

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA
FACULTE DES SCIENCES APPLIQUEES
DEPARTEMENT DE GENIE DES PROCEDES



Mémoire

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et technologies

Spécialité : Génie chimique

Thème

**ETUDE DES CARACTERISTIQUES DE PETROLE
BRUT DU CHAMP DJEBEL ONK POUR LE CHOIX
D'UN SOLVANT DE STIMULATION DES PUITES**

Présenté par :

SALMI Med Saddek

Encadreur:

TABCHOUCHE Ahmed

CDGP

U. Ouargla

DIDICACES

REMERCIEMENT

Je tiens à exprimer mes profonds et sincères remerciements à mon encadreur Dr TABCHOUCHE Ahmed pour l'aide précieuse qu'il m'a apportée ainsi que son expertise, Son œil critique m'a été indispensable pour structurer mon travail ainsi que la qualité de mon Rapport et ses qualités humaines m'ont marqué à jamais.

Mes profonds remerciements à mes managers pour leur autorisation d'élaborer cette étude à la charge de la société.

Un grand merci aux managers et techniciens de laboratoires de la direction technologie et développement (CRD) Sonatrach - Boumerdes qui m'ont aidé dans mes travaux de thèse en

Particulier les chefs de départements Mme Banamara et Mme Boufedan ainsi que Mme Beltoum.

Les ingénieurs et les techniciens de Sonatrach DP Djebel Onk spécialement Mr Zerfaoui Djamel Fares Hocine, Djeddi Abdelghani, Dr Haouichi Nacereddine, Bechichi Ysser et Badri Laïd pour leurs aides concernant la préparation de documentations et les rapports de suivi des équipements de production depuis les années 60.

Dr Djeddi Nouredine pour leur conseil sur la méthodologie de travail.

Je sais également gré aux Mr Saoud Mohamed, Saoud Abd Errahman, Dr Braï Djamel et Saoud Hacén pour leurs encouragements et support.

Je remercie tous mes amis et ma famille qui m'ont rendu la vie à côté de la thèse agréable (je ne citerai pas de nom afin de n'oublier personne).

Enfin, j'exprime ma gratitude aux membres du jury qui ont accepté d'évaluer cette thèse.

ملخص

البتروال الخام في حقل جبل العنق يحتوي على مواد ثقيلة وذات سيولة مرتفعة مما كون ترسبات على كل مستويات الإنتاج قاع البئر مروراً بالغلأف الرئيسي للبئر إلى المضخة وأنبوب الإنتاج حتى شجرة رأس البئر، مما سبب انخفاض مستوى الإنتاج وذلك بنقصان قطر مرور البتروال الخام إضافة إلى زيادة المقاومة الميكانيكية في معدات الرفع والدفع لمضخة البندول وبالتالي اضعافها وعلوقها في البئر وانكسار معداتنا.

كل هذه الأسباب كلفت الشركة أموال باهضة مما دفعنا إلى إجراء هذه الدراسة المعمقة، أولاً لمعرفة خصائص البتروال الخام لحقل جبل العنق، ثانياً تحديد نوعية ومميزات المواد الثقيلة سواء كانت هذه المواد شمعية أو أزلتية أو كلاهما معاً وأخيراً اختيار مادة كيميائية متوفرة في السوق الجزائرية تساعدنا على التخلص دورياً من تراكم هذه المواد الثقيلة على معدات الإنتاج داخل آبار البتروال.

Resume

The crude oil of Djebel Onk field contains high viscosity heavy products that's stacked inside the well on the wall of the casing, tubing, pump and rods as well as the well head.

These heavy products decrease the production of the wells by reducing the production section in all production process, increasing the mechanical resistance of the sucker rod pump equipment, blocking pump and broking the pumping rods.

I get the idea to reduce the maintenance high cost to do this new study, firstly, to define the characteristics of Djebel Onk field crude oil, secondly, to determine the kind of heavy products, if paraffinic, asphaltic or both together, finally, to choice available chemical product for wells stimulation to remediate periodically the production level.

Résumé

Le pétrole brut des puits du champ de Djebel Onk contient des composants lourds de viscosité élevée se suspends comme des dépôts sur les parois de casing, tubing, pompe, tiges de pompage ainsi que sur la section de production des puits.

Ces dépôts réduit la production par réduction de la section d'écoulement du pétrole et augmentent la résistance mécanique des équipements de la pompe à balancé, ainsi que blocage de la pompe et cisaillement des tiges de pompage.

Suite au cout de maintenance très élevé, j'ai entamé cette étude approfondie pour, premièrement, définir les caractéristiques du pétrole brut du champ de Djebel Onk, deuxièmes, identification la nature des produits lourds soit paraffines, asphaltènes ou les deux, finalement choix d'un produit chimique disponible à utiliser comme un solvant de stimulation des puits pour remédier périodiquement le seuil de la production.

TABLE DES MATIERES

1.	INTRODUCTION GENERALE.....	7
----	----------------------------	---

CHAPIRE 2

2.	GENERALITES SUR L'HISTORIQUE ET LA FORMATION DU PETROLE BRUT.....	9
2.1.	INTRODUCTION.....	9
2.2.	CLASSIFICATION DES PETROLES BRUTS.....	9
2.3.	ETUDE GEOLOGIQUE DES HYDROCARBURES.....	9
2.3.1.	ORIGINE DES PETROLES.....	9
2.3.2.	BASSINS SEDIMENTAIRES DES PETROLES ET DES GAZ.....	10
2.3.3.	RESERVES DES PETROLES ET DES GAZ EN ALGERIE.....	11
2.4.	L'EXPLOITATION PETROLIERE.....	11
2.4.1.	LA DECOUVERTE DU CHAMP.....	11
2.4.2.	L'EVALUATION DU CHAMP.....	11
2.4.3.	LA PRODUCTION DU CHAMP.....	11
2.5.	LE TRANSPORT ET LE STOCKAGE DE PETROLE.....	12
2.5.1.	LE TRANSPORT PAR VOIE MARITIME.....	12
2.5.2.	LE TRANSPORT PAR VOIE TERRESTRE.....	12
2.5.3.	LE STOCKAGE DU PETROLE.....	13
2.6.	COMPOSITION DES PETROLES BRUTS.....	13
2.6.1.	DÉFINITION DE PÉTROLE.....	13
2.6.2.	COMPOSITION DES PETROLES BRUTS ET DES PRODUITS PETROLIERS.....	13
2.7.	RÉCAPITULATION.....	16

CHAPIRE 3

3.	DECOUVERTE ET CARACTERISTIQUES DU CHAMP PETROLIER DJEBEL ONK.....	18
3.1.	SITUATION GÉOGRAPHIQUE.....	18
3.2.	LOCALISATION.....	18
3.3.	DATE DE DÉCOUVERTE.....	19
3.4.	NOMBRE DE PUIITS FORÉS.....	19
3.5.	PÉRIMÈTRE DU PERMIS D'EXPLOITATION PROPOSE.....	19
3.6.	GÉOLOGIE.....	20
3.6.1.	ASPECT STRUCTURAL.....	20
3.6.2.	ASPECT STRATIGRAPHIQUE.....	21

3.6.3.	RÉSERVOIR.....	21
3.6.4.	CARACTÉRISTIQUES GÉOLOGIQUES DU RÉSERVOIR	22
3.6.5.	OBJECTIFS ET RÉSULTATS PÉTROLIERS.....	22
3.6.6.	DISTRIBUTION DES FLUIDES.....	22
3.6.7.	CARACTÉRISTIQUES DES FLUIDES.....	22
3.7.	INTÉRÊT PÉTROLIER	23
3.7.1.	RÉSERVES VOLUMÉTRIQUES INITIALES EN PLACE.....	23
3.7.2.	RÉSERVES ESTIMÉES.....	23

CHAPIRE 4

4.	HISTORIQUE DE PRODUCTION CHAMP PETROLIER DJEBEL ONK.....	26
4.1.	PROPRIÉTÉ.....	26
4.2.	MOYENS ET CUMUL DE PRODUCTION.....	26
4.2.1.	CARACTÉRISTIQUES DU RÉSERVOIR	26
4.2.2.	APERÇU SUR L'ETAT DES PUIITS	26
4.2.3.	APERÇU SUR LA PRODUCTION ACTUELLE DU CHAMP.....	26
4.2.4.	INSTALLATIONS ET EQUIPEMENTS CENTRE DE STOCKAGE.....	27
4.2.5.	CUMUL DE PRODUCTION DE L'ORIGINE.....	27

CHAPIRE 5

5.	FICHE TECHNIQUE D'UN PUIITS DE CHAMP DJEBEL ONK.....	29
5.1.	EQUIPEMENTS DE SURFACE.....	29
5.2.	EQUIPEMENTS DE FOND.....	31
5.2.1.	POMPE DE FOND.....	31
5.2.2.	CARACTERISTIQUES DU PUIITS DK9 (EXEMPLE).....	32

CHAPIRE 6

6.	ANALYSES PHYSICO-CHIMIQUE ET CARACTERISTIQUES DU PETROLE DE DJEBEL ONK.....	38
6.1.	DONNEES ET CARACTERISTIQUES INITIALES DU PETROLE BRUT.....	38
6.2.	DONNEES ET CARACTERISTIQUES DU PETROLE BRUT.....	40
6.2.1.	CARACTERISTIQUES PHYSICO-CHIMIQUES DU PETROLE BRUT PUIITS DK9.....	40
6.2.2.	TENEUR EN ELEMENTS METALLIQUES DU PETROLE BRUT PUIITS DK9.....	41
6.2.3.	DONNEES DE LA DISTILLATION TBP DU PETROLE BRUT PUIITS DK9.....	42
6.2.4.	RESULTATS DU BILAN DE VALORISATION DES COUPES LARGES PUIITS DK9.....	44
6.2.5.	DISTILLATION SOUS PRESSION REDUITE DU RESIDU ATMOSPHERIQUE ‘ R400+°C’ ISSU DE LA DISTILLATION TBP DU PETROLE BRUT PUIITS DK9.....	44

6.2.6.	RENDEMENT DE LA DISTILLATION SOUS PRESSION REDUITE DU RESIDU ATMOSPHERIQUE ‘R400 + °C’	45
6.2.7.	CARACTERISTIQUES PHYSICO-CHIMIQUES DU FUEL ‘ 408-580°C’ ISSU DE LA DISTILLATION ASTM D1160 DU PETROLE BRUT PUIIS DK9	45
6.2.8.	TENEUR EN ELEMENTS METALLIQUES DU FUEL ISSU DE LA DISTILLATION	46
6.2.9.	CARACTERISTIQUES PHYSICO-CHIMIQUES DES RESIDUS	47
6.2.10.	TENEUR EN ELEMENTS METALLIQUES DU FUEL ISSU DE LA DISTILLATION D1160	47
6.2.11.	LISTE DE MODES OPERATOIRES UTILISES	48

CHAPIRTE 7

7.	PROBLEMES TECHNIQUES RENCONTRES	51
7.1.	AU NIVEAU DU FOND DU PUIIS ET SECTION DE PRODUCTION	51
7.2.	AU NIVEAU DE LA POMPE DE FOND ET EQUIPEMENTS MECANIQUES	52

CHAPIRTE 8

8.	ETUDE AVEC ESSAIS LABORATOIRE	54
8.1.	COMPOSITION CHIMIQUE	54
8.3.	CONTENU DE PARAFFINE	56
8.4.	METHODE COLD FINGER	57
8.5.	POINT D'ECOULEMENT	57
8.6.	TEMPERATURE D'APPARENCE DE PARAFFINE	58
8.7.	TESTS D'EFFICACITE DES INHIBITEURS EN STATIQUE	59
8.7.1.	INHIBITEUR AP104	59
8.7.2.	TESTS D'EFFICACITE DES INHIBITEURS AP104 ET CHIMEC 6836 SUR DYNAMIQUE	60
8.8.	CARACTERISATION DES DEPOTS	60

CHAPIRTE 9

9.	CONCRETISATION DES RESULTATS ET ASPECT ECONOMIQUES	64
9.1.	CONCRETISATION DES RESULTATS	64
9.1.1.	NATURES DES DEPOTS	64
9.1.2.	ESSAIS DU CHOIX D'UN INHIBITEUR	64
9.2.1.	PLANNING DES OPERATIONS	65
9.2.2.	ASPECT TECHNOECONOMIQUE	65
10.	CONCLUSION GENERALE	66
11.	BIBLIOGRAPHIE	67
12.	ANNEXES	68

1. INTRODUCTION GENERALE

La production de pétrole brut a rencontré de nombreux problèmes en raison de la modification de sa composition chimique ; tandis que la composition du fluide de réservoir change en raison de l'épuisement naturel lors de la récupération des fluides, l'huile devient un mauvais solvant pour les composants lourds et il en résulte que la précipitation de ces composants tels que : paraffines, résidus, métaux...

Le problème de dépôt de composants lourds dans les puits, les équipements de production et les conduites de transport pétrolières monopolise des moyens humains et économiques conséquents.

Le champ pétrolier de Djebel Onk a vécu un problème pareil depuis sa mise en production du pétrole brut en 1960, uniquement des simples analyses ont été effectuées à la fin des années 60, un impact important enregistré sur la production nominée au niveau de la section de production des puits par le bouchage des perforations du casing, ainsi que sur toute la profondeur de 1150 m avec le dépôt des matières lourdes au niveau de la pompe à piston, les tiges de pompage et le tubing de production et les installations de surface.

Plusieurs tentatives de stimulation des puits par des différents solvants de production locale et importés n'ont pas donné de bons résultats.

A cet effet j'ai commencé la réalisation d'une nouvelle étude pour l'élaboration d'une identité exacte de pétrole du champ de Djebel Onk sur 03 volets :

- Les caractéristiques chimiques et la nature des différents composants de pétrole.
- L'identification de la nature des produits lourds
- Des essais et tests au niveau de laboratoires afin de trouver un produit adéquat de stimulation.

Les résultats d'analyses chimiques et de composition seront orientés cette étude pour proposer une approche sur les essais et tests de choix d'un produit chimique qui peuvent résoudre la présence des composants lourds sur processus de production.

A savoir que les puits de champ de Djebel Onk sont à faible pression et entraînés par une pompe à balancier mécanique émergé à 1000 mètres de profondeur au fond du puits.

Ce type de moyen de production de pétrole est le moins coûteux parmi les techniques de production, mais avec les dépôts lourds la performance mécanique réduite suite à la résistance sur toute la profondeur du puits.

L'aspect économique d'une opération de stimulation est aussi très important s'il s'agit d'effectuer plusieurs opérations coûteuses sans avoir une amélioration de production.

La détermination de la composition chimique, propriétés et caractéristiques physiques du pétrole brut est nécessaire comme un premier pas de recherche.

CHAPITRE 2

PARTIE THEORIQUE

Généralités sur l'historique
et la formation du pétrole brute

2. Généralités sur l'histoire et la formation du pétrole brute

2.1. Introduction

Les pétroles bruts se présentent le plus généralement sous la forme de liquides plus ou moins visqueux. Leur couleur varie du vert au brun noir et dégagent une odeur d'hydrogène sulfuré, de térébenthine ou simplement d'hydrocarbures.

Leur composition chimique est très complexe et dépend essentiellement de leur âge.

2.2. Classification des pétroles bruts

Généralement, on classe les pétroles bruts en fonction de la densité en 3 grandes catégories :

Tableau 2.2.1

Classification de pétrole brut en fonction de son densité.

Bruts	Densité
bruts légers	0.77 - 0.84
bruts moyen	0.84 - 0.89
bruts lourds	> 0.89

Voilà les densités moyennes de quelques pétroles bruts :

Tableau 2.2.2

Densité moyenne de quelques pétroles bruts

Bruts	Densité
Brut Hassi Messaoud	0.848
But Arabian light (Arabie saoudite)	0.858
Brut Cyrus (Iran)	0.940
Brut Boscán (Venezuela)	1.000

Il est évident que cette densité variable reflète des compositions en familles chimiques différentes.

2.3. Etude géologique des hydrocarbures

2.3.1. Origine des pétroles

Qu'arrive-t-il à cette matière organique piégée dans le sédiment ?

L'eau au-dessus du sédiment peut contenir une certaine quantité d'oxygène libre (O_2); c'est selon la circulation au fond du bassin. Par contre, dans le sédiment, le peu d'oxygène libre qu'il peut y avoir est rapidement consommé par l'oxydation d'une partie de la matière organique, ce qui fait que les conditions dans le sédiment deviennent rapidement des conditions anoxiques, c'est-à-dire sans O_2 ; on dit qu'il s'agit d'un milieu anaérobie. La matière organique, composée de carbone, hydrogène, oxygène et azote (C.H.O.N), les O et les N, laissant les carbones (C) et les hydrogènes (H) : c'est la dégradation biochimique de la matière organique.

Les carbones et les hydrogènes s'unissent alors pour former de nouvelles molécules composées principalement de ces deux éléments et qu'on appelle des hydrocarbures (HC). Une des premières molécules à se former est le CH_4 , le méthane (gaz naturel). Ce méthane se forme dans les couches supérieures du

sédiment ; les molécules d'HC sont amenées à des températures et pressions de plus en plus élevées ; c'est l'enfouissement. A partir d'ici, les molécules d'hydrocarbures vont devenir de plus en plus complexes. Le schéma qui suit résume ce qui se passe à mesure de l'enfouissement et comment se forme l'huile et le gaz.

