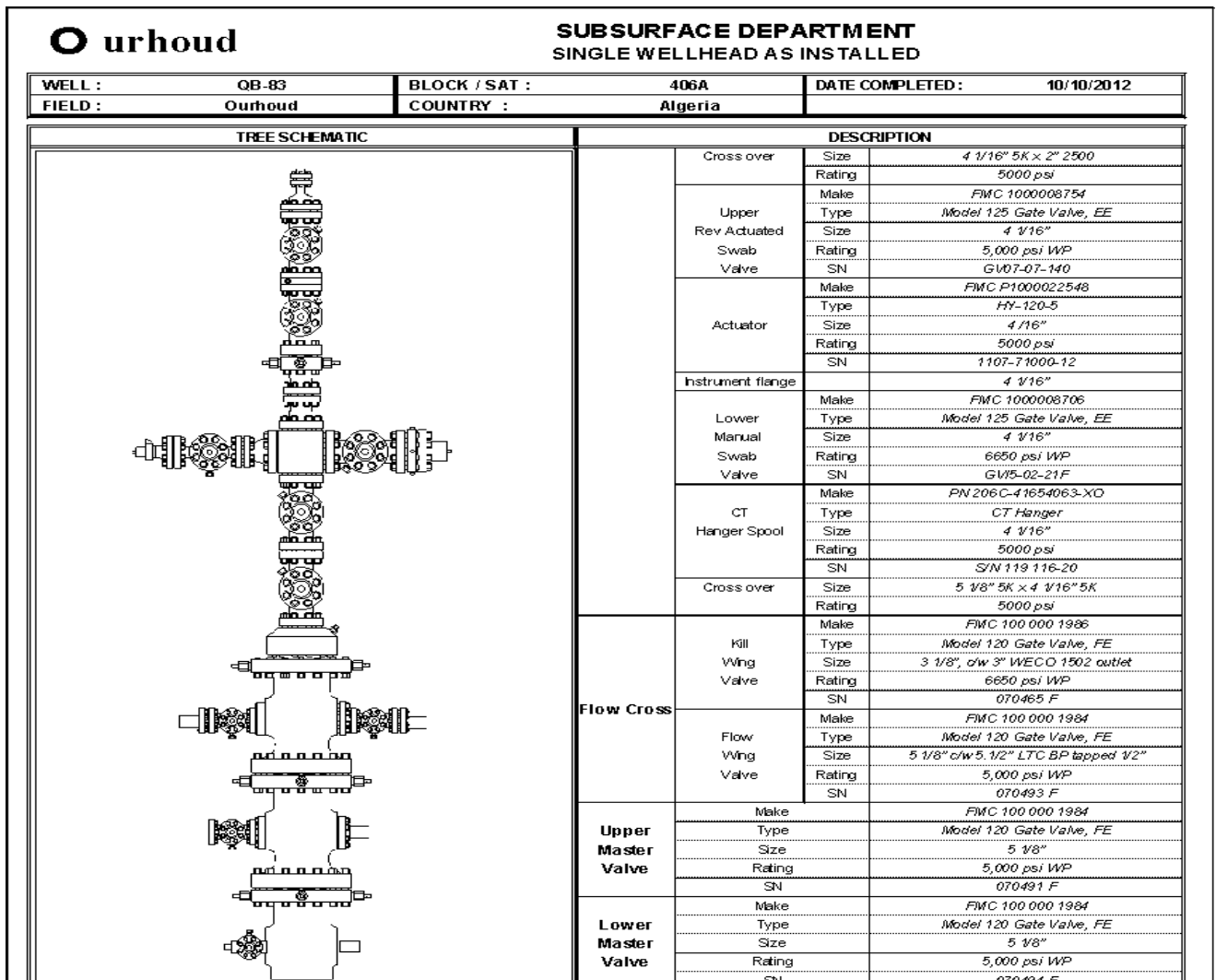


Fig. IV-2 : Configuration de tête du puits QB 83

IV.3. Evolution de la pression de gisement et du water-cut :

IV.3.1 Influence de déclin de la pression du gisement :

L'optimisation des puits en gas-lift se fait en fonction de la pression du réservoir. Le déclin de cette dernière influe sur la production, puisqu' elle est la seule source d'énergie pour le fluide contenu dans le réservoir, si cette source disparaît ou devient très faible on doit recourir à d'autre méthode de récupération puisque le gas lift dans ces cas devient inutile. En plus, la pression de gisement influe directement sur plusieurs paramètres sensibles dans le système de production tels que : la pression en tête (Duse), diamètre de tubing, qui sont optimisés à la base de celle-ci. Le graphe ci-dessous montre l'évolution de la pression de gisement Ourhoud (**Fig : IV-3**) :

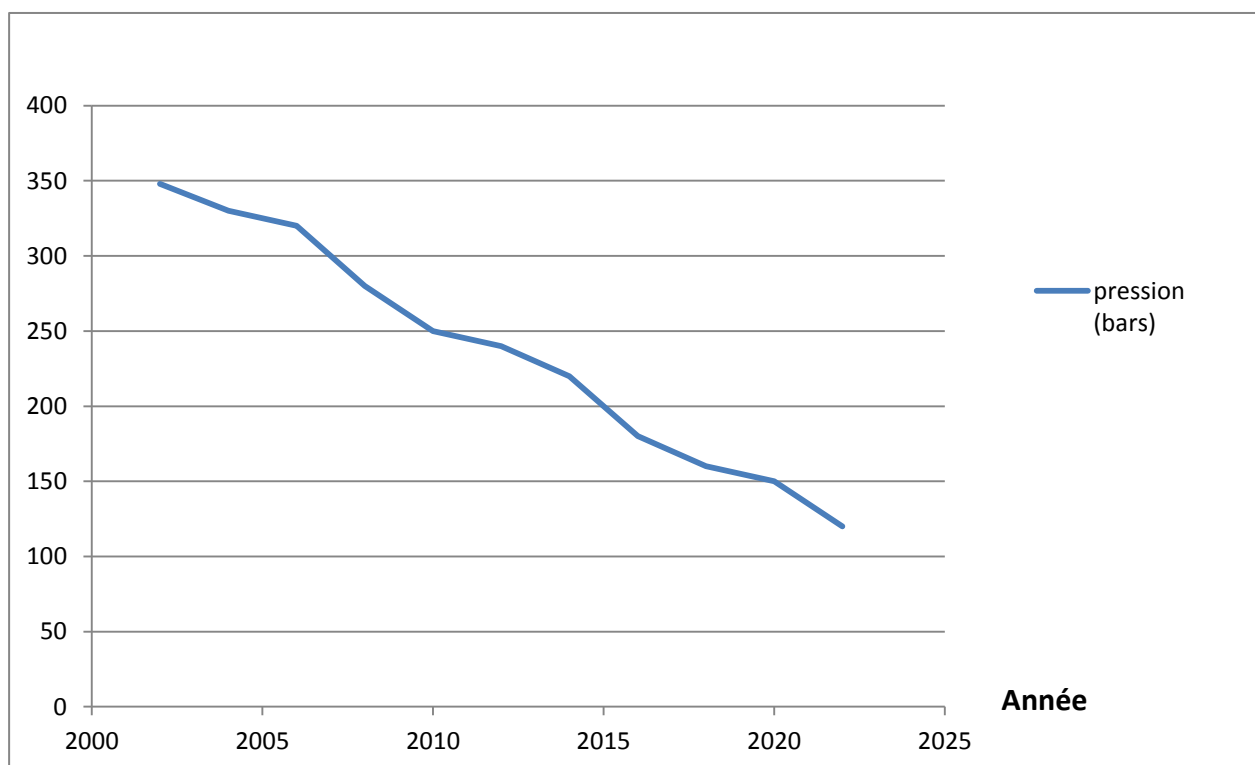


Fig. IV-3 : Le courbe d'évolution de la pression de gisement OURHOUD

IV.3.2 Evolution de water-cut :

Le niveau initial de contact huile-eau (WOC) dans le champ d'OURHOUD était prévu à 1770 m, au fur et à mesure de la production, ce niveau WOC remonte dans le réservoir ce qui augmente les venus d'eau dans les puits. La figure (IV-4) montre le contact GOC – WOC.