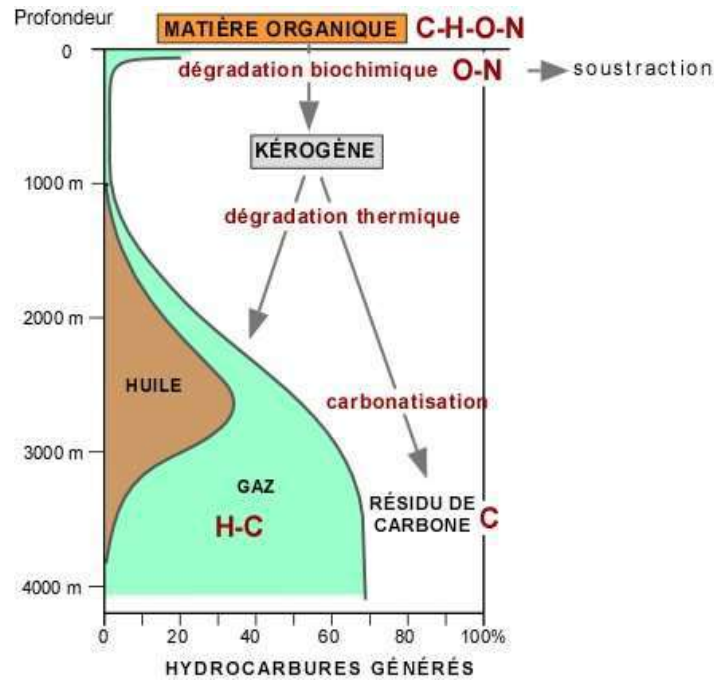


Figure 2.3.1.1 : schéma de l'enfouissement des hydrocarbures

2.3.2. Bassins sédimentaires des pétroles et des gaz

En volume, ces gouttelettes représentent peu. Rappelle qu'au départ on avait quelque chose comme 10 ou 15% de matière organique et qu'une partie seulement de cette matière a été transformée en pétrole. La roche dans laquelle se forment les gouttelettes d'hydrocarbures est appelée roche-mère. En langage pétrolier un gisement ou un piège ou un bassin sédimentaire des pétroles et des gaz.

Il faut en arriver à ce que les gouttelettes se concentrent, en se déplaçant par exemple. C'est le processus de la migration. Il faut que les conditions géologiques soient telles que les gouttelettes en viennent à être expulsées de la roche-mère, puis transportées dans une roche perméable pour venir se concentrer dans ce qu'on appelle une **roche-réservoir** où le pétrole se trouve dans les pores de la roche ; une sorte de roche éponge. (Voir Figure 2.3.2.1)

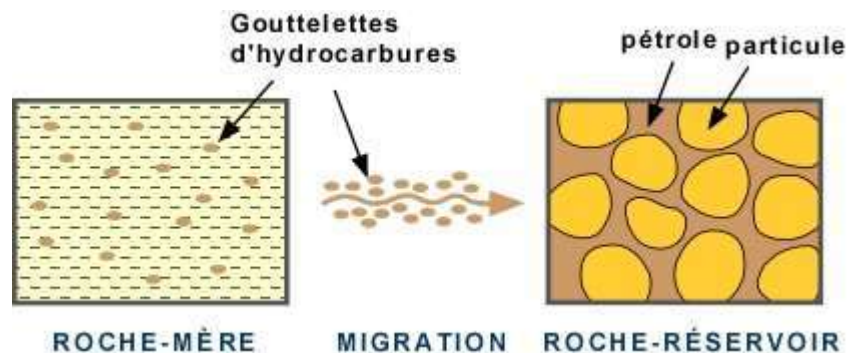


Figure 2.3.2.1 : Formation de la roche-réservoir de pétrole brut

2.3.3. Réserves des pétroles et des gaz en Algérie

Avec un volume initial en place de 16 milliards de mètres cubes équivalent-pétrole découvert depuis 1948, date de la première découverte commerciale à, près de Sidi Aissa, en pleine zone des nappes, l'Algérie occupe le troisième rang parmi les pays producteurs de pétrole en Afrique, et le 12ème rang dans le monde.

Une grande partie de ces réserves a déjà été produite surtout pour le pétrole. Les réserves en hydrocarbures découvertes en Algérie à ce jour sont renfermées dans un peu plus de 200 gisements d'huile et de gaz.

2.4. L'exploitation pétrolière

Quelles sont les grandes étapes d'un projet de développement d'un champ pétrolier ?

La durée de vie de l'exploitation d'un gisement d'hydrocarbures est longue. De la découverte d'un gisement à sa mise en production, les opérations d'exploration puis de production s'étalent sur plusieurs dizaines d'années.

On distingue quatre étapes principales dans la vie d'un champ pétrolier ou gazier.

2.4.1. La découverte du champ

Le pétrole et le gaz sont piégés dans des roches réservoirs qui sont enfouies sous les océans ou sous les continents.

Pour les localiser, les géologues analysent les images du sous-sol obtenues par échographie sismique. Ils reconstituent les couches géologiques du sous-sol, puis ils définissent des « prospects » ou gisements potentiels.

Des forages d'exploration, qui peuvent atteindre plusieurs kilomètres de profondeur, sont nécessaires pour confirmer la présence d'hydrocarbures dans le gisement.

2.4.2. L'évaluation du champ

Une fois la découverte confirmée, des modèles numériques du gisement (souvent en 3D) sont réalisés sur ordinateur. Ils permettent :

- ❖ D'estimer le volume de pétrole et de gaz en place dans le réservoir avant la mise en production du gisement,
- ❖ De simuler l'extraction des fluides contenus dans la roche réservoir.
- ❖ De créer des scénarios potentiels de mise en production du champ, en fonction de divers facteurs tels que techniques d'extraction, nombre de puits, taille et type des installations de production, etc.

Des forages d'appréciation du gisement sont implantés pour obtenir de nouvelles données sur les caractéristiques du réservoir.

NB : Si la balance entre la quantité des « ressources en place » et le coût estimé du développement est jugée économiquement satisfaisant, le gisement est développé puis mis en production.

2.4.3. La production du champ

C'est la phase d'exploitation du gisement qui demande la mise en place de tout l'équipement nécessaire.

- ❖ Le plan de développement du champ définit :
- ❖ Le nombre de puits à forer pour pouvoir produire,
- ❖ Les techniques de récupération et d'extraction du pétrole emprisonné dans la roche réservoir,

- ❖ Le type et le coût des installations comme les plates-formes, en fonction de milieu (marées, tempêtes, courants, vents, corrosion...),
- ❖ Les dispositifs de séparation des gaz et des fluides,
- ❖ Les sites de traitements pour préserver l'environnement.

La période pendant laquelle on extrait les hydrocarbures varie généralement de 15 à 30 ans et peut se prolonger jusqu'à 50 ans et plus pour les « champs géants ».

La production du champ Quand le débit d'hydrocarbures devient minimum, le gisement est épuisé ; c'est la phase de fermeture du gisement.

Avant d'abandonner le champ, les compagnies pétrolières :

- ❖ Démantèlent les plates-formes,
- ❖ Mettent en sécurité les puits,
- ❖ Préservent les réserves de pétrole résiduelles,
- ❖ Nettoient, dépolluent et réhabilitent le site si nécessaire, conformément aux législations nationales et internationales.

2.5. Le transport et le stockage de pétrole

Comment transporte-t-on le pétrole ?

Les zones de production étant concentrées géographiquement, elles sont souvent éloignées des zones de consommation vers lesquelles le pétrole devra être acheminé, par voie maritime, par oléoduc ou par voie terrestre (camions citernes). Le stockage permet d'ajuster l'offre et la demande et de faire face à d'éventuelles crises internationales.

- ❖ Le principal atout du transport maritime est la souplesse : à chaque instant, on peut modifier la destination d'un navire.
- ❖ L'oléoduc ou pipe-line représente un lourd investissement, mais il offre un faible coût d'utilisation.

2.5.1. Le transport par voie maritime

Le fret pétrolier représente près d'un tiers du commerce maritime mondial et les navires qui transportent le pétrole brut et les produits pétroliers, les tankers, ont vu leur capacité augmenter de 73 % depuis l'an 2000. Ils sillonnent les grandes routes du monde, en passant par des lieux stratégiques, comme les détroits d'Ormuz, de Malacca, ou les canaux du Suez et de Panama.

2.5.2. Le transport par voie terrestre

Pour des raisons économiques, géographiques ou politiques, il peut être préférable que le pétrole voyage par voie terrestre. Il emprunte alors des oléoducs, canalisations spécifiques qui relient les ports, les raffineries et les lieux de consommation.

Les oléoducs (pipelines) sont de gros tuyaux par lesquels peuvent transiter chaque année plusieurs dizaines de millions de tonnes de pétrole. L'oléoduc le plus long du monde est celui de Druzhba (5 327 km) qui traverse huit pays : Russie, Biélorussie, Ukraine, Pologne, Allemagne, République tchèque, Hongrie et Slovaquie.

2.5.3. Le stockage du pétrole

Suivant les pays, les centres de stockage de produits pétroliers sont constitués afin d'assurer une disponibilité de 10 jours de super, de 15 jours de fioul et de 15 jours de gazole. Il existe plus de 50 de ces centres où les produits pétroliers sont stockés dans des cuves de taille variable, parfois enterrées. Les gestionnaires des centres de stockage veillent au respect de certaines conditions de sécurité. Il s'agit de prévenir essentiellement deux types de risques :

- ❖ Les incendies ;
- ❖ La pollution des sols et des nappes phréatiques due à d'éventuelles fuites.

Pour éviter ces pollutions, on vérifie régulièrement l'état des cuves et leur degré de corrosion.

2.6. Composition des pétroles bruts

2.6.1. Définition de pétrole

Les pétroles bruts sont des mélanges complexes essentiellement composés de molécules résultant de la combinaison d'atomes de carbone tétravalents et d'atomes d'hydrogène monovalents, d'où l'appellation d'hydrocarbures.

2.6.2. Composition des pétroles bruts et des produits pétroliers

L'obtention des produits pétroliers répondant à de spécifications données nécessite une séparation préalable en différentes fractions ou coupes lesquelles doivent être purifiées ou subir des transformations ultérieures.

Les proportions des différentes fractions recueillies sont très variables et elles diffèrent d'un pétrole à un autre, constitué par des mélanges de corps purs, mais ceux-ci sont en très grand nombre et la difficulté de la description des différentes fractions croît avec le nombre d'atomes de carbone.

1-Les hydrocarbures

Les hydrocarbures constituent les éléments essentiels des pétroles bruts, leurs molécules ne contiennent que de carbone et de l'hydrogène et se divisent en plusieurs familles chimiques selon leur structure. Ces structures basées sur la tétravalence du carbone.

a) Les paraffines (hydrocarbures aliphatiques saturés ou alcanes)

Leur formule générale est : C_nH_{2n+2}

Ils sont constitués d'un enchaînement d'atomes de carbone combinés avec l'hydrogène peuvent être structurés en chaînes droites ou ramifiées ;

Tableau 2.6.2.1.1

Constantes physiques et chimiques des paraffines.

Constituants	Formule	Formule développée	M M	T _{éb} (°C)	Densité
Méthane	CH ₄	CH ₄	16.0	- 161.5	0.260
Ethane	C ₂ H ₆	CH ₃ ---CH ₃	30.1	- 88.6	0.377
n-Butane	C ₄ H ₁₀	CH ₃ -CH ₂ -CH ₂ -CH ₃	58.1	- 0.5	0.585
Isobutane	C ₄ H ₁₀	CH ₃ —CH ₂ -- CH ₃ CH ₃	58.1	- 11.7	0.563

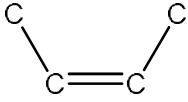
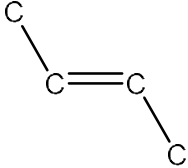
b) Les oléfines (hydrocarbures aliphatiques insaturés ou alcènes)

Dans ceux-ci, certains atomes de carbone de la molécule ne sont plus liés qu'à trois atomes, ce qui implique la présence d'une ou plusieurs doubles liaisons carbone-carbone.

Les premiers termes de cette famille sont également des matières de base très importantes de la pétrochimie (éthylène, propène, butènes...);

Tableau 2.6.2.1.2

Constantes physiques et chimiques de quelques hydrocarbures oléfiniques.

Constituants	Formule globale	Formule semi développée	Masse molaire	Température d'éb (°C)	Densité
Propylène	C ₃ H ₆	C—C=C	42,1	- 47,7	0,523
Butène-1	C ₄ H ₈	C=C—C—C	56,1	- 6,3	0,601
Cis-butène 2	C ₄ H ₈		56,1	3,7	0,627
Trans-butène2	C ₄ H ₈		56,1	0,8	0,610

c) Les naphènes (hydrocarbures cycliques saturés)

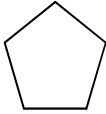
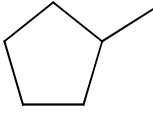
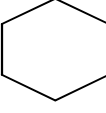
Leur formule générale est : **C_nH_{2n}**

Dans ces hydrocarbures, il y a cyclisation de toute partie de squelette carboné, le nombre d'atomes de carbone du cycle ainsi formé peut varier.

Dans les pétroles bruts, les cycles les plus fréquemment rencontrés sont ceux à cinq ou six atomes de carbone, chaque atome d'hydrogène peut être substitués par une chaîne paraffinique droite ou ramifiée ;

Tableau 2.6.2.1.3

Constantes physiques et chimiques des naphènes.

Constituants	Formule	F développée	M M	T _{éb} (°C)	Densité
Cyclopentane	C ₅ H ₁₀		70.1	49.3	0.750
Méthyl Cyclopentane	C ₆ H ₁₂		84.2	71.8	0.753
Cyclohexane	C ₆ H ₁₂		84.2	80.7	0.783

d) Les aromatiques


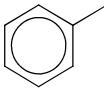
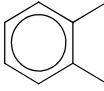
Leur formule générale est: C_nH_{2n-6}

Ce sont des hydrocarbures cycliques poly insaturés présents en forte concentration dans les pétroles bruts. La présence dans leur formule d'au moins un cycle à trois doubles liaisons conjuguées, leur confère des propriétés remarquables.

En effet, les premiers termes (benzène, toluène, xylène) sont des matières premières fondamentales de la pétrochimie ;

Tableau 2.6.2.1.4

Constantes physiques et chimiques de quelques hydrocarbures aromatiques

Constituants	Formule globale	Formule semi Développée	Masse molaire	Température d'ébullition (°C)	Densité
benzène	C_6H_6		78.1	80.1	0.884
toluène	C_7H_8		92.1	110.6	0.871
O- xylène	C_8H_{10}		106.2	144.4	0.884

2- Composés autres que les hydrocarbures

Dans cette catégorie entrent les molécules contenant d'autres atomes que le carbone et l'hydrogène. On y distingue les composés organiques et les organométalliques.

➤ Composés soufrés

Le soufre est l'hétéroélément le plus répandu dans les pétroles bruts,

Sa concentration peut aller de 0,1 à plus de 8 % en poids ; cette teneur est d'ailleurs corrélée avec la densité du brut et donc sa qualité (léger ou lourd).

Le soufre peut être présent sous forme inorganique : S élémentaire, Hydrogène sulfuré H_2S , Oxysulfure de carbone COS ou engagé dans des molécules organiques telles que : les sulfures, mercaptans...

Example: propyl pentyl sulfure: $CH_3-CH_2-CH_2-S-(CH_2)_4-CH_3$ [15]

➤ Composés oxygénés

Les bruts contiennent généralement moins d'oxygène que de soufre. Bien que peu abondant, l'oxygène peut jouer un rôle non négligeable ; en particulier, il est responsable de l'acidité des pétroles. On trouve l'oxygène dans les phénols, les furanes, les acides carboxyliques $R-COOH$, et les esters : $R-COO-R$.

➤ Composés azotés

Dans les pétroles bruts, l'azote se retrouve préférentiellement dans les fractions de point d'ébullition supérieur à 250 °C et est particulièrement concentré dans les résines et les asphaltènes. On trouve l'azote sous forme, amines : carboxyliques $R-NH_2$, $R-NH-R$ ou R_3-N ou d'amides : $-CO-N<$ ou soit de carbazoles, de pyridines (azote basique) :

A la suite de certains procédés de raffinage (craquage catalytique par exemple) une fraction notable de l'azote pourra se retrouver dans les coupes légères et en détériorer la qualité : instabilité au stockage, couleur brune, gommages.

› **Composés organométalliques**

Dans les fractions les plus lourdes telles que résines et asphaltènes se trouvent des atomes métalliques comme le Nickel et le Vanadium, le métal étant au centre de cet ensemble sous la forme Ni^{++} ou VO^+ .

› **Composés chimiquement mal définis**

Lorsque l'on s'adresse aux fractions les plus lourdes des pétroles, l'analyse est aujourd'hui impuissante à isoler et donc à caractériser parfaitement les molécules présentes. Faute de mieux, l'analyste sépare ces fractions lourdes en différentes classes, conduisant ainsi à des définitions purement opératoires et non plus en termes de structures exactes.

❖ **Asphaltènes :**

Les asphaltènes sont concentrés en hétéro-éléments : soufre, azote, nickel et vanadium. Leur teneur est très variable dans les pétroles. Dans toute l'industrie pétrolière, ils sont la cause de nombreux problèmes.

Les asphaltènes sont en partie responsables de la viscosité et de la densité élevée des pétroles bruts lourds, conduisant à des problèmes difficiles de transport.

❖ **Résines :**

Si l'on soumet les maltènes (le reste que les asphaltènes supprimés) à une chromatographie liquide les produits élués avec les solvants les plus polaires sont appelés résines. Leur composition, là aussi, dépend du protocole utilisé.

Ces molécules à caractère aromatique très marqué et renfermant des hétéro-éléments (N,O,S, et parfois Ni et V); leur masse moléculaire peut varier de 500 à 1 000.

2.7. Récapitulation

D'après ces classes de famille pétrolières, on voit qu'en ce qui concerne les hydrocarbures bruts, il y a énormes obstacles dans le processus de production de pétrole brut de réservoir à la surface sur tout par les moyens mécaniques aux gisements à faible pression et en fonction de leur propriété physico-chimique et composition,

Alors quelles sont les meilleures façons d'optimiser la production de pétrole dans des conditions pareilles ?

CHAPITRE 3

Découverte et caractéristiques du champ pétrolier Djebel Onk

3. Découverte et caractéristiques du champ pétrolier Djebel Onk

3.1. Situation géographique

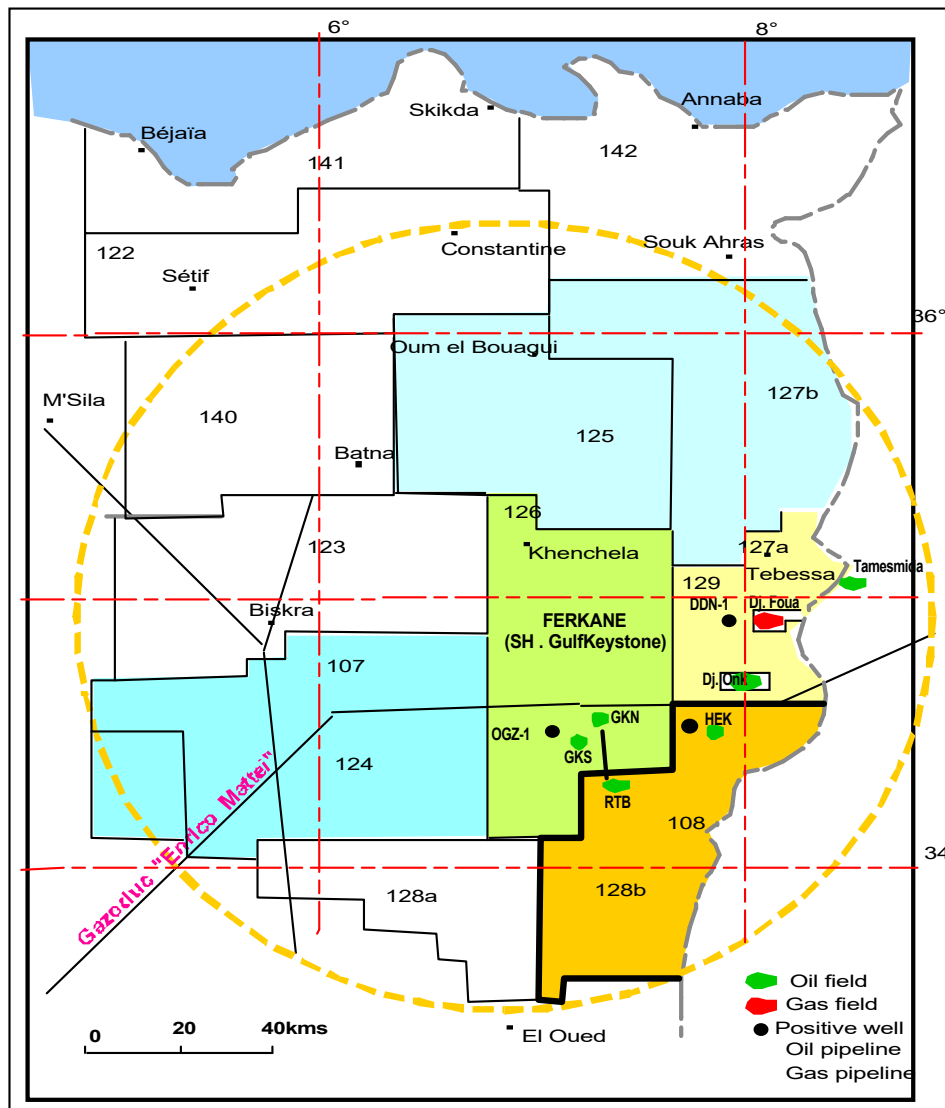
La structure de Djebel Onk, dans le bassin de l'Atlas Saharien Oriental Algérien, se trouve à 75 kilomètres au Sud de la ville de Tébessa et à 25 kilomètres à l'Ouest de la frontière Algérienne - Tunisienne.

Elle est comprise entre les coordonnées géographiques suivantes :

Longitude : entre 7°51'00''E et 8°05'00''E Latitude : entre 34°41'00''N et 34°47'00''N

3.2. Localisation

La structure de DJEBEL ONK se trouve dans le Bloc 129



Carte 3.2.1

Carte de situation du champ Djebel Onk

3.3. Date de découverte

L'existence de faciès récifaux et de structures fermées dans le bassin Crétacé de l'Est Constantinois, a dès les années cinquante, fait l'objet d'un grand intérêt pétrolier.

Ce bassin, orienté WSW/ENE, est limité au Nord-Ouest par une zone de hauts fonds, à faible subsidence, répartis entre Batna et Annaba.

Au Sud Est la région de Tébessa – Feriana est restée stable durant le Crétacé et a constitué un môle qui divise le bassin en deux branches, s'étendant l'une au Nord vers le Kef, l'autre au Sud vers Gafsa.

Les résultats encourageants des forages de Djebel Foua dans le Coniacien et le Turonien au Sud de ce môle, ont mené à étendre l'exploration de celui-ci : c'est ainsi que fût foré le premier puits d'exploration DK-1, par la SN Repal en 1959, sur la structure de Djebel Onk.

A ce jour, onze puits ont été forés sur la structure (DK-1, DK-2, DK-3, DK-4, DK-6, DK-9, DK-10, DK-11, DK-12, DK-13 et DK-14), dont six puits (DK-1, DK-2, DK-3, DK-6, DK-9 et DK-13) sont productifs dans les calcaires récifaux du Coniacien.

En outre, de bons indices d'huile et de gaz ont été enregistrés dans le Turonien (DK-4), le Cénomaniens, le Vraconien et l'Albien - Aptien (DK-1).

3.4. Nombre de puits forés

Producteurs : 6 = DK-1, DK-2, DK-3, DK-6, DK-9 et DK-13

Injecteurs : 0

Intérêt sous réserve : 3 = DK-4, DK-11 et DK-14

Secs et abandonnés : 5 = DK-5, DK-8 et DK-12

3.5. Périmètre du permis d'exploitation proposé

Le périmètre du Permis d'Exploitation du champ de Djebel Onk proposé et dénommé '' Périmètre de Djebel Onk '' (planche 1) est défini par les limites du gisement.

Le tableau II-5-1 donne les coordonnées des points définissant ce périmètre.

La superficie proposée pour le Permis d'Exploitation est de 236,93 km².

La zone du Permis d'Exploitation est délimitée par des méridiens géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport au méridien international d'origine, et par des parallèles géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport à l'équateur.

Les méridiens et parallèles géographiques sont définis par l'Ellipsoïde de Clarke 1880 (Afrique du Nord) et par le système de référence du Sahara du Nord.

Les coordonnées en plan (quadrillage) décrivant le périmètre sont exprimées dans le système de projection Mercator Transverse Universal (UTM).

Tableau 3.5.1

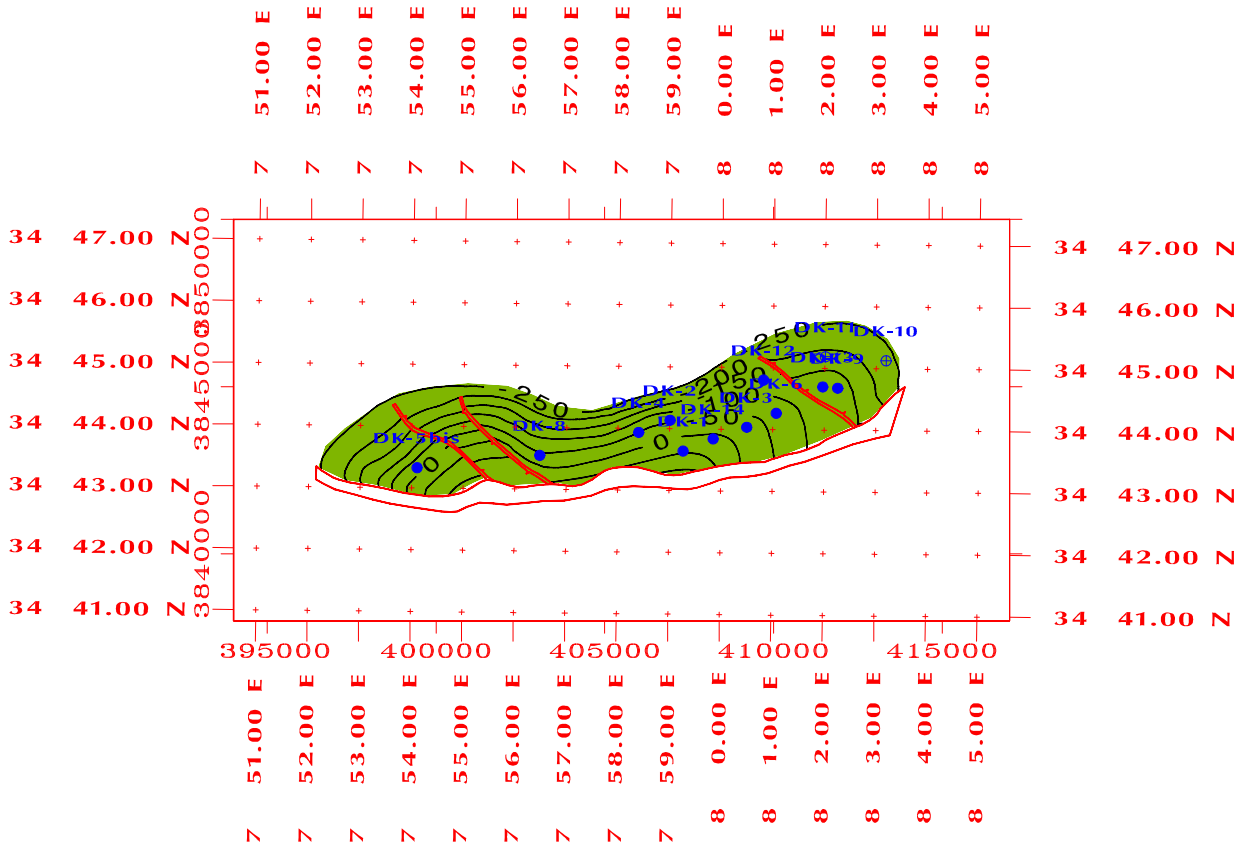
Les limites de la surface d'exploitation

Points	longitudes	altitudes
1	07°51'00''E	34°47'00''N

2	08°05'00'' E	34°47'00'' N
3	08°05'00''E	34°41'00''N
4	07°51'00''E	34°41'00''N

La surface d'exploitation est de 236,93KM2

La planche 1 à l'échelle du 1/50.000 indique les positions de tous les puits forés, dans les limites du Permis d'Exploitation proposé.



Planchette 3.5.1

Position des puits sur la carte isobathe

3.6. Géologie

3.6.1. Aspect structural

La structure du champ pétrolier de Djebel Onk se présente comme un anticlinal orienté Est Ouest. Compte tenu de la position du plan d'eau, les dimensions maximales de la structure sont pour le niveau A1 : longueur 5 kilomètres, largeur 2 kilomètres, soit une surface fermée de 10 km² environ. La hauteur de fermeture correspondante est de 150 mètres.

Au Sud, l'anticlinal est limité par une flexure faille le pendage y devient vertical et parfois inverse vers le Nord, par contre, les couches plongent calmement. La structure est donc très dissymétrique.

En dehors de l'accident Sud, les failles observées n'ayant pas été reconnues en profondeur, il est difficile de prévoir l'existence de compartiments dans les horizons réservoirs.

3.6.2. Aspect stratigraphique

Une succession stratigraphique normale du Crétacé se trouve à Djebel Onk, partant du Crétacé inférieur de l'étage Néocomien jusqu'aux calcaires superficiels Maestrichtiens du Crétacé supérieur.

- **Le mésozoïque :**

Les informations concernant le Mésozoïque proviennent uniquement du puits DK-1 puisqu'il est le seul puits profond implanté sur la structure de Djebel Onk, il a atteint la partie supérieure de l'Aptien.

- **Vraconien :**

Épais de 232 mètres, est constitué de calcaire avec quelques petits bancs de marne.

- **Cénomaniens :**

Avec environ 447 mètres d'épaisseur, est constitué d'alternances de marne et de calcaire.

- **Turonien :**

D'une épaisseur de 180 mètres, est représentée par une alternance de marne et de calcaire.

- **Coniacien :**

Épais de 143 à 515 mètres, se subdivise en trois zones et constitue le réservoir principal d'hydrocarbures à Djebel Onk. La première zone (B), est représentée par des calcaires sub-récifaux, de calcaires graveleux séparés par de minces bancs de calcaires marneux. La deuxième zone (A), est nettement sub-récifale et est représentée par des calcaires fissurés. La troisième zone (Y), est à prédominance marneuse. Les marnes et les argiles alternent avec des marnes calcaires, des calcaires argileux et des calcaires détritiques.

- **Santonien :**

Épais de 110 à 168 mètres, est constitué par des alternances de marnes, d'argiles et de calcaire.

- **Campanien :**

D'une épaisseur de 525 à 633 mètres, est constituée de calcaire avec intercalations de marnes. Les calcaires sont parfois fissurés.

- **Maestrichtien :**

Épais de 109 à 165 mètres, est représenté par des calcaires argileux, crayeux et légèrement dolomitiques avec quelques plages de solidification.

3.6.3. Réservoir

Les horizons productifs d'huile du gisement de Djebel Onk appartiennent aux niveaux les plus carbonatés d'âge Coniacien (Crétacé supérieur).

Ces horizons corréleront bien d'un puits à un autre, ce qui a permis de distinguer huit niveaux qui sont de bas en haut B5, B4, B3, B2, B1, A2, A1 et A0. Ils sont représentés par des calcaires récifaux constitués de micro débris ou d'organismes calcaires parfois affectés par l'épigenèse de la dolomie.

3.6.4. Caractéristiques géologiques du réservoir

Tableau 3.6.4.1

CONIACIEN (B et A)		
Faciès		carbonates
Stratifications		Sans structures
Types de dépôts		récifales
Plan huile/eau (Côte absolue)	En mètre	Non connu
Élévation moyenne	En mètre	1050
Plan de référence (côte absolue)	En mètre	-50
Hauteur totale moyenne	En mètre	100
Hauteur utile moyenne	En mètre	9,9
Hauteur utile moyenne	En fraction	0,099
Porosité utile moyenne	En fraction	0,095
Saturation en eau moyenne	En fraction	0,5
Pression initiale	En kg/cm ²	68

3.6.5. Objectifs et résultats pétroliers

Le premier et dernier objectif des sondages de Djebel Onk est d'extraire le maximum d'huile contenue dans les carbonates (B et A) du Coniacien.

3.6.6. Distribution des fluides

Aucun contrôle de plan d'eau par puits témoin n'a pu être jusqu'ici réalisé. Il n'est d'ailleurs pas certain, compte tenu des faibles perméabilités du réservoir, qu'il soit possible d'obtenir un équilibre suffisant pour qu'un tel contrôle soit valable. Par conséquent, la détermination du plan d'eau a dû être approchée par des considérations théoriques basées sur les hypothèses suivantes :

Le plan d'eau est horizontal dans tout le gisement, Il est de même pour les autres horizons.

Cette dernière hypothèse peut se justifier par le passage latéral rapide de zones perméables à des zones compactes, ce qui permet de penser qu'à plus ou moins grande distance, il y a communication verticale entre les niveaux productifs. La cote absolue théorique du plan d'eau retenue est de -250 mètres.

3.6.7. Caractéristiques des fluides

- Conditions initiales du réservoir :

Pression à la côte absolue -50 mètres = 68,5 kg/cm²

Température = 60°C

- Caractéristiques de l'huile

Les différentes études thermodynamiques de l'huile ont conduit à des résultats assez divergents. Nous avons retenu pour cette étude les valeurs concordantes données par les deux premières études sur des prélèvements de fond à DK-2 et confirmées par les mesures de surface lors des essais de longue durée de DK-1 (Janvier – Février 1961).

Densité de l'huile à 15°C = 0,842 =36,5 API.

Pression de bulle = 29 kg/cm².

GOR = 17 m³/m³.

Formation volume facteur à 60 kg/cm² = 1,06 environ.

Formation volume facteur à 29 kg/cm² = 1,07 environ.

Coefficient de compressibilité à 60°C entre 30 et 60 kg/cm² = (1,25)¹⁰⁻⁴ volume/volume/ kg/cm².

Viscosité dans les conditions de fond d'après corrélations de BEAL = 1,7 centpoise.

- Caractéristiques de l'eau du gisement :

Les mesures de salinité sur échantillon d'eau, conduisent à des teneurs en sel de l'ordre de 40 grammes par litre.

Le coefficient de compressibilité à 60°C = (0,25) 10⁻⁴ volume/volume/ kg/cm²

La viscosité dans les conditions de fond = 0,5 centpoise.