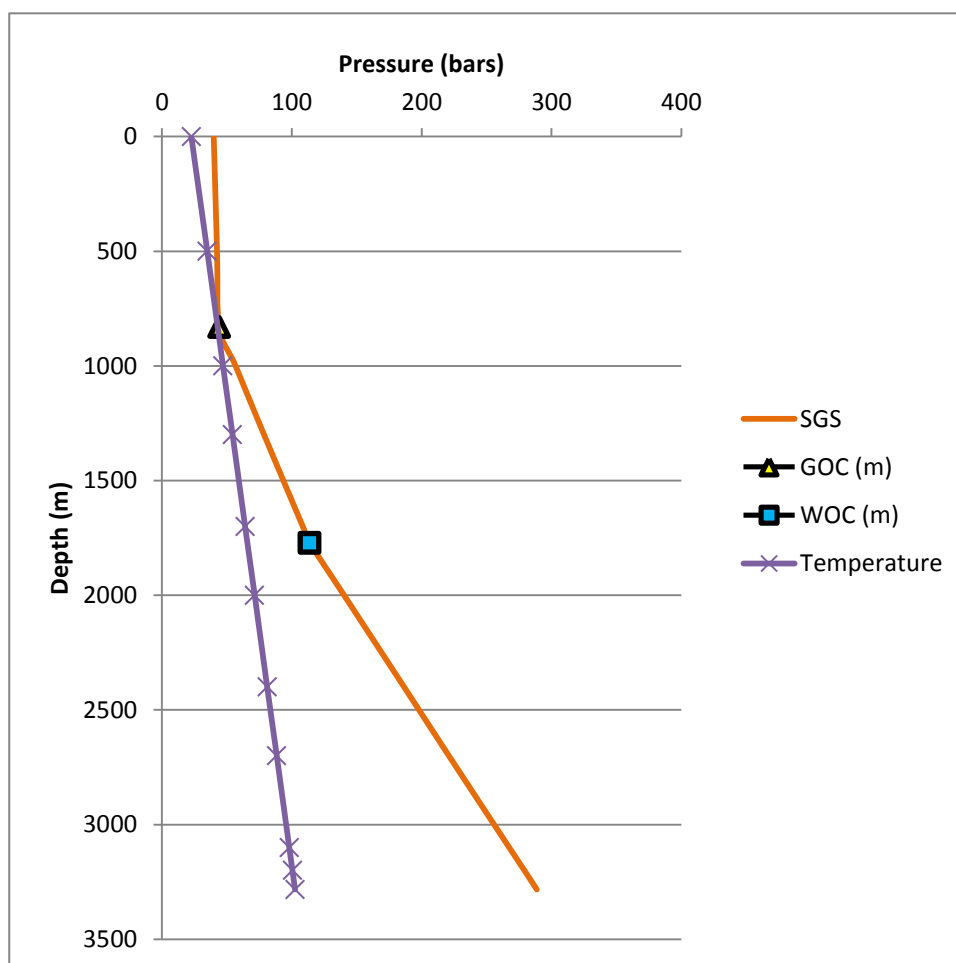


Fig. IV-4 : Le résultat de SGS interprétation GOC – WOC

(*) : SGS est une compagnie mondiale de l'inspection, du contrôle, de l'analyse et de la certification, elle propose de comprendre parfaitement tous les éléments d'un puits pour qu'il soit utilisé de manière rentable et efficace. Les services de test de puits comprennent des services de test de puits de surface, de mesure multi-phase et de technologie des câbles métalliques & câbles lisses.

IV.4. Etude de cas et application de PROSPER :

IV.4.1 Calcul du débit d'eau injectée :

❖ Les données de puits QB 83 d'après EXPRO Separator test :

Well	Start Date/Time	Test Duration (hrs)	Test Method	Average Oil Rate (Sm ³ /d)	Average Gas Rate (MSm ³ /d)	Average Water Inj. Rate (Sm ³ /d)	Average Water Pro. Rate (Sm ³ /d)
QB-83	25-11-2016 12:30	3.5	Separator	252.00	127.60	5.00	23.48
Average FTHP (barg)	Average FTHT (deg C)	Gas Lift Rate MSm ³ /d	Total GOR (m ³ / m ³)	GL GOR (m ³ / m ³)	Res GOR (m ³ / m ³)	WCT (%)	Good or Bad?
60.52	37.50	120.00	903.00	275000	27.00	11.00	Good

Tab IV-1 Les données de puits QB 83 d'après EXPRO Separator test

- ❖ D'après les résultats des tests qu'on a fait sur le puits QB83 du champ Ourhoud, on remarque qu'il possède un problème très fréquent, c'est la précipitation du sel sous l'influence de certains paramètres (de pression mais surtout de la température). Le sel le plus fréquent c'est le NaCl, pour l'éviter il faut injecter de l'eau douce pour diminuer de sa concentration (solubilité).
- ❖ D'après la courbe de solubilité de NaCl en fonction de la température, on aperçoit que le cas le plus efficace est le point où la température est de 0 C°.

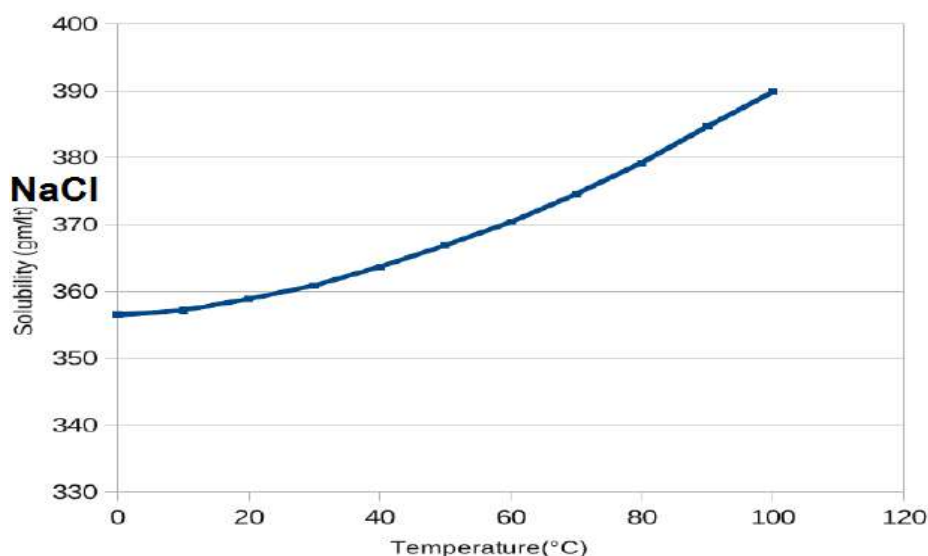


Fig. IV-5 : La courbe de solubilité de NaCl

On prend le cas où la température de fond du puits serait égale à 0°C, donc on est sûrs d'éviter les dépôts de sel dans tout le puits.

- ❖ Pour calculer la solubilité de l'eau qui résulte de l'injection d'eau, on se réfère à la relation suivante :

$$S_{seuil}(q_{e.inj} + q_{e.for}) = q_{e.inj} \times S_{e.inj} + q_{e.for} \times S_{e.for} \dots [*1]$$

$q_{e.inj}$: Débit d'eau injecté.

$q_{e.for}$: Débit d'eau de formation

S_{seuil} : Salinité seuil

$S_{e.inj}$: Salinité d'eau d'injection (l'eau douce) = 3.6 g/l

$S_{e.for}$: Salinité de l'eau de formation

D'après la relation [*1] et pour optimiser le débit d'injection d'eau, on utilise la relation

$$\text{suivante : } S_{seuil} = \frac{q_{e.inj} \times S_{e.inj} + q_{e.for} \times S_{e.for}}{(q_{e.inj} + q_{e.for})} \dots [*2]$$

$$S_{seuil} = \frac{5 \times 3.6 + 23.48 \times 275}{(5 + 23.48)} = 227.4 \text{ g/l} \dots [*3]$$

Alors, on veut atteindre une salinité seuil de **227400 PPM**

Le débit de formation est :

$$q_{e.formation} = q_{eau.production} - q_{eau.injection} \dots [*4]$$

$$q_{e.formation} = 23.48 - 5 = 18.48 \text{ m}^3/\text{j} \dots [*5]$$

Le débit d'eau injectée est :

$$q_{e.inj} = q_{e.for} \frac{S_{e.for} - S_{seuil}}{S_{seuil} - S_{e.inj}} \dots [*6]$$

$$q_{e.inj} = 18.48 \frac{275 - 227.4}{227.4 - 3.6} = 3.9 m^3/j \dots [*7]$$

- Le débit d'eau qui l'on doit l'injecté est environ : 3.9 m³/j

❖ Pour déterminer le water cut qui résulte de l'injection d'eau, en supposant que l'injection se fait au niveau du réservoir. C'est comme si l'eau injectée était de l'eau produite, le débit d'eau injectée sera donc comptabilisé avec le débit d'eau produite dans les calculs de water-cut.