3.7. Intérêt pétrolier

3.7.1. Réserves volumétriques initiales en place

Les réserves d'huile en place dans les réservoirs A et B du Coniacien de Djebel Onk ont été évaluées à partir de la carte structurale tracée au toit des carbonates de la zone A et des paramètres moyens calculés dans la zone imprégnée d'huile.

Tableau 3.7.1.1

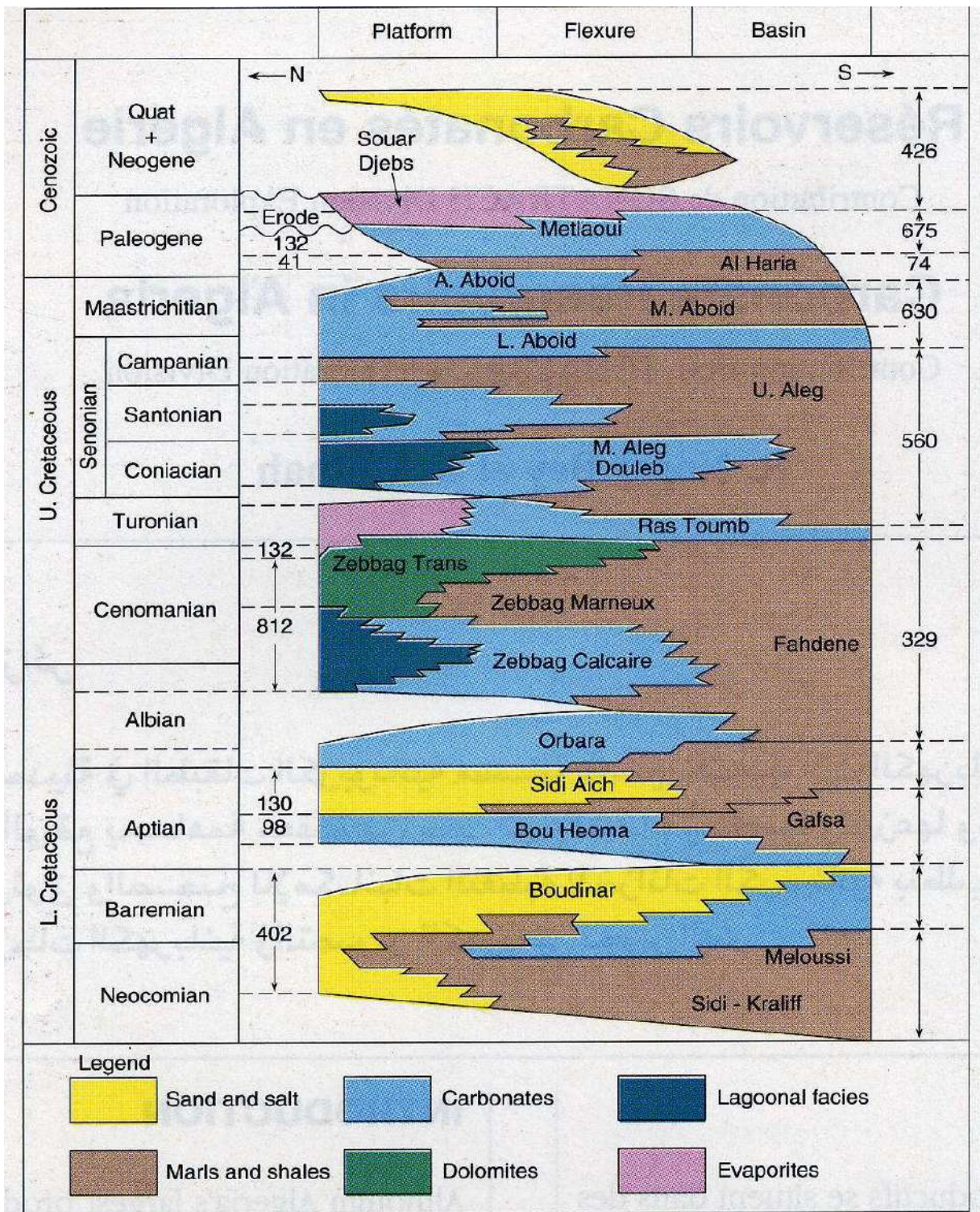
Paramètres de calcul	unités	quantités
Volume de roche	En m ³	2251993620
Surface productrice	En m ²	250000000
Moyenne net pay/ hauteur imprégnée	fraction	0,099
Moyenne des porosités	fraction	0,095
Moyenne des saturations en huile	fraction	0,5
Facteur volumétrique de formation Bo	m ³ /m ³	1,11

Le passage aux conditions de surface a été fait en utilisant le facteur de formation Bo = 1,11 m³ res/m³std. Les réserves d'huile en place calculées dans ces conditions sont :

Djebel Onk (Huile) Coniacien (B et A)	Réserves en place En MMstm ³
Condition de fond	10,59
Condition de surface	9,540540

3.7.2. Réserves estimées

- Réserves en places : 10,59 x 10⁶ m³.
- Réserves récupérables : 2,118 x 10⁶ m³.



Carte 3.7.2.1

CHAPITRE 4

**Historique de production champ
pétrolier Djebel Onk**

4. Historique de production champ pétrolier Djebel Onk

4.1. Propriété

Le champ de Djebel ONK a été découvert en 1959 et mis en production en 1960, afin de satisfaire la demande de la société de phosphate Djebel Onk, Quatorze (14) puits ont été forés dont six (06) en production.

Le périmètre de Djebel Onk était la propriété de plusieurs sociétés dont la SNREPAL qui avait le rôle d'opérateur.

En 1962, (Accord d'Evian) les parts que détenait l'état Français dans la SNREPAL sont revenues de droit à l'état Algérien.

En Juin 1967, les parts que détenaient les sociétés Anglo-américaines avaient été placées sous contrôle de l'état Algérien.

En Juin 1970, SONATRACH est devenue majoritaire sur le périmètre dont elle prit le contrôle.

4.2. Moyens et cumul de production

4.2.1. Caractéristiques du réservoir :

- Formation géologique : Coniacien
- Profondeur moyenne : 1 200 m
- Type : Calcaire
- Pression initiale : 67 kg/cm²
- Hauteur utile moyenne : 9.9 m
- Surface du gisement : 25 Km²
- Réserves en places : 10,59 x 10⁶ m³
- Réserves récupérables : 2,118 x 10⁶ m³
- Production cumulée : 1,81x10⁶ m³ (au 31/12/2018).
- Taux de Récupération : 17.1 % (au 31/12/2018).

4.2.2. Aperçu sur l'état des puits :

- Nombre de Puits forés: 14
- Nombre de puits Producteurs d'huile : 06.
- Classés secs / abandonnés : 04
- Fermés techniquement : 04
- Mode de production : DK 1, DK 2, DK3, DK 6, DK 9, et DK 13 sont assistés par pompage mécanique (Sucker Rod Pumping).

4.2.3. Aperçu sur la production actuelle du champ :

- Production Moyenne journalière : 60 Tonnes/jour
- Prévision journalière : 57 Tonnes/jour
- Ecart moyen : + 3 Tonnes/jour

La production des puits est acheminée par un réseau de collecte de 3'' et 6'' vers le Centre de stockage situé à Bir El Ater qui est composé de deux bacs de 600 m³ chacun et d'un bac de 300 m³.

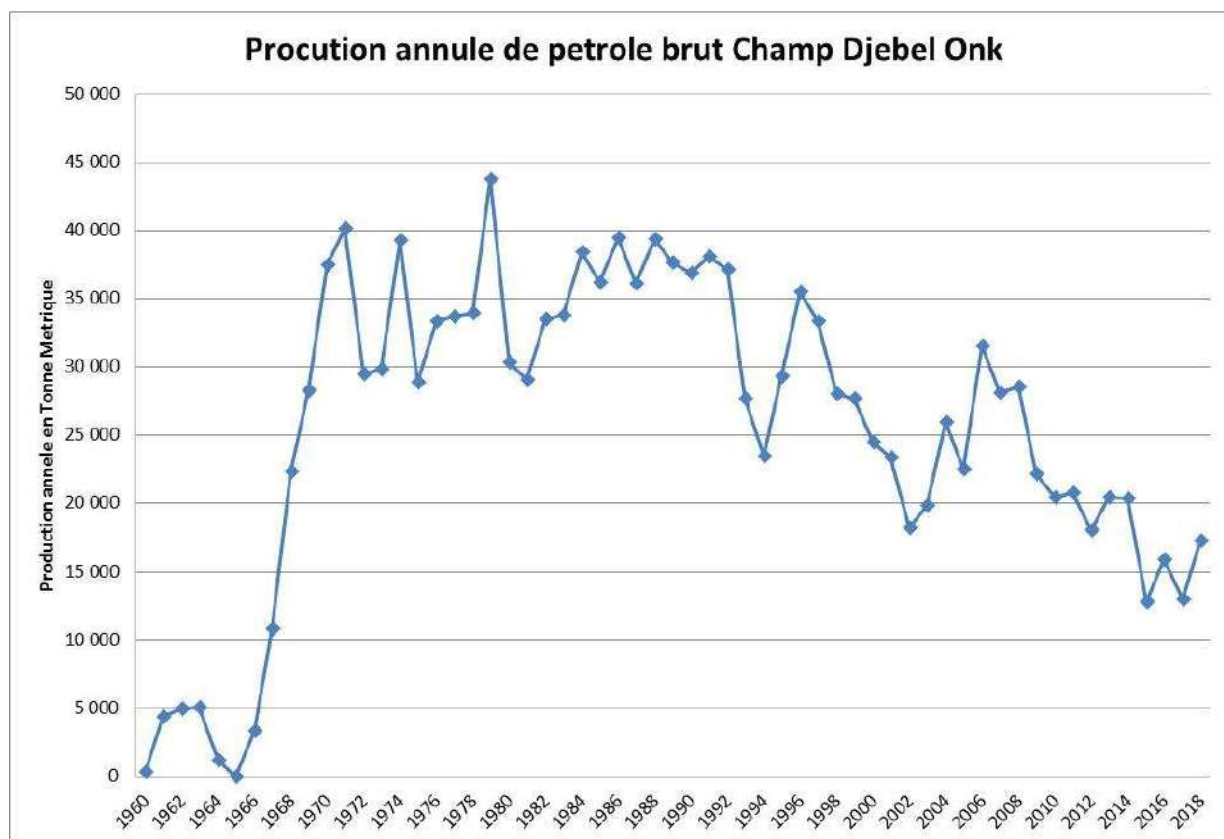
Le brut produit est acheminé (après décantation) vers la station de pompage SP2 Biskra par camion citernes.

4.2.4. Installations et équipements centre de stockage :

- Deux bacs à toits fixes de capacité utile = 1200 m³
- Un bac à toits fixes de capacité utile = 300 m³
- Une rampe chargement de citernes.
- Deux pompes centrifuge multi étages marque GUINARD de débit 25 m³/h chacune installée au centre de stockage pour l'expédition de pétrole brut.
- Un Réseau incendie réglementaire avec réserve d'eau de 200 m³.
- Moto pompe diesel tractable (90 m³/h).
- Moto pompe diesel Fixe (90 m³/h).
- Moto pompe électrique.

4.2.5. Cumul de production de l'origine :

Total production depuis l'origine : 1 506 497 Tonnes métrique, équivalent 1 810 659,25 m³ qui représente 17.1 % des réserves en place au 31-12-2018.



Graphe 4.2.5.1

CHAPITRE 5

Fiche technique d'un puits de champ Djebel Onk

5. Fiche technique d'un puits de champ Djebel Onk

5.1. Equipements de surface

Chaque puits est équipé par un bac test capacité 50 m³ et une pompe centrifuge pour le transfert de la production vers le centre de stockage.

Des unités de pompage installées pour assister les puits du champ Djebel Onk, ces sont des unités conventionnelles de marque SBS (Sucker Rod Pumping)

On distingue sur le champ deux types des unités :

- Type API C - 228D – 200 – 74
- Type API C - 160D – 173 – 64

Tableau 5.1.1

Type de l'unité	Lieu d'installation	Etat de l'unité
API C - 228D – 200 – 74	DK 1	En service
API C - 228D – 200 – 74	DK 2	En service
API C - 228D – 200 – 74	DK 3	En service
API C - 228D – 200 – 74	DK 6	Arrêt temporaire
API C - 228D – 200 – 74	DK 9	En service
API C - 160D – 173 – 64	DK 13	En service

Schéma explicatif de la désignation de la pompe Type API C - 228D – 200 – 74

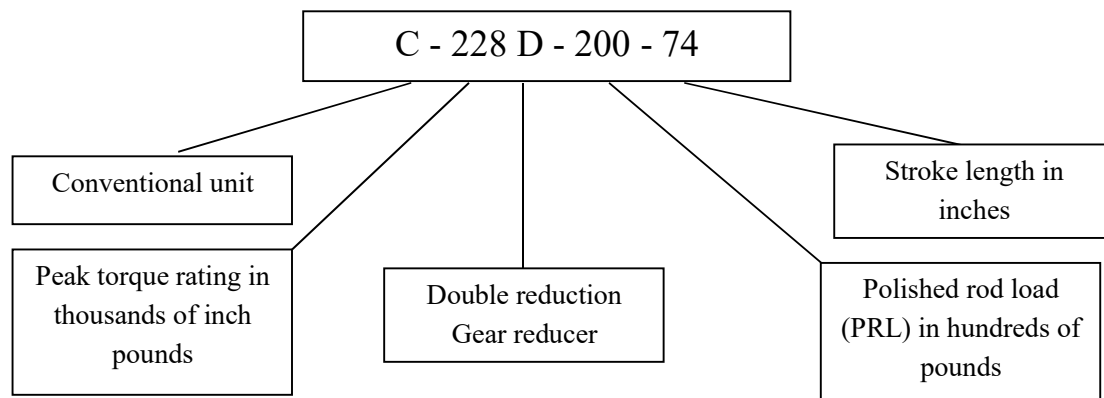


Schéma 5.1.1

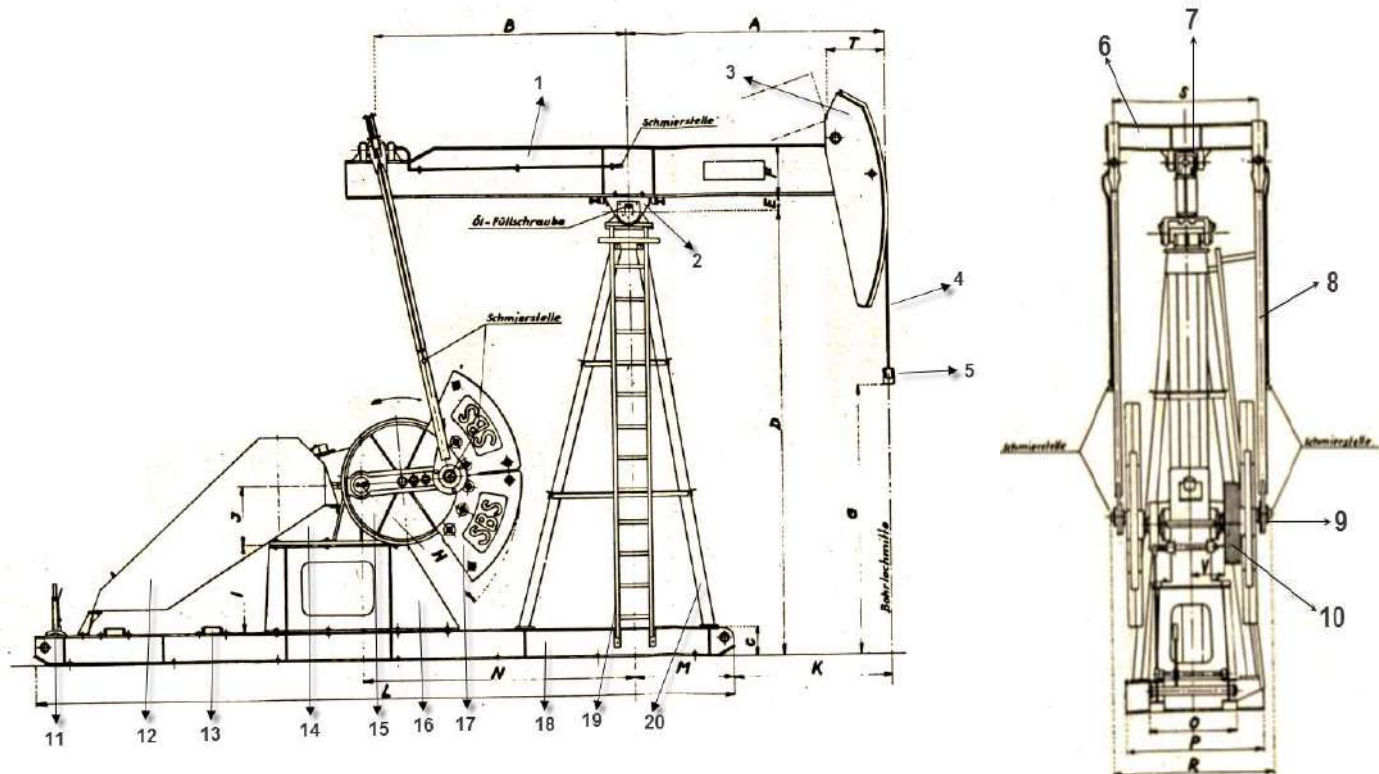


Schéma 5.1.2

Tableau 5.1.2 Les dimensions de différentes parties de l'unité pompage en mm

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	R	S	T	V
D774 – G228	2745	2665	300	4550	160	520	2750	1700	890	610	1700	7530	1070	2890	1020	1600	1860	1680	560	345

Tableau 5.1.3 La nomenclature de différentes parties de l'unité pompage

1	Balancier (Walking beam)	11	Levier de frein (Brake lever)
2	Palier support de balancier (Saddle Bearing)	12	Protecteur de courroies (Belts cover)
3	Tête de cheval (Horsehead)	13	Support moteur
4	Câble d'attache (Wire line Hanger)	14	Réducteur (Gear reducer)
5	Support de tige polie (carrier Bar)	15	Plateau de manivelle
6	Palonnier (Equalizer bearing)	16	Socle de réducteur
7	Roulement d'articulation de palonnier (Equalizer Bearing)	17	Contrepoids (counterweight)
8	Bielle double (Pitman Arm)	18	Châssis
9	Manetons ou rotule (Crank pin bearing)	19	Echelle
10	Poulie	20	Chevalement (Samson post)

5.2. Equipements de fond

Les puits du champ de Djebel Onk sont complétés en tubing Ø 2" 7/8 ancré équipé par un siège setting nipple (manchon d'ancrage) pour l'ancrage de la pompe de fond.

5.2.1. Pompe de fond :

Les pompes de fond installées pour assister les puits de champ Djebel Onk ont la désignation API suivante :
25 – 200 – RWAC

25 : Désignation du tubing size Ø 2 " 7/8

200 : Désignation du pump bore Ø 2 "

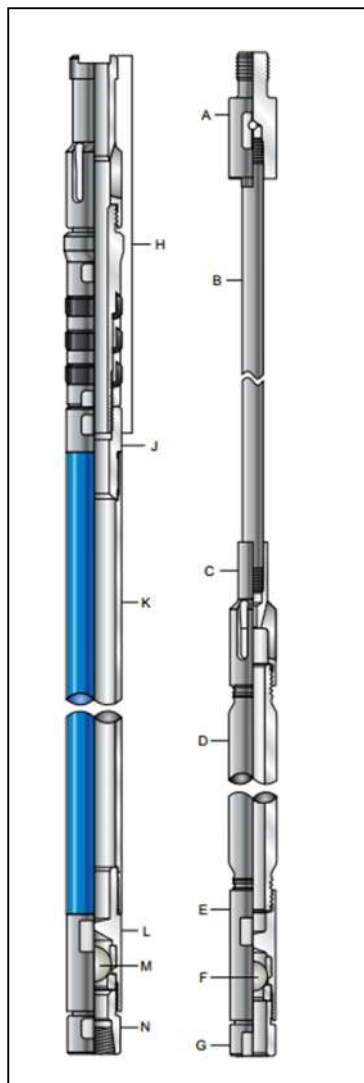
R : Désignation du Rod pump type

W : Désignation du Thin wall barrel Type (Type chemise de la pompe)

A: Désignation du Top Location seating assembly (les garnitures d'ancrage situent en haut)

C : Désignation du cup type seating assembly

Schéma 5.2.1.1



La nomenclature de différentes parties
de La pompe de fond

	Item	Description
Traveling Assembly	A	Bushing, valve-rod
	B	Rod, valve
	C	Coupling, top-plunger
	D	Plunger, pin-end, spray-material
	E	Cage, closed-plunger
	F	Valve, ball-and-seat
Seating Assembly	G	Plug, seat
	H	API 3-cup, type HR
Stationary Assembly	J	Bushing
	K	Barrel, precision steel
Stationary Assembly	L	Cage, closed-barrel
	M	Valve, ball-and-seat
	N	Bushing, barrel-cage

API - type RWAC pump

5.2.2. Caractéristiques du Puits DK9 (exemple) :

• Puits DK 9 :

Coordonnées UTM

X = 988.622 Zs = 975.99

Y = 174.096 Zt = 978.69

DK 9 a été foré et complété entre août 1961 et février 1962.

A la suite des essais, le puits a été complété avec un tubing 2"7/8 EU N 80 ancré dans le casing 7" avec un packer récupérable type BACKER 717 D et équipé par un siège (manchon d'ancrage) pour installation d'une pompe de fond.

• Le sondage DK 9 :

Le sondage DK 9 avait pour but le développement du champ de DJEBEL ONK.

• Tubage et cimentation :

○ Phase "A" de 0 à 201 m

- Tubage 9"5/8 posé le 20/08/1961, sabot à 201 m (cote sondeur)
- Composition tubage 9"5/8 : 24 tubes N 80 détubé – 47 lbs / feet - Ep 11.98.
- Cimentation effectuée avec 12 tonnes de ciment fondu + 3 tonnes de ciment fondu (à la suite de perte partielle).

○ Phase "B" de 201 à 1211 m

- Tubage 7" posé le 13/09/1961, Sabot à 1146 m (cote sondeur).
- Composition tubage 7" : 16 tubes J55 neuf – 29 lbs/ft Ep 10.36 jusqu'à 989.13 m et 102 tubes N 80 détubé – 29 lbs/ft Ep 10.36 jusqu'à la surface.
- Cimentation effectuée avec 4 tonnes de ciment 210/325 + 1200 kg de gilsonite, suivie de 9500 kg de ciment 210/325

Après perforation de cimentation à 750 m, injection de 9400 kg de ciment 210/325.

D'après l'interprétation du log CBL effectué le 06/11/1961 : Le top de cimentation est à 924 m (cote SPE).

Etat de cimentation selon le log CBL

- Casing libre jusqu'à 435 m (free pipe).
- De 435 à 550 m : cimentation médiocre
- De 550 à 625 m : moyenne à bonne cimentation.
- De 625 à 760 m : mauvaise cimentation
- De 760 à 924 m : casing libre (free pipe)
- De 924 à 1075 m : cimentation moyenne (présence des zones de mauvaise cimentation).
- De 1075 à 1150 m : bonne cimentation.

○ Phase "C" de 1211 à 1230,94 m :

- Liner crépiné 4" 1/2 posé sur fond le 12/11/1961, top du liner à 1141.57 m, ce liner est crépiné de 1217.94 m à 1167.51 m (cote sondeur).
- Composition Liner crépiné 4" 1/2 : 2 tubes N 80 détubé – 13.5 lbs/ft Ep 7.37 + 5 tubes H40 crépinés 9.5 lbs/ft Ep 5.20 + 3 tubes N 80 détubé 13.5 lbs/ft Ep 7.37.

Le fond de trou est à 1230.94 m (cote sondeur).

• Les perforations effectuées par SPE dans les zones :

- Y 31 : de 883.30 à 891.30 m
 - Y 47 : de 924.90 à 926.90 m

- A0: De 1045.90 à 1050.90 m
 De 1073.30 à 1075.80 m
 De 1091 à 1096 m
 De 1101.50 à 1104.50 m

- A 1 : De 1123.90 à 1127.40 m

- Les résultats des tests réalisés en cours et après forage :

Du 13/11 au 27/12/1961 : essai des différentes zones avec le cardwell L.120

Tableau 5.2.2.1

Date	Etat du puits	Zone testée	Cote des perforations	Nature de fluide	Débit
21 au 23/09/1961	Open hole	B	-	Boue puis brut	2.5 m³/h
13 au 16/11/1961	Liner crépiné posé	B	-	Brut	-
19/11/1961	Liner crépiné posé Après acidification	B	-	Huile anhydre	7.3 m3/h
25 au 27/11/1961	Essai dans casing perforé	A0+A1	1045.90 à 1050.90 m 1073.30 à 1075.80 m 1091 à 1096 m 1101.50 à 1104.50 m 1123.90 à 1127.40 m	Boue puis huile anhydre	2.4 m3/h
28/11 au 01/12/1961	Essai dans casing perforé après acidification et premier dégorgement	A0+A1	1045.90 à 1050.90 m 1073.30 à 1075.80 m 1091 à 1096 m 1101.50 à 1104.50 m 1123.90 à 1127.40 m	Huile anhydre	8.8 m3/h
02 au 15/12/1961	Essai dans casing perforé	Y	883.30 à 891.30 m 924.90 à 926.90 m	Huile anhydre	300l/h tombant à 0 en fin d'essai
17 au 18/12/1961	Essai dans casing perforé après acidification	Y	883.30 à 891.30 m 924.90 à 926.90 m	Huile anhydre	300l/h tombant à 0 en fin d'essai
19 au 22/12/1961	Essai dans casing perforé et liner crépiné posé	A1+B+A0	1045.90 à 1050.90 m 1073.30 à 1075.80 m 1091 à 1096 m 1101.50 à 1104.50 m 1123.90 à 1127.40 m	Huile anhydre	8.7 m3/h
22 au 27/12/1961	Essai dans casing perforé	Y	883.30 à 891.30 m 924.90 à 926.90 m	Huile avec un peu d'eau salée	Débit faible Tombe à 0

• **Les réservoirs traversés :**

Les formations géologiques traversées par le sondage DK 9 :

- Maestrichtien : de 0 à 135 (ép 135 m).
- Campanien : de 135 à 725 m (ép 590 m).
- Santonien : de 725 à 849 m (ép 124 m).
- Coniacien : de 849 à 1194.5 m (ép 345.5 m)

Le sondage DK 9 a traversé les réservoirs "Y", "A" et "B" du coniacien.

Tableau 5-2-2-2

Réservoir traversé		Profondeur (m)	Epaisseur (m)
Y	TOIT	849	216.5
	MUR	1065.5	
A	TOIT	1065.5	89
	MUR	1154.5	
B	TOIT	1154.5	40
	MUR	1194.5	

Le niveau Y de DK 9 ne possède pas d'intérêt pétrolier.

Caractéristiques pétro physiques des horizons A et B traversés par le sondage DK 9

Tableau 5.2.2.3

A	B
S = 5320. 103 m ²	S = 3900. 103 m ²
Hu = 14.2 m	Hu = 5.0 m
Ø = 0.137	Ø = 0.102
So = 0.622	So = 0.527
OWC = -247 m	OWC = -247 m
R = 4828.103 t.st	R = 768.103 t.st
PROUVE	

• **Historique et opérations réalisées sur le puits :**

DK 9 a été complété avec un tubing 2"7/8 EU ancré dans le casing 7" et une pompe de fond installée à 1123.89 m

Un enregistreur de pression de fond MAIHAK a été descendu à 1116.16 m et a indiqué une pression de gisement de 74.235 kg/cm².

Au cours des années 1962, 1963 et 1964 le puits a produit un total de 8041 tonnes et il a été fermé en 1965.

En 1966, il a été soumis à un essai d'une période de 11 jours d'ouverture et une période de 11 jours de fermeture au cours desquelles la pression de fond a été enregistrée quotidiennement.

- Puits ouvert :

- Un débit moyen de 5.25 m³/h.

- Pendant l'ouverture : $Kh = 2600 \text{ m.md}$

- Puits fermé : la première zone a donné un Kh de 7013 m.md et la deuxième zone a donné un kh de 1098 m.md.

Le calcul établi à la suite de l'essai a donné : $PG = 74.235 \text{ kg / cm}^2$ à 1116.16 m.

En 1967, le puits a produit 9156 tonnes et a atteint un régime moyen de $90 \text{ m}^3 / \text{jours}$ (puits en éruption) à la fin d'une période d'ouverture de 25 jours

La pression de gisement mesurée le 9/6/1967 (puits fermé) était de 72.65 kg/cm^2 à 1116.16 m.

• Potentiel du puits :

En 1968, le potentiel du puits était difficile à établir puisqu'il devient éruptif au bout d'une heure de pompage.

Au cours d'une période de production continue du 30/04/68 au 8/5/68, la production a atteint $103 \text{ m}^3/\text{jours}$.

Du 12 au 19/05/1968, la pression de fond en écoulement était de 66.60 kg/cm^2 à 1116.16 m.

Le calcul de l'index de productivité a donné : $IP = 0.709 \text{ m}^3/\text{h/kg/cm}^2$

Le puits a produit jusqu'au 14 novembre 1973, soit par pompage et en éruptif. A partir de cette date le puits a été fermé suite au glissement du tubing (30 cm).

Une opération de WO a été réalisée du 08/12/1973 au 17/12/1973.

Après l'opération de WO, le puits est mis en pompage durant une période de 16 heures, et a donné une production de 42 m^3 .

Du 06/06/2003 au 15/06/2003 : une opération de WO a été réalisé pour :

- Changement complétion 2"7/8 corrodée.
- Nettoyage fond du puits.

En 2010 : Nettoyage fond du puits par unité coiled tubing.

Le 03 novembre 2014 : le même phénomène de glissement du tubing s'est reproduit (30 à 40 cm) et depuis, le puits est fermé pour changement complétion et installation tête de puits.

21/11/2014 au 20/05/2015 : une opération de snubbing a été réalisé pour :

- Repêchage poisson (Sucker Rod + pompe de fond).
- Changement complétion 2"7/8 corrodée.
- Contrôle et nettoyage fond du puits.
- Changement tête de puits.

Le 09/01/2016 : une opération de traitement chimique (pompage 09 m^3 de reformat) a été réalisée par équipe BJSP/HMD.

Après un arrêt du puits DK 9 depuis le 01/06/2015 (débit nul en pompage mécanique).

Malgré toutes les tentatives et test (changement de la pompe de fond, ouverture puits sur bac, fermeture pour ré-compression etc..), le puits ne débite en éruptif à des intervalles différents et à faible débit.

Problèmes rencontrés :

- l'endommagement de la tête liner lors de sur-forage des tiges de pompage et bouchon du tube à gaz (passage négatif à la côte 1170.35 m signalé dans nos différents rapports).
- Problème de la couche à cause du pompage de 20 m^3 de saumure et d'importantes quantités de brut durant l'opération de reprise.

Le puits a été remis en service le 01/10/2017 après l'opération de WO qui a été réalisée du 26/06/2017 au 13/09/2017.

• **Données de production après reprise du puits DK9 :**

Tableau 5.2.2.4

Date du 05/10 au 31/10/2017	Production total Q_w+Q_o (m ³)	Q_o (m ³)	Q_w (m ³)
Production Cumulée	947,8	568,68	379,12
Production Journalière Moyenne	33,85	20,31	13,54

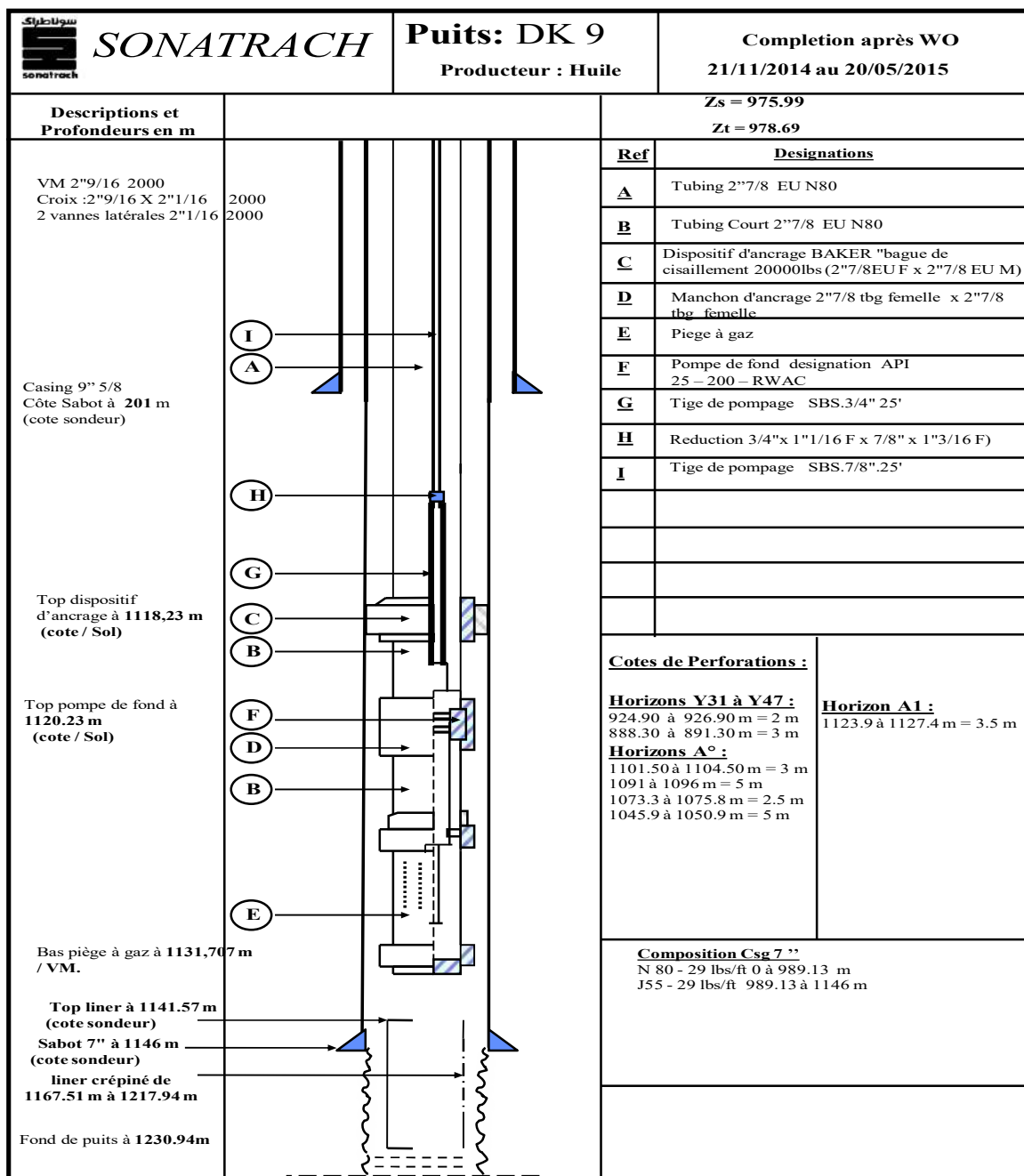


Schéma 5.2.2.1

CHAPITRE 6

PARTIE EXPERIMENTALE

Analyses physico-chimique et

caractéristiques du pétrole

de Djebel Onk

6. Analyses physico-chimique et caractéristiques du pétrole de Djebel Onk

Cette partie consiste à des analyses effectuées au niveau de laboratoire pendant les années 60 et le programme nouveau d'analyses que j'ai élaboré au niveau des laboratoires de la direction technologie et développement (CRD) Boumerdes.