Le water-cut par définition est le rapport entre le débit d'eau et la somme des débits d'eau et d'huile :

$$W_{cut} = \frac{q_{eau}}{q_{huile} + q_{eau}} \dots [*8]$$

q_{eau} : C'est le débit d'eau produit de la formation et l'eau injectée ($q_{e.inj} + q_{e.for}$)

q_{huile} : Débit d'huile produit.

$$W_{cut} = \frac{22.41}{252 + 22.41} = 8 \% \dots [*9]$$

- Les résultats d'optimisation l'eau injecté et water cut :

	AVANT	APRES
Water-Cut %	11	8
Débit Ø e.inj m ³ /j	5	3.9

Tab IV.2 Les résultats d'optimisation l'eau injecté et water cut

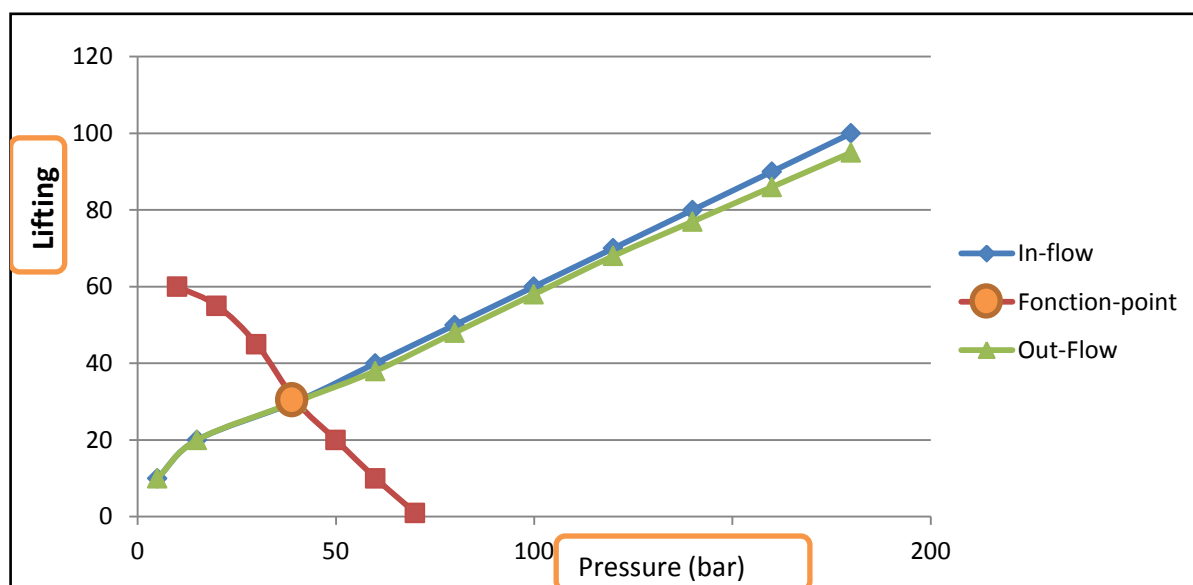


Fig. IV-6 : Diagramme de point de fonctionnement (in flow & out flow) pour le puitsQB 83 avec un water cut 8% et 11%

Remarque : Généralement plus le débit d'injection d'eau augmente plus le water cut augmente, donc la colonne hydrostatique s'alourdit et le puits risque d'être noyé. Donc on est obligé de passer à une autre méthode pour récupérer le débit d'huile et cette méthode, c'est le gaz lift qui va augmenter la production d'huile.

IV.4.1 Optimisation de l'eau-injecté et le gaz-lift avec PROSPER:

L'objectif de l'injection du gaz est de diminuer la densité des fluides (**Fig : V-7**), ce qui va diminuer les pertes de charges gravitationnels dans le tubing. Cette injection va augmenter les pertes de charges dues aux frottements. Le but est d'optimiser le débit de gaz injecté pour avoir un tel débit d'huile optimum avec la quantité de gaz disponible, un minimum de perte de charge gravitationnelle et des pertes de charges dues au frottement des fluides sur les parois du tubing. Puisque un excès de gaz peut causer une perte de production d'huile, car si on injecte un très grand débit de gaz, on va avoir un débit important dans le tubing et le gaz va freiner le fluide provenant de la formation à cause des pertes de charges, ce qui se concrétisera par une diminution souvent importante du débit d'huile produite. Il faut donc :

- Trouver le débit de gaz qu'il ne faut pas dépasser
- Trouver le débit de gaz qui va nous donner la production optimale avec un minimum de pertes de charges et selon la quantité de gaz disponible.

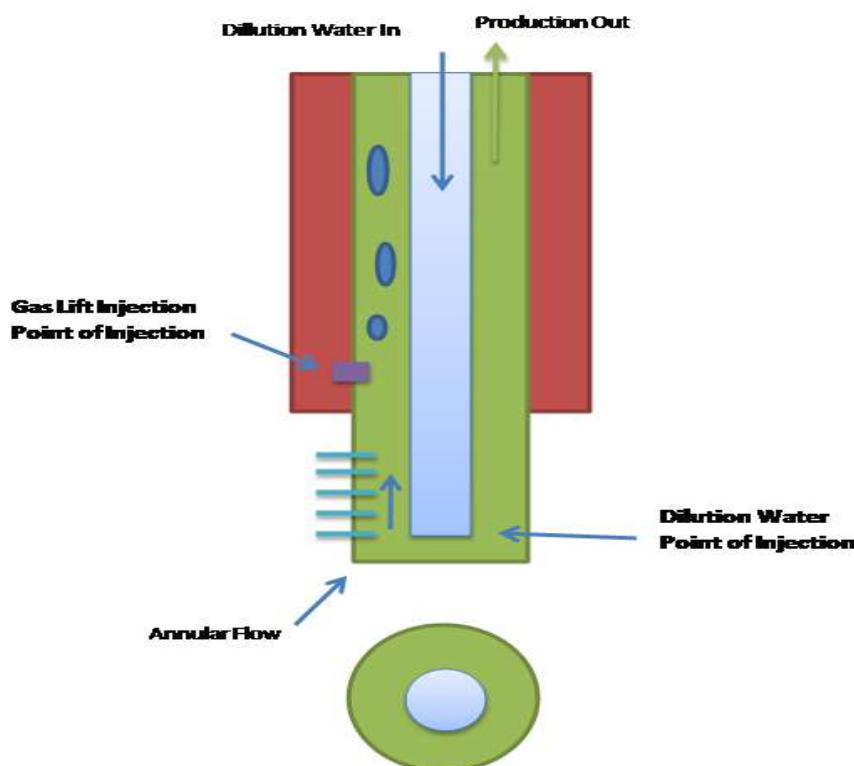


Fig. IV-7 : Principe de double injection Eau & Gaz

Le logiciel PROSPER a la capacité de modéliser l'injection de diluant pour les fluides d'huile et d'eau avec une injection continue de gaz lift dans l'annulaire. L'objectif de travail est de modéliser:

- ✓ Un diluant injecté à travers un string concentrique pour retarder la précipitation de sel. Les changements de salinité du fluide du puits peuvent alors être étudiés en fonction des propriétés du diluant (salinité).
- ✓ Le brut sera produit dans l'espace annulaire entre le concentrique et le tubing.
- ✓ Injection du gaz dans l'espace annulaire entre le tubing et le casing pour lifté le puits.

Les étapes à suivre pour atteindre cet objectif de modélisation sont décrites ci-dessous:

1. System Summary :

L'injection de diluant avec l'injection continue de gaz lift peut être activée à partir de l'option **Summary** en sélectionnant « **Diluent Injection** » comme méthode artificielle, puis en sélectionnant « **Tubing Injection with GasLift** » :

Fig. IV-8 : Etape 1 : Choix de méthode artificielle d'injection

2. La saisie des données (PVT Section) :

La salinité de l'eau de production doit être mise à jour, si elle est différente de la salinité du fluide de formation (si le puits produit du sel, cela peut changer). Les propriétés du fluide du diluant injecté doivent être définies (**Fig : IV-9**) .