6.1. Données et caractéristiques initiales du pétrole brut

Tableau 6.1.1

Composition Moléculaire de L'effluent d'un puits

Echantillon Puits DK3

Composants	% Massique		% Moléculaire	
N2	<0,01		0,05	
CO2	0		0	
C1	0,08		0,88	
C2	0,3		1,76	
C3	1,12		4,47	
i C4	0,64	1,89	1,94	5,73
n C4	1,25		3,79	
i C5	1,29	2,74	3,15	6,69
n C5	1,3		3,17	
Cyclo C5	0,15		0,37	
n C6	1,1	4,04	2,27	8,37
Cyclo C6	0,52		1,09	
Methyl Cyclo C5	0,78		1,63	
∑ iso C6	1,38		2,82	
Benzene	0,25		0,56	
C7 +	89,82		72,05	
Totaux	100,00		100,00	

Masses Moléculaires	effluent total	175,6
	C7+	219
	C12+	318

Tableau 6.1.2

Composition Moléculaire de L'effluent total

Echantillon mélange Puits DK

Composants	% Massique	% Moléculaire	
N2	0,43	2,31	
CO2	0,01	0,05	
C1	1,25	11,72	
C2	0,79	3,96	
C3	1,63	5,57	
i C4	0,80	2,07	6,67
n C4	1,78	4,60	
i C5	1,26	2,64	5,40
n C5	1,32	2,76	
C6	3,32	5,80	64,32
C7	4,83	7,25	
C8	5,21	6,87	
C9	5,62	6,6	
C 10	5,34	5,65	
C 11	3,75	3,62	
C 12+	62,66	28,53	
Totaux	100,00	100,00	

Masses Moléculaires	effluent total	150
	C7+	224
	C12+	330

6.2. Données et caractéristiques du pétrole brut

J'ai effectué les analyses au niveau des laboratoires de la direction DTD (CRD) Boumerdes entre Février et Mai 2019.

6.2.1. Caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut puits DK9 :

Tableau 6.2.1.1

Caractéristiques	Méthode	Unité	résultats
Masse volumique à 20°C	ASTM D4052	g/cm ³	0.8363
Masse volumique à 15°C	ASTM D1250	g/cm ³	0.8399
Specific Gravity 60/60°F	-	-	0.8407
°API	-	-	36.8
Tension de vapeur Reid à 37.8°C(100°F)	ASTM D323	KPa	35.60
Viscosité cinématique à 37.8°C	ASTM D445	cSt	6.778
Point d'éclair	ASTM D56	°C	<-5.1
Point de congélation	ASTM D5853	°C	-33
Point d'écoulement	ASTM D5853	°C	-30
Indice d'acidité	ASTM D664	mgKOH/g	4.07
Teneur en eau par extraction	ASTM D95	% Vol	TND
Teneur en eau et sédiment BSW	ASTM D	% Vol	TND
Teneur en soufre par RX	ASTM D4294	% Poids	0.248
Teneur en Asphaltènes	ASTM D6560	% Poids	0.30
Teneur en résidu Carbone Micro Conradson	ASTM D4530	% Poids	2.116
Teneur en mercure	EN NF 1483	µg/l	<LQ
Pouvoir calorifique supérieur (PCS)	ASTM D4809	Cal/g	10 857.8
Pouvoir calorifique inférieur (PCI)	Abaque Wuithier Tome 1	Cal/g	10 110.8

N.B :

- La conversion de la masse volumique de 20°C à 15°C est effectuée selon la table 53 A de l'ASTM D1250
- LQ : limite de quantification de l'analyse

6.2.2. Teneur en éléments métalliques du pétrole brut puits DK9

Tableau 6.2.2.1

Les Eléments Métalliques	Méthode	Unité	Résultats
Fer (Fe)	ASTM 6728	ppm	0.9
Chrome (Cr)			0.3
Plomb (Pb)			1.5
Cuivre (Cu)			0.1
Etain (Sn)			0.0
Aluminium (Al)			0.1
Nickel (Ni)			8.8
Argent (Ag)			0.3
Molybdène (Mo)			1.0
Titane (Ti)			0.0
Vanadium (V)			3.2
Bore (B)			0.0
Magnésium (Mg)			0.6
Calcium (Ca)			2.6
Zinc (Zn)			1.3
Sicium (Si)			2.3
Sodium (Na)			22.3

6.2.3. Données de la distillation TBP du pétrole brut puits DK9

Tableau 6.2.3.1

Fractions N°	Température en °C à 760 mm Hg	% Poids	% Poids cumulés	Masse volumique à 20°C, g/cm ³	Masse volumique à 15°C, g/cm ³	% Volume	% Volumes cumulés	KUOP
1	C5-	1.1	1.1	-	-	1,3	1,3	-
2	Pi-65	2.4	3.5	0,6515	0,6563	3,1	4,4	12,56
3	65-70	0.4	3.9	0,6858	0,6904	0,5	4,9	12,29
4	70-75	0.5	4.4	0,6928	0,6974	0,6	5,5	12,23
5	75-80	0.9	5.3	0,6987	0,7033	1,1	6,6	12,18
6	80-85	1.1	6.4	0,7069	0,7115	1,3	7,9	12,10
7	85-90	1.1	7.5	0,7161	0,7206	1,3	9,2	12,00
8	90-95	1.5	9.0	0,7210	0,7255	1,7	10,9	11,98
9	95-100	1.2	10.2	0,7258	0,7303	1,4	12,3	11,95
10	100-105	0.3	10.5	0,7319	0,7364	0,3	12,6	11,91
11	105-110	0.6	11.1	0,7379	0,7424	0,7	13,3	11,86
12	110-115	1.5	12.6	0,7382	0,7426	1,7	15	11,91
13	115-120	1.5	14.1	0,7409	0,7453	1,7	16,7	11,92
14	120-125	1.1	15.2	0,7478	0,7522	1,2	17,9	11,86
15	125-130	1.3	16.5	0,7544	0,7588	1,4	19,3	11,81
16	130-135	1.2	17.7	0,7578	0,7522	1,3	20,6	11,80
17	135-140	1.1	18.8	0,7593	0,7637	1,2	21,8	11,83
18	140-145	1.3	20.1	0,7606	0,7650	1,4	23,2	11,85
19	145-150	1.2	21.3	0,7643	0,7687	1,3	24,5	11,84
20	150-155	1.0	22.3	0,7689	0,7732	1,1	25,6	11,82
21	155-160	0.9	23.2	0,7738	0,7779	1,0	26,6	11,80
22	160-165	1.5	24.7	0,7767	0,7807	1,6	28,2	11,80
23	165-170	1.1	25.8	0,7779	0,7818	1,2	29,4	11,83
24	170-175	1.0	26.8	0,7818	0,7856	1,1	30,5	11,81
25	175-180	0.7	27.5	0,7830	0,7867	0,7	31,2	11,84
26	180-185	0.9	28.4	0,7869	0,7906	1,0	32,2	11,83
27	185-190	1.4	29.8	0,7878	0,7915	1,5	33,7	11,86
28	190-195	0.8	30.6	0,7909	0,7946	0,8	34,5	11,85
29	195-200	1.0	31.6	0,7990	0,8026	1,0	35,5	11,78
30	200-205	0.9	32.5	0,8033	0,8069	0,9	36,4	11,76
31	205-210	0.8	33.3	0,8039	0,8075	0,8	37,2	11,79
32	210-215	1.1	34.4	0,8045	0,8081	1,1	38,3	11,82
33	215-220	1.0	35.4	0,8050	0,8086	1,0	39,3	11,85
34	220-225	1.2	36.6	0,8087	0,8123	1,2	40,5	11,84

Fracti ons N°	Température en °C à 760 mm Hg	% Poids	% Poids cumulés	Masse volumique à 20°C, g/cm ³	Masse volumique à 15°C, g/cm ³	% Volume	% Volumes cumulés	KUOP
35	225-230	1,0	37,6	0,8124	0,8160	1,0	41,5	11,82
36	230-235	1,4	39,0	0,8161	0,8196	1,4	42,9	11,81
37	235-240	0,8	39,8	0,8205	0,8240	0,8	43,7	11,79
38	240-245	0,8	40,6	0,8274	0,8309	0,8	44,5	11,73
39	245-250	1,4	42,0	0,8294	0,8329	1,4	45,9	11,74
40	250-255	1,4	43,4	0,8295	0,8330	1,4	47,3	11,77
41	255-260	0,4	43,8	0,8304	0,8339	0,4	47,7	11,80
42	260-265	1,1	44,9	0,8305	0,8340	1,1	48,8	11,83
43	265-270	1,5	46,4	0,8314	0,8349	1,5	50,3	11,86
44	270-275	0,9	47,3	0,8320	0,8355	0,9	51,2	11,88
45	275-280	0,8	48,1	0,8327	0,8362	0,8	52,0	11,91
46	280-285	0,8	48,9	0,8333	0,8368	0,8	52,8	11,94
47	285-290	1,0	49,9	0,8339	0,8374	1,0	53,8	11,97
48	290-295	1,0	50,9	0,8354	0,8389	1,0	54,8	11,98
49	295-300	0,9	51,8	0,8369	0,8404	0,9	55,7	11,99
50	300-305	1,6	53,4	0,8408	0,8442	1,6	57,3	11,97
51	305-310	0,5	53,9	0,8446	0,8480	0,5	57,8	11,95
52	310-315	0,4	54,3	0,8485	0,8519	0,4	58,2	11,93
53	315-320	1,1	55,4	0,8498	0,8532	1,1	59,3	11,95
54	320-325	1,2	56,6	0,8510	0,8544	1,2	60,5	11,97
55	325-330	0,8	57,4	0,8551	0,8585	0,8	61,3	11,94
56	330-335	1,0	58,4	0,8591	0,8625	1,0	62,3	11,92
57	335-340	0,8	59,2	0,8650	0,8684	0,8	63,1	11,87
58	340-345	0,7	59,9	0,8693	0,8727	0,7	63,8	11,85
59	345-350	1,1	61,0	0,8697	0,8731	1,1	64,9	11,87
60	350-355	0,8	61,8	0,8700	0,8734	0,8	65,7	11,90
61	355-360	0,8	62,6	0,8704	0,8738	0,8	66,5	11,93
62	360-365	0,9	63,5	0,8707	0,8741	0,9	67,4	11,95
63	365-370	0,8	64,3	0,8749	0,8783	0,8	68,2	11,93
64	370-375	1,0	65,3	0,8800	0,8834	1,0	69,2	11,89
65	375-380	0,7	66,0	0,8850	0,8884	0,7	69,9	11,85
66	380-385	0,8	66,8	0,8881	0,8915	0,8	70,7	11,84
67	385-390	0,5	67,3	0,8912	0,8946	0,5	71,2	11,83
68	390-395	0,9	68,2	0,8939	0,8973	0,8	72,0	11,82
69	395-400	0,5	68,7	0,9016	0,9050	0,5	72,5	11,75
69	400+	31,3	100,0	0,9512	0,9545	27,5	100,0	-

N.B :

La conversion des masses volumique de 20°C à 15 °C est effectuée selon la table 53 B de l'ASTM D1250

6.2.4. Résultats du bilan de valorisation des coupes larges puits DK9

Tableau 6.2.4.1

COUPES	% Poids	Position sur brut	% Volume	Position sur brut
<u>Légers C₅ :</u>				
< C ₅	1.1	0.00-1.10	1.3	0.00-0.30
<u>Naphta légère</u>				
PI-80 °C	4.2	1.10-5.30	5.30	1.30-6.60
<u>Naphta Lourde :</u>				
80-165 °C	19.4	5.30-24.70	21.6	6.60-28.20
<u>Naphta Totale:</u>				
PI- 165°C	23.6	1.10-24.70	26.9	1.30-28.20
<u>Kérosène</u>				
165 -250 °C	13.4	42.00-55.40	13.4	45.90-59.30
<u>Gas-oils Légers</u>				
250 -320 °C	26.7	42.00-68.70	26.60	45.90-72.50
250 -400 °C	13.30	55.40-68.70	13.2	59.30-64.90
<u>Gas-oils Lourds</u>				
320 -400 °C	36.3	24.70-61.00	36.7	28.20-92.71
<u>Gas-oils total :</u>				
165- 350 °C	22.05	68.70-90.75	20.21	72.50-92.71
<u>Fuel</u>				
408- 580 °C	31.30	68.70-100.00	27.50	72.50-100.00
<u>Résidus :</u>				
400 + °C	9.25	90.75-100.00	7.29	92.71-100.00
580 + °C				

6.2.5. Distillation sous pression réduite du résidu atmosphérique " R400+°C" issu de la distillation TBP du pétrole brut puits DK9

Tableau 6.2.5.1

% Volume	Résultats
Point initial , °C	408.0
05 % vol	426.0
10 % vol	432.0
15 % vol	435.0
20 % vol	442.0
25 % vol	447.0
30 % vol	454.0
35 % vol	459.0

40 % vol	474.0
45 % vol	486.0
50 % vol	503.0
55 % vol	520.0
60 % vol	540.0
65 % vol	558.0
70 % vol	578.0
Point final , °C	580.0
Distillat, % vol	73.5
Résidu, % vol	26.5
Pertes, % vol	0.0

6.2.6. Rendement de la distillation sous pression réduite du résidu atmosphérique "R400 + °C"

Issu de la distillation TBP du pétrole brut prélevé au niveau du puit DK 09

Tableau 6.2.6.1

Fraction	% Poids	Masse volumique à 20 °C (g/cm ³)	Masse volumique à 15 °C (g/cm ³)	% Volume à 15 °C
Distillat PI- 580 °C	71.1	0.9207	0.9240	73.5
Résidu 580 ⁺	28.9		1.0426	26.5
Total	100	-	-	

N.B :

- La conversion des masses volumiques de 20 °C à 15 °C est effectuée selon la table 53 B de l'ASTM D1250
- La masse volumique du résidu 580⁺C à 20 °C a été obtenues par calcul

6.2.7. Caractéristiques physico-chimiques du Fuel " 408-580°C" issu de la distillation ASTM D1160 du pétrole brut puits DK9.

Caractéristique	Méthode	Unité	Résultats
Masse volumique à 20 °C	ASTM D4052	g/cm ³	0.9207
Masse volumique à 15 °C	ASTM D1250	g/cm ³	0.9240
Specific Gravity 60/60°F	-	-	0.9249
°API	-	-	21.5
Indice de réfraction	ASTM D1218	-	1.5107

Viscosité cinématique à 98.9° C (210° F)	ASTM D445	cST	13.05
Point de congélation	ASTM D97	°C	+33
Point d'écoulement	Par calcul	°C	+36
Indice d'acidité	ASTM D664	mgKOH/g	0.42
Teneur en soufre par RX	ASTM D4294	% Poids	0.500
Teneur en résidu Carbone Micro Conradson	ASTM D4530	% Poids	0777
Pouvoir calorifique supérieur (PCS)	ASTM D240	Cal/g	10 681.7
Pouvoir calorifique inférieur (PCI)	Abaque Wuithier Tome1	Cal/g	10 025.5

Tableau 6.2.7.1

6.2.8. Teneur en éléments métalliques du Fuel issu de la distillation

Tableau 6.2.8.1

Les éléments Métalliques	Méthode	Unité	résultats
Fer (Fe)	ASTM 6728	ppm	0.0
Chrome (Cr)			0.0
Plomb (Pb)			0.6
Cuivre (Cu)			0.0
Etain (Sn)			0.0
Aluminium (Al)			0.0
Nickel (Ni)			0.9
Argent (Ag)			0.1
Molybdène (Mo)			0.2
Titane (Ti)			0.0
Vanadium (V)			0.1
Bore (B)			0.1
Magnésium (Mg)			0.0
Calcium (Ca)			0.0
Zinc (Zn)			0.1
Sicium (Si)			0.8
Sodium (Na)	0.6		

6.2.9. Caractéristiques physico-chimiques des résidus :

Tableau 6.2.9.1

Caractéristique	Méthode	Unité	Résultats	
			R 400+	R580+
Masse volumique à 20 °C	ASTM D4052	g/cm ³	0.9512	1.0394
Masse volumique à 20 °C	ASTM D1250	g/cm ³	0.9545	1.0426
Specific Gravity 60/60°F	-	-	0.9554	1.0436
°API	-	-	16.6	4.1
Viscosité cinématique à 98.9° C (210° F)	ASTM D445	cST	42.86	17 493.3
Point de congélation	ASTM D97	°C	+30	>+50
Point d'écoulement	Par calcul	°C	+33	>+53
Indice d'acidité	ASTM D664	mgKOH/g	0.593	0.816
Teneur en soufre par RX	ASTM D4294	% Poids	7.245	24.699
Teneur en résidu Carbone Micro Conradson	ASTM D4530	% Poids	0.072	0.203
Pouvoir calorifique supérieur (PCS)	ASTM D240	Cal/g	10 561.1	10 183.7
Pouvoir calorifique inférieur (PCI)	Abaque Wuithier Tome1	Cal/g	9 941.5	9 595.7

N.B :

- La conversion des masse volumiques de 20 °C à 15 °C est effectuée selon la table 53 B de l'ASTM D1250
- La masse volumique du résidu 590 °C à 20 °C a été obtenues par calcul

6.2.10. Teneur en éléments métalliques du Fuel issu de la distillation D1160

Tableau 6.2.10.1

Les éléments Métalliques	Méthode	Unité	résultats	
			R400+	R580+
Fer (Fe)	ASTM 6728	ppm	3.1	6.0
Chrome (Cr)			0.5	0.0
Plomb (Pb)			1.1	0.0
Cuivre (Cu)			0.1	0.0
Étain (Sn)			0.0	0.0
Aluminium (Al)			0.9	0.0
Nickel (Ni)			23.0	50.4
Argent (Ag)			0.2	0.0

Molybdène (Mo)			0.5	0.0
Titane (Ti)			0.0	0.0
Vanadium (V)			5.5	2.6
Bore (B)			0.3	0.0
Magnésium (Mg)			2.4	6.1
Calcium (Ca)			11.6	25.6
Zinc (Zn)			0.3	0.3
Sicium (Si)			17.6	40.3
Sodium (Na)			51.9	275

6.2.11. Liste de modes opératoires utilisés

Tableau 6.2.11.1

Code des opérations	Intitulés des opérations
MO-GIS-R01	Echantillonnage des pétroles bruts et condensats Méthode TOTAL 547/76
MO-GIS-R02	Distillation TBP des produits pétroliers ASTM D 2892-13
MO-GIS-R03	Détermination la masse volumique des produits pétroliers par la méthodes du tube en U oscillant ASTM D 4052-11 ASTM 1250-80
MO-GIS-R04	Mesure de la viscosité cinématique manuelle ASTM D445-06, ISO 3104-94
(MO-GIS-R04)bis	Mesure de la viscosité cinématique automatique ASTM D445-06
MO-GIS-R06	Détermination de la teneur en eau dans les produits pétroliers (méthode de distillation) ASTM D95-05, ISO 3733-99
MO-GIS-R09	Détermination de la teneur en soufre dans le pétrole brut et les produits pétroliers Méthode par Spectrométrie de Fluorescence de Rayons X Dispersive en Energie ASTM D 4294-10
MO-GIS-R11	Détermination de l'indice d'acide dans les pétroles bruts et produits pétrolier méthode par titrage en présence d'indicateur coloré ASTM D974-04, ISO 6618-97
MO-GIS-R12	Point d'éclair en vase clos-Méthode TAG ASTM D56-10
MO-GIS-R14	Détermination de l'indice de réfraction des produits pétroliers ASTM D 1218-12, ISO 566-83
MO-GIS-R16	Détermination de la pression de vapeur des pétroles brut et des produits pétroliers par la procédure B « Méthode Reid » appareil semi-automatique

	ASTM D323-08, NF M 07-007
MO-GIS-R19	Distillation des produits pétroliers à pression réduite ASTM D1160-13
MO-GIS-R20	Détermination du point d'écoulement des produits pétroliers ASTM D 97- ISO 3016-95, ISO 9030-90
MO-GIS-R23 bis	Détermination de la teneur en eau et sédiment par centrifugation ASTM D96, ASTM D 4007-11 ISO 9030-90
MO-GIS-R24	Détermination de la teneur en résidu Conradson-Méthode Micro ASTM D 4530-11 , ISO 10370-93
MO-GIS-R27	Dosage des asphalthenes dans les pétroles brut et produits pétroliers appareil semi-automatique ASTM D 6560-00, NFT 60-115-00
MO-GIS-R30	Détermination du point trouble des gasoils ASTM D 2500-11
-	Détermination des points de congélation et d'écoulement du pétrole brut ASTM D5853
-	Détermination du pouvoir calorifique PCS ASTM D240
Par calcul	Détermination du pouvoir inférieur PCI Abaque Wuithier Tome 1
MO-GIS-M05	Détermination de la teneur en mercure Méthode interne élaboré à partir de la norme EN NF 1483
MO-GIS-M17	Détermination des élément métallique ASTM D6595, ASTM D 6728

CHAPITRE 7

Problèmes techniques rencontrés

7. Problèmes techniques rencontrés

Les puits du champ de Djebel Onk a connu depuis 10 ans de production une diminution de production successive après chaque opération de nettoyage mécanique soit par unité wireline ou par de changement des garnitures de la pompe.

Après plusieurs investigations cette diminution de production a été causé par le bouchage des perforations de la section de production ainsi que sur les installations de production (pompe, tiges de pompage et tubing) par la réduction de la section de passage suite aux dépôts des composants lourds aux parois du casing et tubing.

7.1. Au niveau du fond du puits et section de production :

Schéma 7.1.1

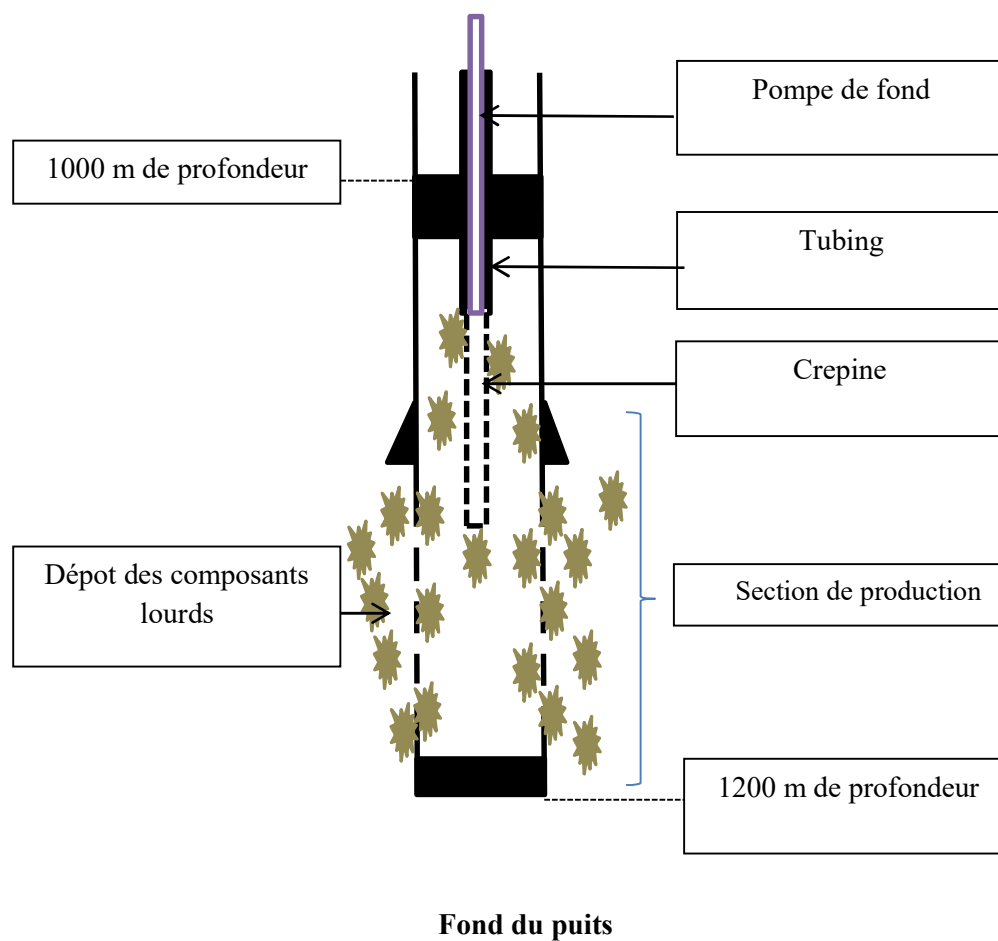


Schéma 7.1.1

7.2. Au niveau de la pompe de fond et équipements mécaniques :

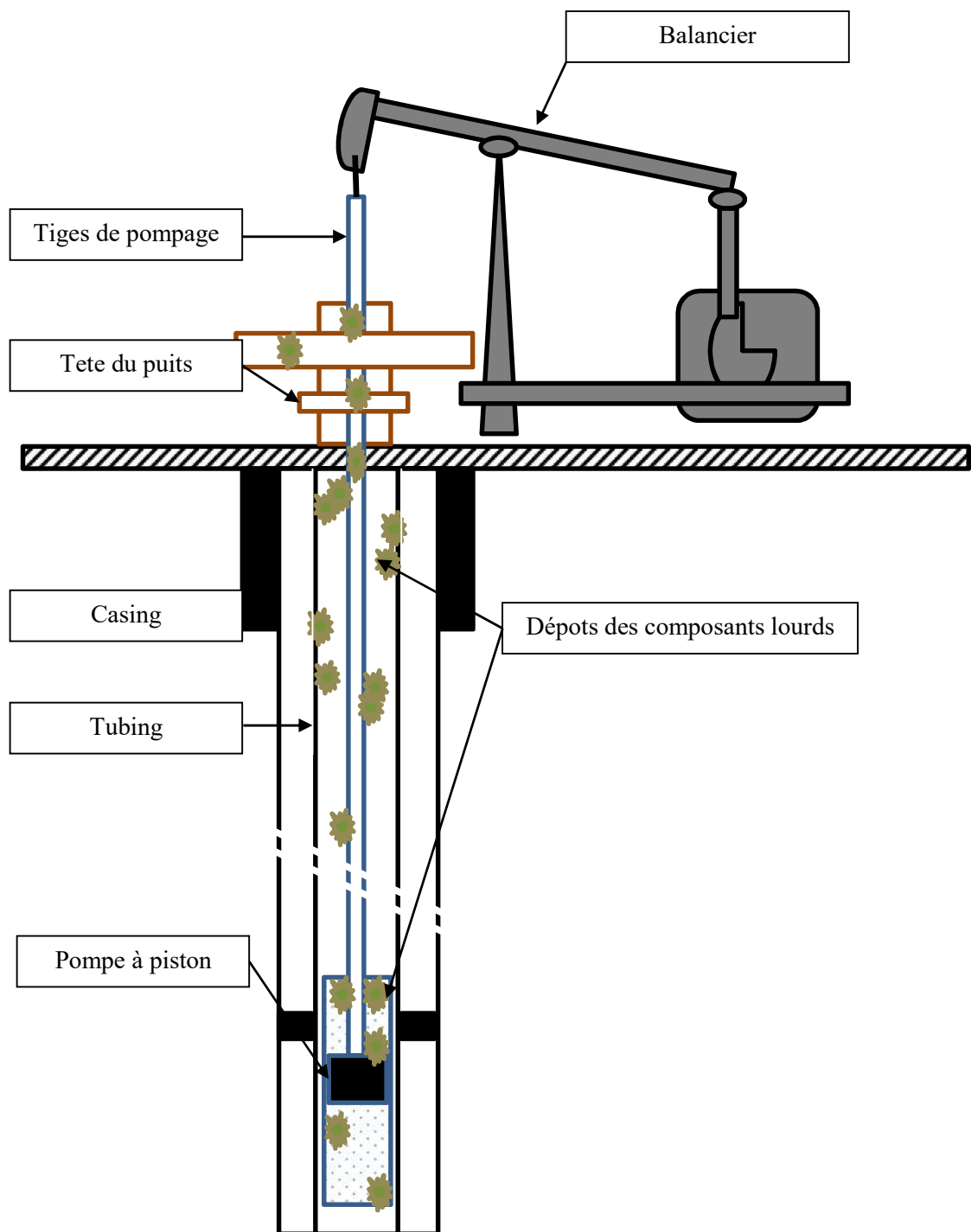


Schéma 7.2.1

CHAPITRE 8

Etude avec essais laboratoire

8. Etude avec essais laboratoire

8.1. Composition chimique :

La composition chimique des échantillons de pétrole brut est déterminée dans ce travail par chromatographie en phase gazeuse.

Tableau 8.1.1

Chemical composition of crude OILS : DK#2, DK#9 and storage tank oil

Component	Weight %		
	Well DK#2	Well DK#9	Storage tank oil
nC ₁	0,000	0,001	0,000
nC ₂	0,001	0,002	0,002
nC ₃	0,043	0,055	0,054
iC ₄	0,066	0,083	0,084
nC ₄	0,251	0,297	0,303
neo-C ₅	0,000	0,000	0,002
iC ₅	0,448	0,510	0,520
nC ₅	0,564	0,627	0,635
C ₆ group	1,699	2,123	2,212
Benzene	0,139	0,156	0,154
C ₇ group	4,371	4,760	4,814
Toluene	0,407	0,443	0,445
C ₈ group	5,738	6,404	6,372
Ethylbenzene	0,119	0,132	0,138
M-and P-Xylenes	0,421	0,454	0,467
O-xylene	0,472	0,526	0,221
C ₉ group	4,168	4,704	5,039
C ₁₀ group	4,962	5,617	5,587

C ₁₁ group	3,973	4,517	4,498
C ₁₂ group	3,754	4,270	4,269
C ₁₃ group	3,870	4,394	4,376
C ₁₄ group	3,286	3,738	3,786
C ₁₅ group	3,420	4,007	3,996
C ₁₆ group	2,982	3,432	3,246
C ₁₇ group	3,263	3,726	3,953
C ₁₈ group	2,637	2,862	2,764
C ₁₉ group	1,962	2,402	2,545
C ₂₀ group	2,451	2,531	2,462
C ₂₁ group	1,747	2,205	2,307
C ₂₂ group	1,920	2,124	1,819
C ₂₃ group	1,745	1,969	2,007
C ₂₄ group	1,672	1,773	1,874
C ₂₅ group	1,533	1,520	1,742
C ₂₆ group	1,413	1,578	1,616
C ₂₇ group	1,289	1,544	1,443
C ₂₈ group	1,348	1,413	1,501
C ₂₉ group	1,304	1,503	1,515
C ₃₀ group	1,332	1,501	1,524
C ₃₁ group	1,219	1,389	1,361
C ₃₂ group	0,965	1,241	1,316
C ₃₃ group	1,005	1,168	1,067
C ₃₄ group	0,957	1,022	0,962
C ₃₅ group	0,790	0,949	0,934

C ₃₆₊	24,294	14,328	14,068
Total	100,000	100,000	100,000

Les résultats de composition chimique montrent que les pétroles bruts du gisement DK sont relativement riches en fractions lourdes, la fraction en C₂₀ + présente plus de 40% alors que la fraction légère inférieure à C₇ dépasse légèrement 3% de la composition totale.

8.2. Teneur en asphaltènes :

Pour déterminer la teneur en asphaltènes dans le pétrole brut, nous avons utilisé la norme NFT60 115. Les résultats de la teneur en asphaltènes montrent que tous les échantillons de pétrole brut ont une teneur infime en asphaltènes inférieure à 1%. Toutefois, le pétrole brut du puits DK n ° 9 a la teneur la plus élevée (0,43% en poids), comme indiqué dans le tableau VII-2-1

Tableau 8.2.1

Résultats de la teneur en asphaltènes

Sample	Asphaltenes (wt %)
Well DK#2	0.28
Well DK#9	0.43
Storage tank oil	0.34

8.3. Contenu de paraffine :

Deux méthodes ont été appliquées dans notre laboratoire pour mesurer la teneur en paraffine du pétrole brut; Mesure du Cold finger et norme UOP 46-64. La première méthode consiste à déterminer la teneur en paraffine en créant une température de référence entre le Cold finger et l'huile. Cependant, les paraffines à n-paraffine commencent à se cristalliser sous le mécanisme de la diffusion moléculaire. La deuxième technique peut être considérée comme une complexation chimique des particules de paraffine par addition de solvants tels que l'éther de pétrole et l'acétone à l'échantillon dans des conditions thermodynamiques spécifiées.

Tableau 8.3.1

Résultats de teneur en paraffine

Sample	Wax (wt %)
--------	------------

Well DK#2	2.66
Well DK#9	2.62
Storage tank oil	2.85

La norme UOP 46-64 fournit la totalité de la paraffine cristallisante dans le pétrole brut. Les résultats illustrés dans le tableau VII-3-1 montrent que ces pétroles bruts ont des valeurs proches, d'environ 3% en poids.

8.4. Méthode Cold finger

Pour mener cette étude d'évaluation, quatre températures de la sonde ($T = 5^{\circ}\text{C}$, 0°C , -5°C , -10°C), trois temps de séjour (2h, 4h, 6h) ont été choisis pour étudier l'influence de la température et du temps sur le dépôt de paraffine.

Tableau 8.4.1

Teneur de paraffine sous différentes températures et différentes durées

Sample	5 °C			0 °C			-5 °C			-10 °C		
	2h	4h	6h	2h	4h	6h	2h	4h	6h	2h	4h	6h
Well DK#2	0.15	0.15	0.15	0.19	0.22	0.28	0.31	0.45	0.51	0.82	1.02	1.11
Well DK#9	0.20	0.20	0.20	0.60	0.63	0.73	0.64	0.77	0.85	1.42	1.7	1.72
Storage tank oil	0.29	0.29	0.29	0.87	1.22	1.36	1.07	1.37	1.89	1.43	1.69	1.82

Le dispositif Cold Finger ne peut fournir que la quantité de paraffine déposée dans les conditions souhaitées. Les résultats illustrés dans le tableau montrent que la quantité de dépôt de paraffine augmente avec le temps à basses températures.