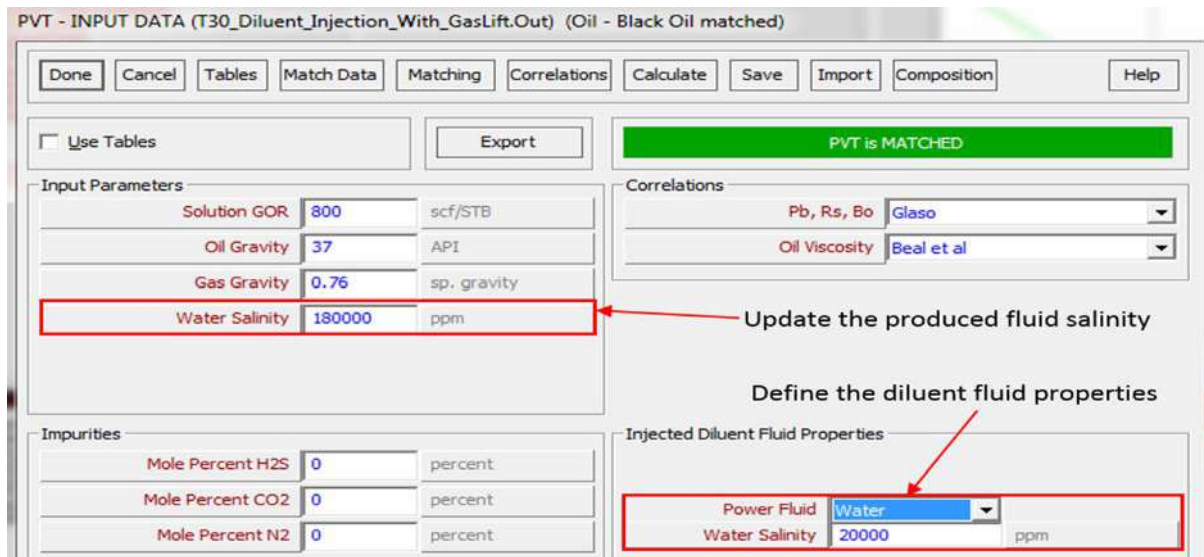


Fig. IV-9 : Etape 2 : La saisie des données PVT

The Well PVT Data

QB 83	
GOR (m ³ /m ³)	600
Gaz gravity	0.75
H2S (%)	0
CO2 (%)	0.001
N2 (%)	0.01
Water Salinity (ppm)	275000
W.injection Salinity (ppm)	3600
Débits Liquide (Sm ³ /d)	275
Débits Gaz-lift (MSm ³ /d)	120
Pt (bar)	60.5
T (°C)	38

Tab IV.3 The Well PVT Data

3. Downhole equipment section :

Dans la section « **Down-hole Equipment** » le « **tubing outside diameter** » peut être réglé pour correspondre au diamètre extérieur du concentrique (1,25") qui est utilisé pour transporter l'eau en fond de trou.

Le « **Casing Linner diameter** » doit être égal au diamètre intérieur de la colonne de production (5,5"), ce qui peut également être défini dans la section « **Down-hole Equipment** » (Fig : IV-10).

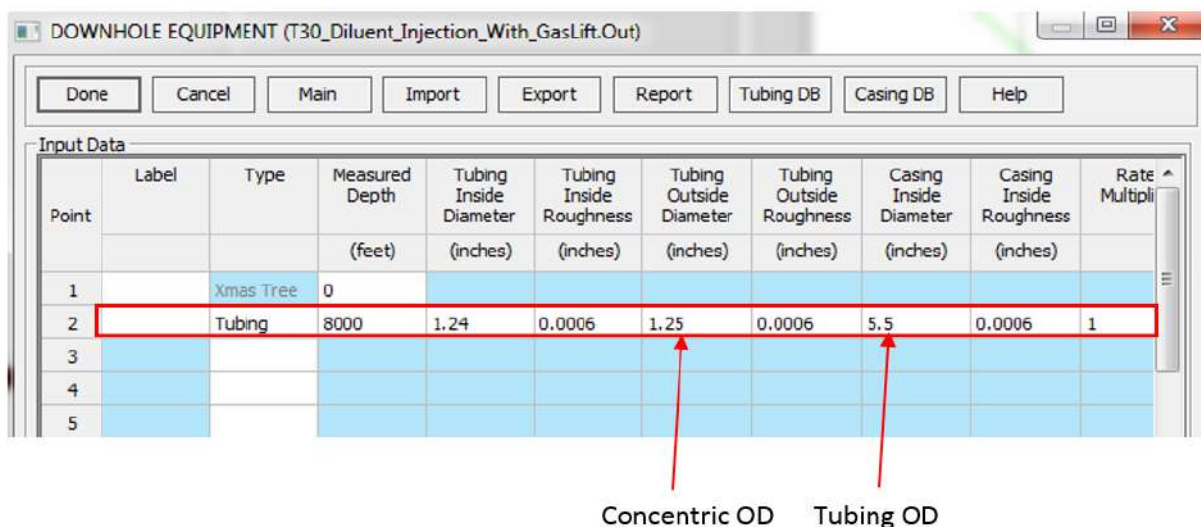


Fig. IV-10 : Etape 3 : Choix de diamètre extérieur du concentrique et de tubing

The Well Data

QB 83	
Tubing OD ('')	5.5
Concentric OD ('')	1.25
Concentric ID ('')	1.24
Depth (ft)	10811

Tab IV.4 The Well Data

4. Define the injection data :

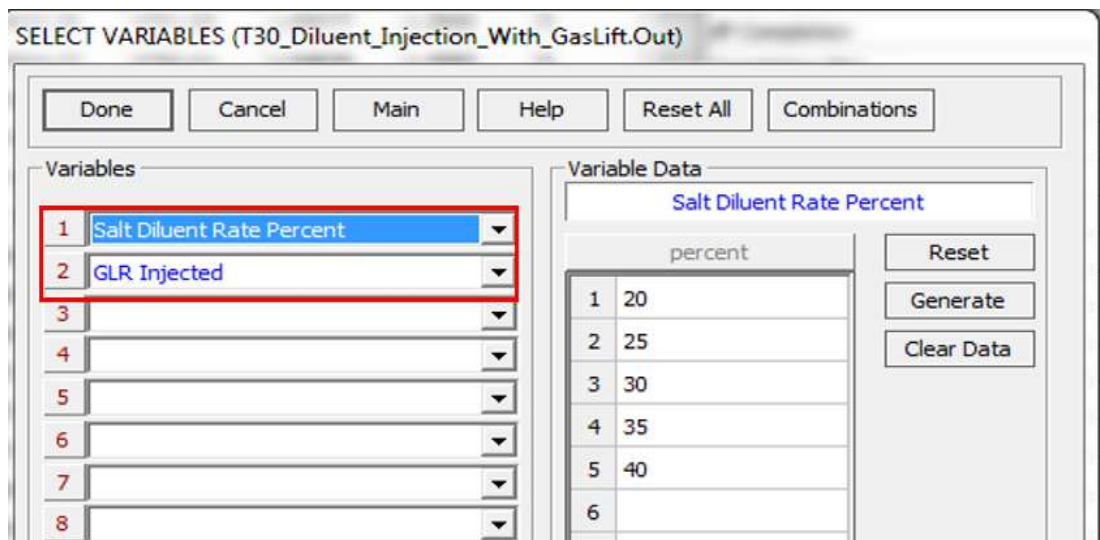
À partir du menu principal de PROSPER, en sélectionnant «System »| « Diluent Injection » pour accéder à l'écran de saisie des données d'injection (Fig : IV-11) .

Parameter	Value	Unit
Diluent Injection Depth	8000	feet
Diluent Injection Rate	5000	STB/day
Injected Gas Gravity	0.7	sp. gravity
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0	percent
Mole Percent N2	0	percent
GLR Injected	50	scf/STB
Gaslift Valve Depth	7500	feet

Fig. IV-11 : Etape 4 : La saisie des données d'injection

En spécifiant la profondeur d'injection du diluant et le taux d'injection. Pour l'injection de gaz-lift, les propriétés du gaz, le GLR et la profondeur d'injection du gaz-lift sont requis.

Ensuite, un calcul de système peut être effectué pour estimer le débit auquel le puits peut s'écouler dans des conditions données. L'objectif est de trouver le GLR optimal à injecter pour différents pourcentages de taux de diluant, alors un calcul de sensibilité du système en spécifiant le GLR et le pourcentage de taux de diluant comme variables dans le calcul du système.



(Fig : IV-12) Etape 5 : La sélection des variables pour trouver un GLR optimal

Annular flow with Gas lift

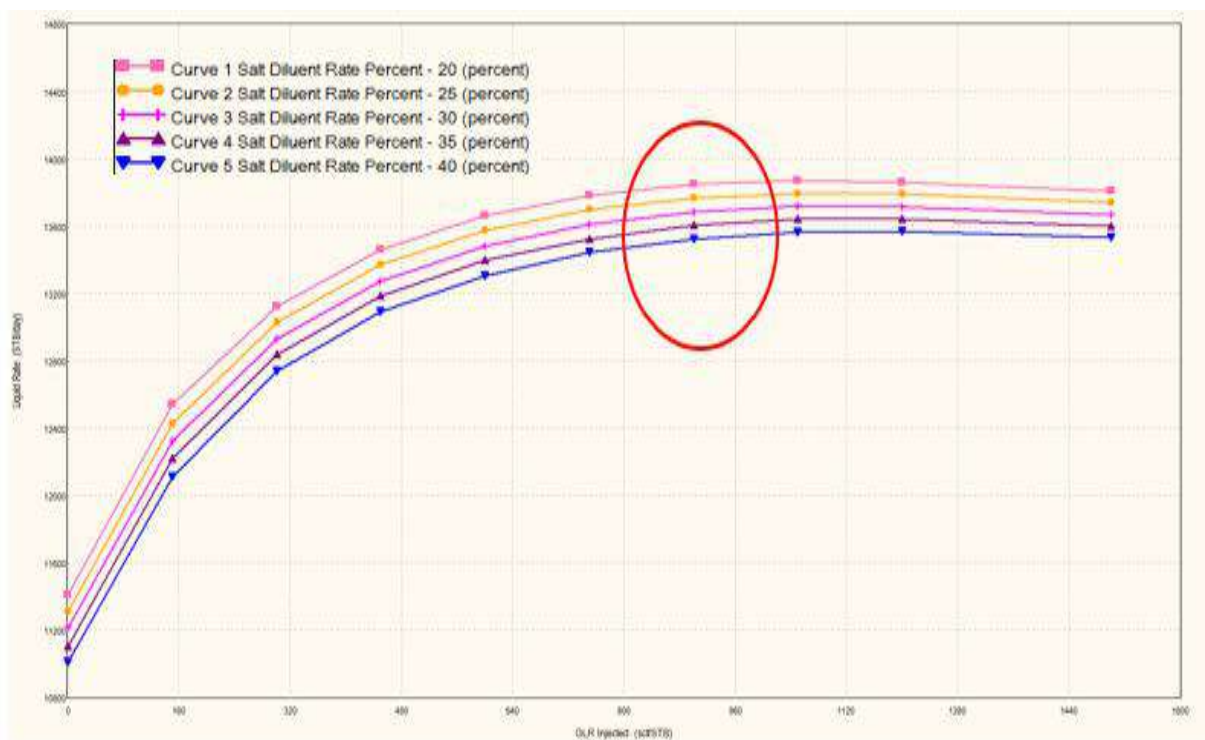


Fig. IV-13 : Les résultats d'optimisation de gaz lift pour le puits QB83

D'après les courbes d'optimisation de gaz-lift précédents on conclut les résultats suivants :

Débits Gaz-lift (MSm ³ /d)	Débits Huile (Sm ³ /d)
12	208
24	239
48	253
72	283
97	304
120	308
135	317

Tab IV.5 Les résultats d'optimisation de gaz-lift

N.B : Mais un tel débit d'injection qui donne un débit d'huile maximal pour le puits QB83, Peut causer une réduction de la vie du puits.

IV.5. L'efficacité de la double injection optimisée :

Comparaison entre avant et après l'optimisation de la double injection :

	Avant l'optimisation			Après l'optimisation		
	Eau	Gaz	Huile	Eau	Gaz	Huile
QB-83	5	97	252	3.9	135	317

Tab IV.6 La comparaison entre avant et après l'optimisation

Les résultats de Separator test EXPRO avant et après l'optimisation

Well	Start Date/Time	Test Duration (hrs)	Average Oil Rate (Sm ³ /d)	Average Gas Rate (MSm ³ /d)	Average Water Rate (Sm ³ /d)	Average Liquid Rate (Sm ³ /d)	Gaz Lift Rate (Sm ³ /d)	WCT (%)
QB-83	25-11-2016 12:30	4	252.00	127.60	28.00	280.00	97.00	
QB-83	10-05-2017 8:00	5	304.00	114.36	41.00	345.00	120.00	12.00
QB-83	05-12-2017 9:00	6	317.00	155.30	41.00	358.00	135.00	12.00

Tab IV.7 Les résultats de Separator test EXPRO avant et après l'optimisation

Remarque : d'après les deux tableaux ci-dessus, (les résultats EXPRO Separator test) On obtient que cette optimisation a donné de bon résultat, le débit d'huile a augmenté entre 20 à 25%.

IV.6. Conclusion :

D'après les résultats obtenus, on conclut que cette optimisation est faite par succès, elle a augmenté le gain de production sans gaspiller un grand débit d'injection d'eau. L'optimisation assure la dissolution des dépôts de sel (les bouchons) et permet l'exploitation intelligente des capacités de puits.

La principale contrainte qui pèse sur le puits QB83 est la production d'eau de TAGI à forte salinité, le colmatage des sels de choke et de fond de puits. C'est la principale raison de l'installation d'une chaîne d'eau de dilution avec injection d'eau continue.



**CONCLUSION
ET
RECOMMANDATIONS**

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Conclusion :

Cette étude sur le champ d'Ourhoud est basée sur deux puits salés et non éruptif, ce travail nous permet de conclure que :

Le puits sera chargé en eau et noyé si le débit d'eau injecté dépasse une certaine limite, donc la production d'huile va chuter.

La production d'huile va diminuer après un certain temps à cause de la chute de pression de fond. Alors, pour augmenter la récupération de brut, il faut faire une optimisation de gaz lift, car c'est le moyen d'activation le plus efficace.

Pour réaliser cette optimisation, nous choisissons une corrélation appropriée avec l'écoulement de réservoir vers le fond de puits et l'écoulement vertical du fond vers la surface. L'écoulement de fluide du réservoir est diphasique.

En se basant sur les données de puits, du réservoir et l'utilisation de logiciel PROSPER, on a obtenu des meilleurs résultats de calcul des pertes de charge dans le tubing.

Une chute dans la production est causée par l'augmentation du débit de gaz au-delà du débit « optimal ». Pour avoir une bonne activation (bonne production), il faut donc aussi bien optimiser le gaz-lift.

Afin de trouver un juste équilibre entre ces deux procédés : injection d'eau et gaz-lift, on a réalisé une double optimisation.

D'après les résultats obtenus dans ces études, on peut dire que c'est un succès, puisqu'on a obtenu des gains intéressants dans la production. Ce n'est bien sûr qu'une simulation, ce qui peut différer de la réalité où des problèmes qui ne sont pas prises en compte dans cette étude et qui peuvent intervenir.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Recommandations:

D'après l'étude qu'on a faite et l'expérience acquise au cours de notre travail à la SONATRACH- AST- OURHOUD on recommande :

- Optimisation du gaz-lift, afin de remédier aux problèmes de noyage probable et pour augmenter la production.
- Fournir des pompes d'injection à bons taux d'efficacité pour injecter aux débits voulus.
- Réaliser des études économiques pour vérifier la rentabilité de la double injection optimisée.
- Surveillance régulière et maintenance rapide et efficace des pompes.
- Augmenter la fréquence des tests sur les puits pour avoir davantage de données concernant, surtout, le débit d'eau produite.



Bibliographie

Bibliographie

- [1] AOURAGH Y, ZERAFOUI D., 2008. Analyse de performance des puits de la zone 7 du champ hassi messaoud pour choix de candidature «fracturation hydraulique - short radius» et opemesation des paramètres de gaz lift., Mémoire master., Universite Boumerdes., P133.
- [2] J.L. HONEGGER, 1984, Rapport du B.R.G.M sur : *Activation de puits géothermiques Par Gaslift continu.*, institut mixte de recherches géothermiques., N° 84SGN 195 IRG., p 23
- [3] Kermit E, Dale beggs H., 1977. The Technology Of Artificial Lift Methods (Volume 1)., Édition PennWell Publishing Company.
- [4] AMIRAT S, DAAS A., 2020. Évaluation et étude comparative entre le gaz-lift, la pompe électrique immergée (ESP) et la pompe a tige (SRP) dans la région TFT., Mémoire master. Université Kasdi Merbah Ouargla., p 177.
- [5] MERADJI F, BOUAFIA B., 2008. OPTIMISATI DU GAS LIFT., MEMOIRE MASTER. UNIVERSITE BOUMERDES., P 88.
- [6] ALILAT F, ABED H, MATALLAH C.,2018 . Optimisation De La Double Injection (Eau & Gaz) Par L'espace Annulaire Pour Un Puits Salé Non Eruptif «HRM» ., Mémoire Master .Université Kasdi Merbah Ouargla ., P 105.
- [7] Ourhoud data J:/drive
- [8] ANHUI TAILI STEEL INDUSTRY CO., LTD. <https://www.sstubecn.com>
- [9] Brownfield Oil Tools Ltd. <https://completion-packers.com>
- [10] <https://oilandgasoverview.com/what-is-coiled-tubing/>
- [11] James F. LeaJr, Lynn Rowlan., 2019, Gas Well Deliquification (Third Edition)., Édition Gulf Professional Publishing, p492
- [*1.2.4.6.8] Ourhoud -file équations- data E:/drive



ANNEXE

ANNEXE A

Présentation du logiciel « PROSPER »

1. Définition

PROSPER est un élément fondamental du modèle de production intégré (IPM) tel que défini par Petroleum Experts. En liaison avec GAP, le programme d'optimisation du réseau de production pour la modélisation du réseau de collecte et MBAL. L'outil de modélisation et d'ingénierie des réservoirs pour une modélisation totalement intégrée du système total et des prévisions de production. Cet outil est le standard de l'industrie en modélisation de puits auprès des majeurs exploitants mondiaux.