8.5. Point d'écoulement

Le principe de fonctionnement du testeur de point d'écoulement est basé sur la méthode de rotation ASTM D5985. L'échantillon est chauffé jusqu'à une température donnée, puis refroidi jusqu'à ce que le pendule cesse de tourner en raison de l'augmentation de la viscosité. Lorsque l'échantillon devient plus visqueux, la rotation du pendule s'arrête. Cela indique que le point d'écoulement est atteint et que le capteur de température mesure la température du point d'écoulement

Tableau 8.5.1

Propriété du point d'écoulement pour les pétroles bruts

Sample	Pour Point °C
--------	---------------

Well DK#2	26.3
Well DK#9	-3.35
Storage tank oil	3.7

Les résultats obtenus des tests de point d'écoulement effectués sur les trois pétroles bruts montrent que les pétroles bruts DK # 2 et DK # 9 ont un point d'écoulement très bas, ce qui signifie que ces bruts contiennent une très faible quantité de paraffine cristallisante. Néanmoins, le pétrole du réservoir de stockage est relativement riche en paraffine cristallisante avec un point d'écoulement de 3,7 ° C.

8.6. Température d'apparence de paraffine :

Le dispositif Wax Loop est développé pour évaluer les différentes conditions d'accumulation de dépôts de paraffine. Il simule en dynamique le comportement d'un pétrole brut chaud circulant dans un pipeline froid. Un gradient thermique est nécessaire pour former un dépôt ; dès que la température de l'échantillon atteint la température d'apparition de la paraffine WAT, la paraffine commence à se cristalliser dans la paroi interne du tube, ce qui est confirmé par l'augmentation de la pression différentielle entre l'entrée et la sortie de la canalisation. Les températures relevées pour les trois échantillons sont indiquées dans le tableau 8.6.1

Tableau 8.6.1

Résultats de température d'aspect de paraffine

Sample	WAT °C
Well DK#2	18
Well DK#9	18.5
EXP tank	17.5

Les résultats obtenus (tableau 8.6.1) montrent que les trois huiles représentent une teneur en eau relativement élevée, ce qui permet de conclure que ces huiles ont une teneur relativement élevée en molécules de paraffine (alcane avec un nombre de carbones supérieur à 18). De plus, ces résultats sont conformes à la teneur en paraffine des huiles trouvée par les deux méthodes (norme UOP 46-64, Cold finger), à l'analyse GC et aux facteurs KUOP. Ainsi, pendant toutes les étapes de la production, ces températures d'huile doivent rester au-dessus de leur WAT correspondant.

8.7. Tests d'efficacité des inhibiteurs en statique :

8.7.1. Inhibiteur AP104

Les tests ont été réalisés avec le dispositif Cold Finger en ajoutant différentes concentrations de l'inhibiteur AP104 aux bruts provenant du champ de Djebel Onk, afin d'évaluer son efficacité. Les conditions de fonctionnement sont résumées dans le tableau 8.7.1.1.

Tableau 8.7.1.1

Conditions opératoires

Parameters	Value
Bath temperature (°C)	35
cold finger temperature (°C)	-5
stirring speed (rpm)	400
Interval of treatment (ppm)	10 to 70
Test duration	4h

Les résultats des tests d'efficacité AP104 sur les pétroles bruts du champ de Djebel Onk sont présentés dans le tableau 8.7.1.2

Tableau 8.7.1.2

Les résultats des tests d'efficacité AP104 sur les bruts du champ de Djebel Onk

AP104 concentration (ppm)	Well DK#9		EXP tank oil		Well DK#2	
	Wax deposit (W%)	Efficiency (%)	Wax deposit (W%)	Efficiency (%)	Wax deposit (W%)	Efficiency (%)
0	100	0	100	0	100	0
20	55.53	44.47	70.43	29.57	118.17	-18.17
30	48.96	51.04	91.36	8.64	64.68	35.32
40	58.15	41.85	114.68	-14.68	63.61	36.39
50	75.33	24.77	97.21	2.79	43.55	56.45
60	107	-7	89.38	10.62	60.08	39.92
70	115.83	-15.27	111.33	-11.33	93.73	6.27

L'inhibiteur de paraffine AP104 testé en statique a donné les meilleurs résultats avec le pétrole brut du puits DK # 9 aux concentrations de 20, 30 et 40 ppm. Tandis que, pour le pétrole brut de réservoir EXP, il réduit légèrement le dépôt de paraffine

Jusqu'à 70,43% équivalent avec un rendement de 29,57% à la concentration de 20 ppm. Pour les autres concentrations d'inhibiteur, il n'y a pas d'influence importante à remarquer. Dans le cas du puits DK # 2 brut, on remarque que l'efficacité de l'inhibiteur de l'AP104 est considérable aux concentrations de 30, 40, 50 et 60 ppm.

8.7.2. Tests d'efficacité des inhibiteurs AP104 et CHIMEC 6836 sur dynamique :

Ce test a été réalisé en dynamique par le WAXLOOP en utilisant deux inhibiteurs (CHIMEC 6836 et AP104) à différentes concentrations afin de déterminer à quelle concentration et de quel inhibiteur la température d'apparence de la paraffine diminue, ce qui signifie que la probabilité de dépôt de la paraffine est faible. Les résultats sont résumés dans les tableaux VII-4-2-1 et VII-4-2-2 :

Tableau 8.7.2.1

Tests d'inhibition avec AP104 à différentes concentrations

Sample AP104 (ppm)	Wax appearance temperature °C		
	Well DK#9	EXP tank oil	Well DK#2
Blanc	18.5	17.5	18
20	18.5	18	18
30	-	18.5	17
50	18.5	17	18

Tableau 8.7.2.2

Tests d'inhibition avec CHIMEC 6836 à différentes concentrations

Sample CHIMEC6836 (ppm)	Wax appearance temperature °C		
	Well DK#9	EXP tank oil	Well DK#2
Blanc	18.5	17.5	18
20	16.5	17	17
30	17.5	16	16
50	18.5	16	16

8.8. Caractérisation des dépôts

Lorsque des dépôts se forment dans n'importe quelle partie du système de production pétrolière, il est nécessaire de les éliminer avec des techniques spécifiques ; il peut être mécanique, chimique, thermique, etc. Pour sélectionner la méthode qui permettra d'éliminer avec succès ces dépôts, il est nécessaire d'identifier

leur nature organique ou minérale, telle qu'elle est effectuée dans le présent travail pour les dépôts prélevés dans la région de Bir El Ater.

Tableau 8.8.1

RESULTATS DE LA CARACTERISATION ORGANIQUE / MINERALE

Sample	Tenor of organic material (wt %)	Tenor of mineral material (wt %)
DK#2 deposit	99.066	0.934
DK#3 deposit	31.508	68.492

Les résultats de la caractérisation, illustrés dans le tableau 8.81, montrent que le gisement DK # 2 est principalement organique avec une infime teneur en matière minérale, mais que le gisement DK # 3 est minéral avec une petite quantité de matière organique. L'identification de la nature de la matière organique a révélé que la matière organique des deux gisements est paraffinique, comme l'illustre sur le tableau 8.82.

Tableau 8.8.2

Résultats de la caractérisation paraffine / asphaltènes

Sample	Tenor of wax (wt %)	Tenor of asphaltene (wt%)
DK2 deposit	97.857	1.209
DK3 deposit	29.434	2.074

Pour identifier la composition minérale du DK3, des analyses de diffraction aux rayons X et de fluorescence X ont été effectuées afin de déterminer simultanément la composition minérale et élémentaire du gisement DK # 3.

Les résultats de l'analyse cristallographique aux rayons X des différents constituants du gisement DK # 3 sont présentés dans le tableau 8.83.

Tableau 8.8.3

Résultats de la diffraction des rayons X

Mineral Composition of DK#3 deposit	
Quartz	Si O ₂
Calcite	Ca (CO ₃)
Microcline	Al1K _{0.95} Na _{0.05} O ₈ Si ₃
Hematite	Fe ₂ O ₃

Argiles : Montmorillonite	$(\text{Na}, \text{Ca})(\text{Al}, \text{Mg})_2\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2$
Halite	Na Cl

L'analyse par rayons X fournit la composition chimique élémentaire. Les résultats de l'analyse chimique réalisée sur le gisement DK-3 sont présentés dans le tableau 8.8.4

Tableau 8.8.4

Composition chimique élémentaire puits DK#3

Chemical elements	Wt(%)
Na ₂ O	0.56
MgO	0.48
Al ₂ O ₃	2.61
SiO ₂	86.08
P ₂ O ₅	0.51
SO ₃	0.40
K ₂ O	0.89
CaO	4.00
TiO ₂	0.12
Mn ₂ O ₃	<0.01
Fe ₂ O ₃	0.73
Cl	0.55
SrO	<0.01
PAF	3.00
Total	99.93

L'analyse minéralogique réalisée par DRX a révélé que le gisement DK#3 est principalement constitué de quartz et accessoirement de calcite. La présence d'autres minéraux (microcline, hématite, halite et montmorillonite) à faible ou à l'état de traces est notée.

De plus, l'analyse chimique de la partie minérale révèle que le gisement est composé principalement de silicium (Si), de calcium (Ca) et d'aluminium (Al). Néanmoins, Fe (Fe), Sodium (Na), Magnésium (Mg), Soufre (S), Potassium (K), Phosphore (P), Chlore (Cl) et Titane (Ti) sont présents en petites quantités. Pour le reste des éléments chimiques, ils se présentent sous forme de traces.

CHAPITRE 9

**Concrétisation des résultats
et aspect économiques**

9. Concrétisation des résultats et aspect économiques

Le problème lié à la paraffine apparaît tout au long du processus de production sur presque la majorité des types de pétrole brut dans le monde entier.

Il apparaît également dans le processus de séparation et le transport de pétrole brut sur de longues distances, les opérateurs pétroliers dépensent des millions de dollars chaque année pour contrôler les dépôts de paraffine et pour traiter d'autres problèmes liés aux dépôts minéraux.

Des dépenses de cette ampleur ont évidemment un impact significatif sur les bénéfices.

Cette étude présente des recherches d'identification des composants lourds et de choix d'un nouvel additif chimique pour le contrôle des dépôts de paraffine et son application réussie sur le champ pétrolier de Djebel Onk.

9.1. Concrétisation des résultats

Les résultats obtenus par les analyses et tests effectués aux laboratoires d'analyses de la direction technologie et développement Sonatrach-Boumerdes identifient les types des dépôts et composants lourds dans le pétrole du champ de Djebel Onk, et une carte d'identité regroupant toutes les caractéristiques chimiques.

9.1.1. Natures des dépôts

La détermination de cold finger point, point d'écoulement, la température d'apparence des paraffines, le pourcentage massique ainsi que la nature paraffinée des dépôts sont nous orientent de choisir et/ou d'adapter un type de produit (inhibiteur) pour lutter contre la déposition au niveau de processus de production.

Sur les deux puits du champ de Djebel Onk qui souffrent de plus de phénomène de dépôts, le pourcentage de paraffines moyen est de 64% et des dépôts minéraux de 15%.

9.1.2. Essais du choix d'un inhibiteur

Après avoir identifié la nature des dépôts, plusieurs essais de laboratoires sur le mélange ont été effectués au laboratoire sur la base de rendre les paraffines miscibles dans le pétrole brut, deux types d'inhibiteurs choisis selon l'efficacité et la disponibilité sur le marché algérien.

Le PROCHECOR P104 et CHIMEC 6836 sont les deux inhibiteurs efficaces de la lutte contre les paraffines par la réduction de la température d'apparence des paraffines, un rapport moyen en volume inhibiteur /pétrole de 30 ppm /m³ à donner un rendement entre 50% et 65% au niveau de laboratoire,

9.2. Perspective

Au niveau des puits il est nécessaire de choisir un solvant de caractéristiques stables pour véhiculer l'inhibiteur au niveau de processus et la section de production au fond des puits,

Le volume total est de de processus et la section de production est de 5 m³ et volume d'inhibiteur nécessaire est de 150 litre, le gasoil ou un pétrole léger sont les meilleurs pour ne pas avoir un impact sur les caractéristiques du pétrole ainsi que sur les matériaux du fond de puits.

Cette opération de stimulation sera programmée après avoir les autorisations nécessaires de la hiérarchie de la division production Sonatrach.

9.2.1. Planning des opérations

Le mélange solvant-inhibiteur à injecter au fond du puits après le démontage de la pompe de fond pour assure une bonne circulation d'une façon interjetant chaque 03 ou 6 mois en fonction du suivi de la production pendant la période qui suit l'opération.

L'injection de mélange accompagné d'arrêt de production pendant 24 heures minimum pour donner un temps de réaction avec les dépôts de paraffines, une fois la pompe remontée et démarrée le rendement de l'opération détecté, à la base du premier mois de production le planning des opérations doit adapter au besoin de la nomination de la production.

9.2.2. Aspect technoeconomique

Les avantages économiques et la rentabilité de l'utilisation de ce produit chimique pour empêcher le dépôt de paraffines ont été démontrés au laboratoire et en prochainement dans une évaluation de la performance sur le terrain,

En historique plusieurs opérations de stimulation effectuées sur les puits du champ Djebel Onk mais avec aucune résultat d'augmentation de production, par la raison de l'ignorance de la nature des dépôts.

Une moyenne de 50.000 US\$ par an pendant plusieurs années était la dépense de la société pour la résolution de ce problème, prochainement et après cette étude l'investissement sur une base scientifique a un sens important pour la Sonatrach.

Une évaluation préliminaire d'une seule opération par puits est environ 500.000 DA, en total pour les 6 puits est de 3.000.000 DA avec un gain de production de 25% soit 150 barils par jour.

10. Conclusion générale

Cette thèse nous a permis d'identifier la nature, la composition et les caractéristiques des composants lourds source de problème de bouchage au niveau de processus de production des puits du champ de Djebel Onk.

Le problème des dépôts de paraffine dans le tubing, la pompe de fond et le mécanisme mécanique durant la production et le transport d'un brut paraffiné.

L'idée d'entamer cette étude a été après plusieurs tentatives de stimulation ont été effectuées sur les puits sans donner un rendement et avec un coût important par l'absence d'analyses, de caractéristiques physico-chimiques ainsi que l'identité exacte que ce soit le pétrole brut ou les composants lourds.

Le travail de cette thèse a été basé sur la nature et les caractéristiques de gisement et l'historique de problème et a été développé par les analyses chimiques et les tests expérimentaux.

Le caractère essentiel des analyses et tests c'est la présence des dépôts de paraffines avec un teneur élevé jusqu'à 65% en moyenne et 96% dans quelques puits et aussi la présence des minéraux à base de silice et d'argile, ce qui était manqué lors des opérations précédentes.

Les caractéristiques du brut nous permettent de programmer d'essais sur plusieurs produits chimiques disponibles au marché, les essais et tests montrent que les paraffines dessous avec la présence soit de PROCHENOR P104, soit par CHIMEC 6836 d'une concentration de 30 ppm.

L'objectif de cette étude est d'identifier ce type de pétrole de telle façon d'établir un programme en perspective de réaliser les résultats des essais et tests sur les puits du champ de Djebel Onk par le choix d'un solvant porteur stable comme le gasoil ou le pétrole brut mort selon une fréquence adéquate et expérimentale pour que l'épaisseur de paraffines n'atteint pas un seuil élevé et bouche la section et le processus de production.

Le coût d'une opération de stimulation proposé par cette nouvelle étude représente une dépense minimale par rapport au gain de production d'une part, d'autre part l'arrêt de toute opération coûteuse sans savoir les caractéristiques exactes du pétrole.

11. Bibliographié

- SNC Repal : Documentation de recherche géologique et production de pétrole de la région de Djebel Onk 1960-1971.
- Amine Benallal , These Doctorat : Hydrodynamique de l'accumulation des dépôts de paraffines dans les conduites pétrolières ; université de paris.
- Dean Smith R&M Energy Systems. A Unit of Robbins & Myers, Inc: Rod Rotator Torque in Rod Strings
- Direction régionale Sonatrach DP Hassi Messaoud : Archives des rapports de suivi des puits de Djebel Onk 1971-2017.
- Djeddi Abdelghani, Thèse M2: Comparaison des caractéristiques des pétroles bruts en Algérie.
- HDD Human development consultants LTD: Discribe and operate beam pump
- Laboratoires d'analyses (CRD) DTD Sonatrach-Boumerdes : analyses et essais laboratoires 2019.
- LUFKIN OIILLFFIIEELLD PRODUCTTSS GROUP : Oil field general catalog 200-2009.
- Petroleum extension service, 1981 courtesy of texas at austin USA : ROD PUMPING OVERVIEW.
- Schlumberger Hassi-Messaoud 2017: Stimulation Lab Support Asphaltene Sample from Well No. Djebel Onk Field.
- Schlumberger Hassi-Messaoud 2018: Technical Proposal SONATRACH-DP-DJBEL ELONEK TEBESSA – Bir El Ater Coiled Tubing Operation Perforations Wash Xylene / Diesel Blend Squeeze.
- Weatherford Sucker Rods: Choices in technology for your sucker-rod needs.

SITES INTERNET

- <http://www.onepetro.org/> : Paraffin Precipitation During Fracture Stimulation
- <https://petrowiki.org/> : Formation damage from paraffins and asphaltenes
- <https://www.slb.com/> : Prevent paraffin inhibitors
- <https://global.shopbakerhughes.com/>
- <https://www.nature.com/> : Alleged Stimulation of Moulds by Paraffin in Heavy Water

12. Annexes

ANNEXES