PROSPER est développé pour permettre la construction de modèles de puits fiables et cohérents, avec la capacité de traiter chaque aspect de la modélisation des puits de forage : VIZ, PVT (caractérisation des fluides), VLP (pour le calcul de la perte de pression des conduites d'écoulement et des tubages) et IPR (entrée du réservoir).

PROSPER offre des fonctions de correspondance uniques, qui ajustent le PVT, les corrélations d'écoulement multiphasique et l'IPR, pour qu'ils correspondent aux données mesurées sur le terrain, ce qui permet de construire un modèle de puits cohérent avant de l'utiliser pour la simulation (sensitivities or artificial lift design).

PROSPER permet la performance et la création de pipelines de surface détaillés : Régimes d'écoulement, stabilité du pipeline, taille et fréquence des bouchons ...

2. Applications :

- Design et optimisation des complétions de puits, y compris les puits multilatéraux, multicouches et horizontaux.
- Design et optimisation de la taille des tubes et des pipelines
- Design, diagnostic et optimisation des pompes à gaz, des pompes hydrauliques et des puits ESP.
- Générer des courbes d'élévation à utiliser dans les simulateurs.
- Calculer les pertes de pression dans les puits, les lignes d'écoulement et à travers les chokes.
- Prévoir les températures d'écoulement dans les puits et les pipelines.

ANNEXE

- Surveillez les performances des puits pour identifier rapidement ceux qui nécessitent une action corrective.
- Calculer le Skin totale et déterminer le breakdown (dommage, déviation ou pénétration partielle)
- Modèle unique d'huile noire pour les fluides de condensats rétrogrades, tenant compte des pertes de liquide dans le puits de forage.
- Allocation de la production entre les puits
- Les situations suivantes peuvent être modélisées :
 - Type de fluide (Oil and Water, Dry and Wet Gas, Retrograde Condensate...)
 - Configuration du débit du puits (Tubing or Annular flow, Producer or Injector...)
 - Méthode – Artificial Lift (Gas lifted well, Injection of diluents, ESP, HSP...)
 - Type de prediction (pression & temperature on-shore/off-shore...)
 - Modèle de température (Enthalpy balance with/without steam)
 - La completion (cased hole / open hole)
 - Le contrôle de sable (gravel pack ...)
 - Réservoir (single well , gaz coning ...)

3. Vue générale sur l'logiciel :

- Fenêtre principale

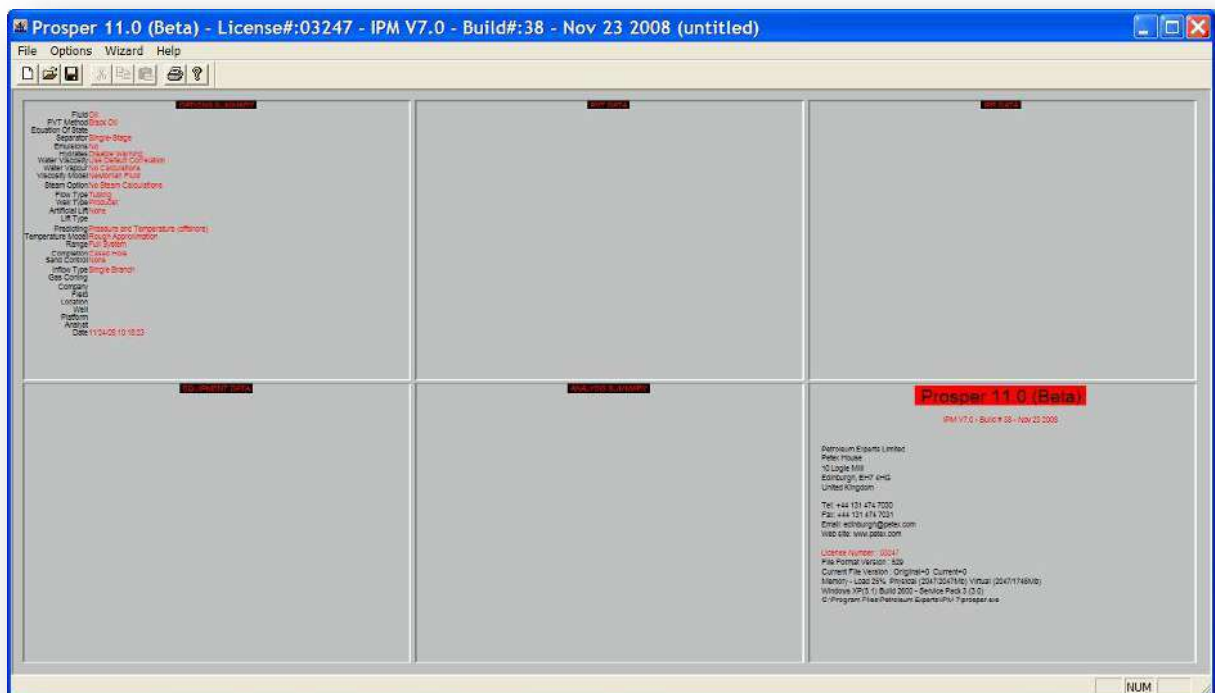


Fig A.1 : La fenêtre principale de logiciel « PROSPER »

ANNEXE

- Les icônes de barre d'outils

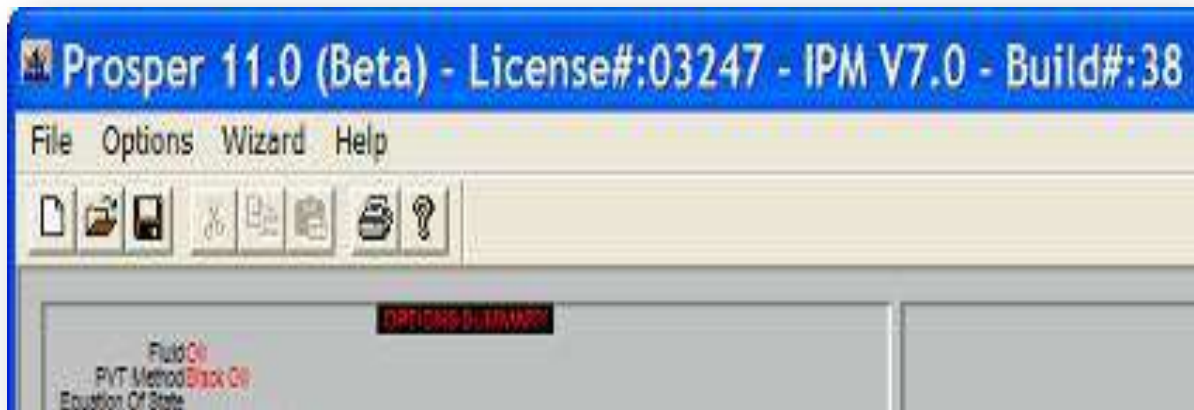


Fig A.2 : Les icônes de barre d'outilsde logiciel « PROSPER »

ANNEXE B

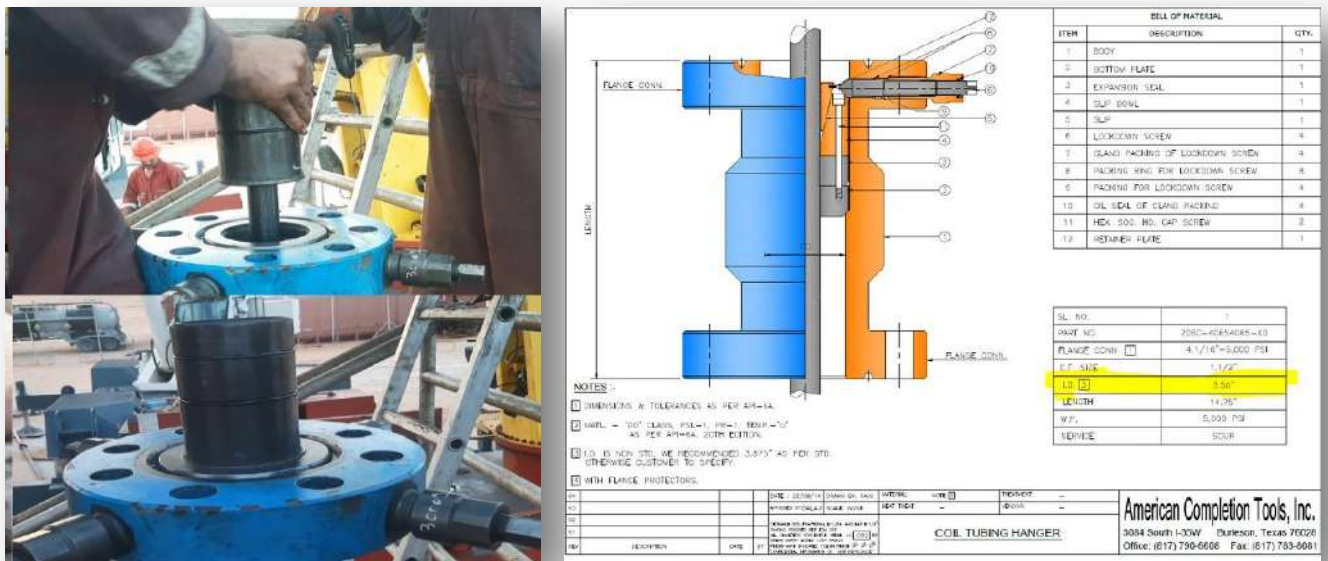


Fig B.1 : Photo, Schema et description de « Coil Tubing Hanger » de puits QB83



Débitmètre de l'eau de dilution QB 83

Fig B.2 : Photo de débitmètre d'eau de dilution du puits QB83

ANNEXE C

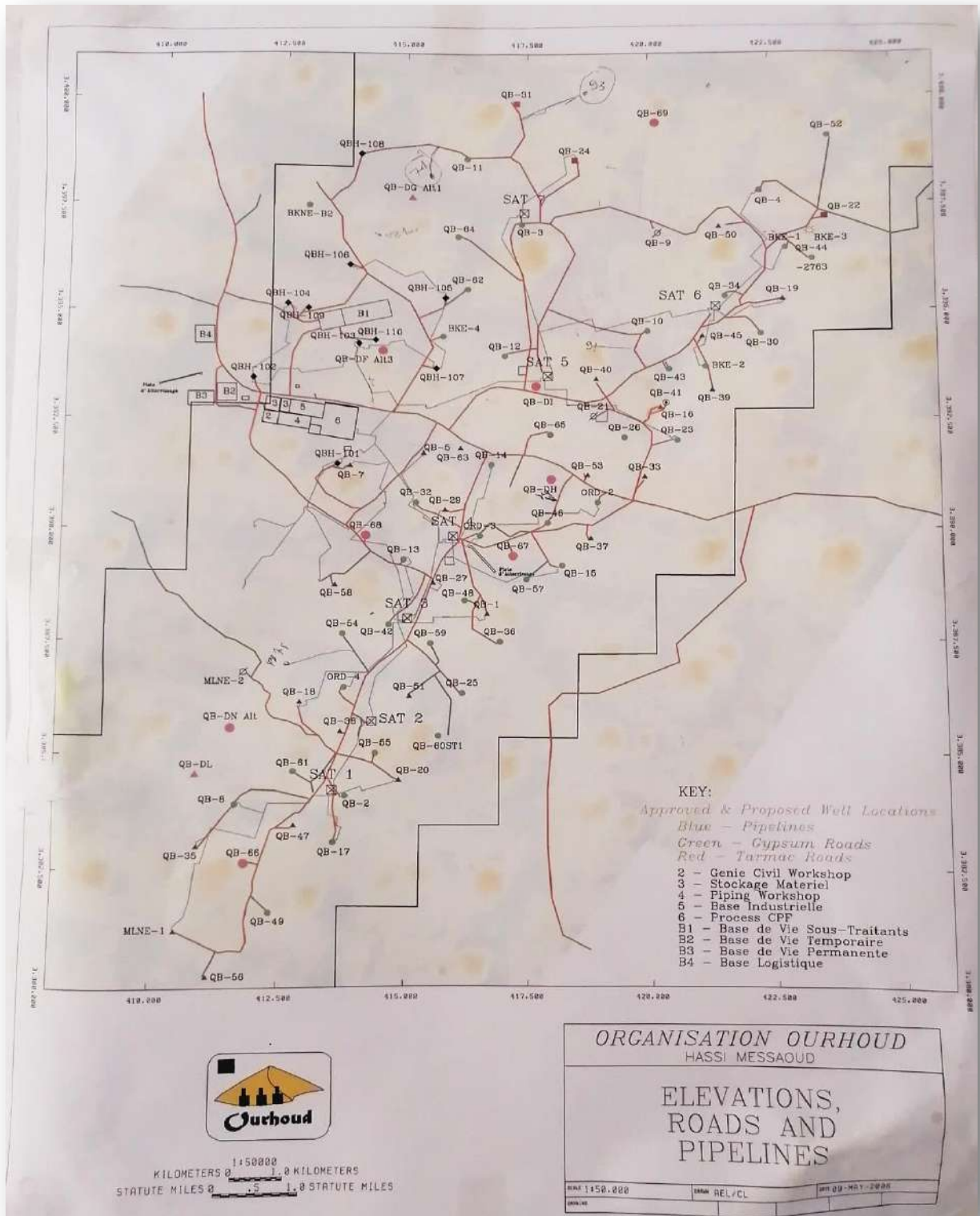


Fig C.1 : La carte du champ OURHOUD

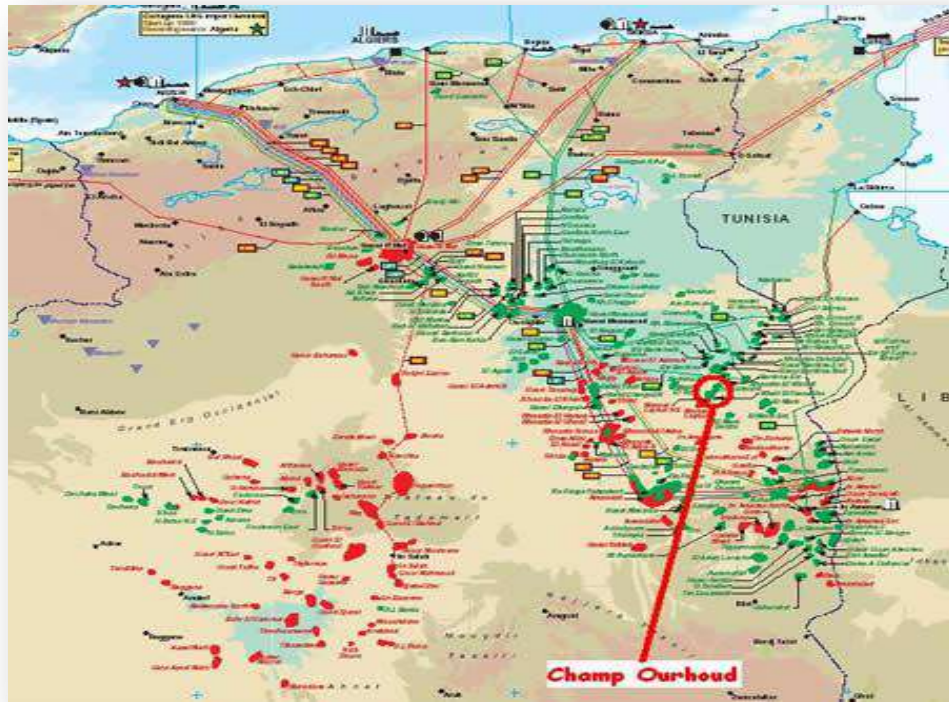


Fig C.2 : Le cadre géologique du champ OURHOUD

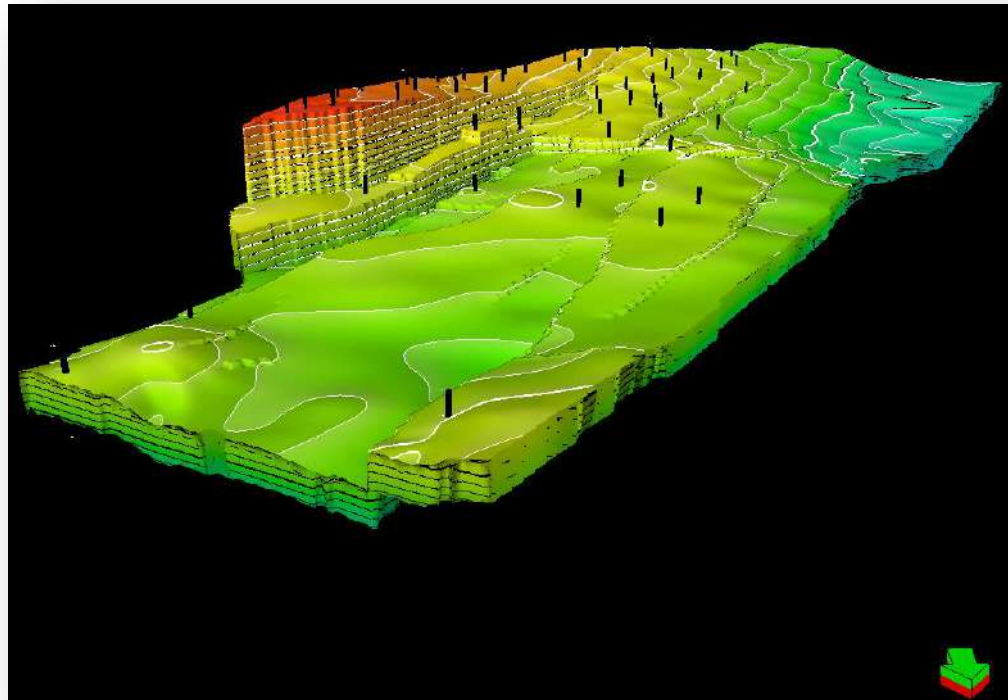


Fig C.3 : Vue 3D du gisement OURHOUD

ANNEXE D

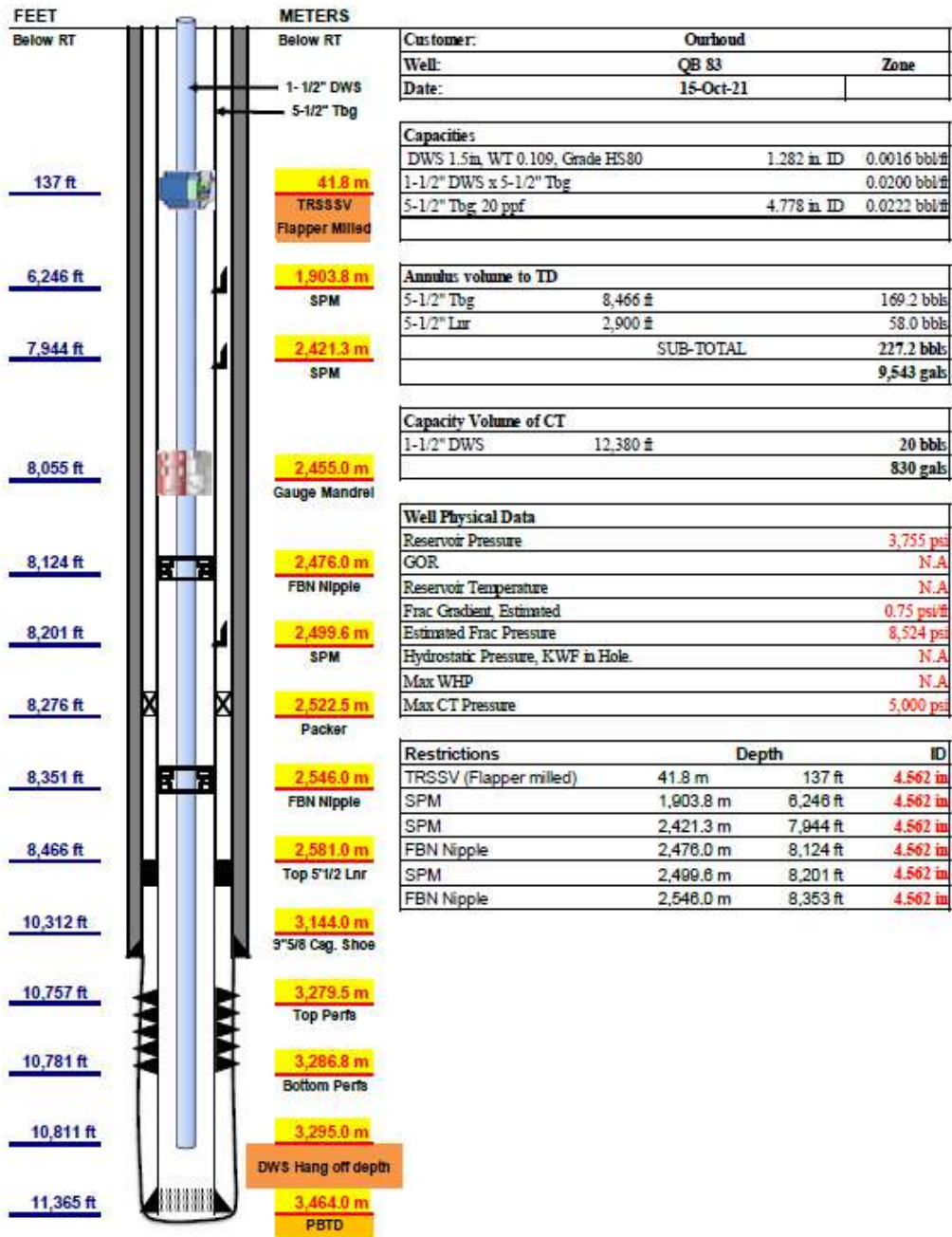


Fig D.1 : Configuration de completion « with concentric » de puits QB83



QB83 OP Completion diagram

09-Oct-12

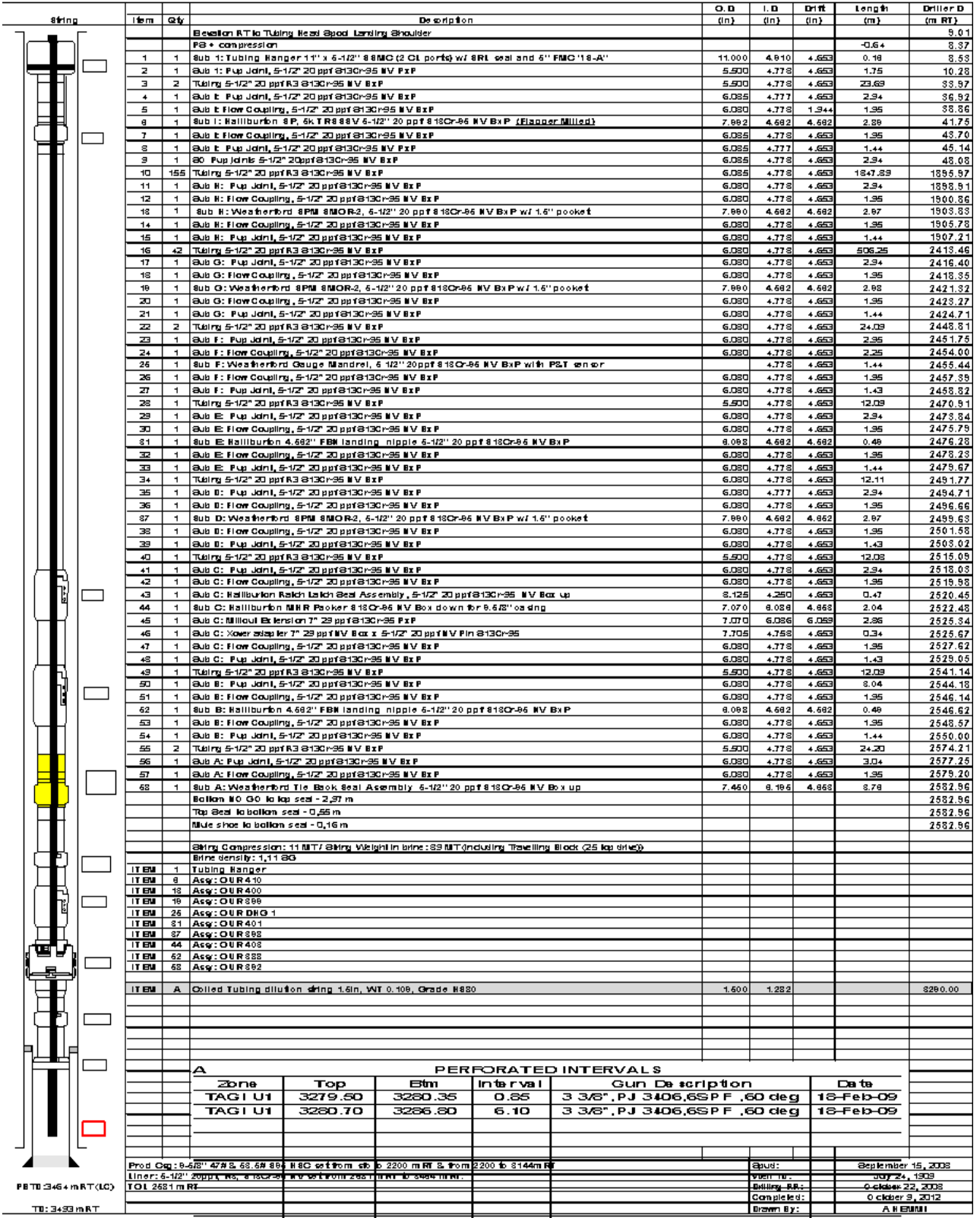


Fig D.2 : Profile de complétion du puits QB 83

ANNEXE E



Fig E.1 : L'installation de surface de puits QB83