REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série : ……/2019

Université Kasdi Merbah Ouargla

Faculté des hydrocarbures, des energies renouvelables des sciences de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

Abdessalem BOUALLAG, Ahmed LAKHDARI et Ala Eddine BOUSSALEM

-THEME-

Water shut off pour les puits verticaux

Soutenue le : 19/06/2019 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr.FENAZI Bilel	enseignant	Univ. Ouargla
Examinateur :	Mr.ATLILI Med Elhadi	Cadre	Sh/Dp HMD
Encadreur :	Mr.CHETTI Djamel Eddine	enseignant	Univ. Ouargla

Nous exprimons tout d'abord, nos profonds remerciements et louanges à Dieu tout puissant, qui nous a guidés sur le droit chemin et nous a donnés le courage et la volonté de nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce travail.

Remerciements

Nous tenons à exprimer nos remerciements les plus sincères à notre encadreur Mr Chatti Djaml, pour son grand soutien au travail.

Nous n'oublions pas de remercier également Mr. Boussalem Rachide, qui fut la première à nos faire découvrir le sujet qui a guidé notre mémoire.

Nous désirons aussi remercier l'enseignant de l'université d'Ouargla spécialement Mr. Atili Abd El Hadi, qui nous a fourni les outils nécessaires à la réussite de notre étude universitaire.

Nous remercions vivement les membres de jury qui nous honorent, en jugeant notre mémoire de Master.

Enfin, tous nos remerciements vont à nos familles et nos amis de l'UKMO qui sont nombreux et qui nous ont aidés et encouragés.

Dédicace

Avant tout, je me prosterne devant le tout puissant Allah de m'avoir donné la force et la volonté pour réaliser ce travail.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.

A mon cher père, pour tous les conseils qui m'a donnés, le soutien qui m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour qu'il me voie réussir.

Parisnajd.com

A mes chères sœurs : DR.NAWEL et Chahrazed

A mon cher frère : ABDELHALIM

A tous mes amis : Mohammed Kaino, Walid, Haider, Affif et surtout le groupe B39

A mon trinômes : ALA EDDINE ET AHMED

A notre encadreur : CHETTI DJAMEL

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

BOUALLAG ABDESSALEM

Parisnajd

Dédicace

Je dédie cette thèse à...

Ma très chère mère

qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi (que dieu la miséricorde)

Mon très cher père

pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

Ma très chère sœur et Mes très chers frères

Je vous exprime à travers ce travail mes sentiments de fraternité et d'amour.

Tout ma famille

Surtout mes tantes et mes oncles F.Brahim,F.Lotfi,F.Salim,F.Sassi , L.Said et T.MED Bahi-Eddin
qui m'ont soutenue durant toute la durée de mes études, qui m'ont accueilli chez eux, m'ont encouragé et m'ont aidé à faire mes études dans les meilleurs conditions.

Tous mes amis

Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur,
de santé et de réussite à mes amis surtout le group B39 et mon trinômes:
Ala Eddine et Abdessalem

Ahmed

© Ladie Lynn

Dédicace

Pour chaque événement dans ma vie, je ne manquerai pas d'avoir une pensée à toutes les personnes qui m'ont donné le courage et l'enthousiasme.

À mes chères parents qui m'ont toujours poussé vers le meilleur de moi et qui ont tout sacrifié pour assurer ma réussite, mon confort et satisfaire à mes besoins.

À mes chers frères: Hamza, Salah eddine, kheyre eddine, Chiheb eddine et Taki eddine.
À ma chère soeur: Rahma

À mes cousines Souaci Jouhaïna et Lina pour leur précieuse aide
à la relecture et à la correction de mon mémoire.
À mes grands-parents, mes oncles et mes tantes qui m'ont soutenu
durant tout le long de mes études, qui m'ont accueilli chez eux, m'ont encouragé et m'ont aidé à faire mes études dans les meilleures conditions.

À mon trinôme Ahmed et Abdessalem et tous mes amis. Je tiens spécialement à faire une dédicace à Rauf et Hachem qui ont toujours été là pour moi. Leur soutien inconditionnel et leurs encouragements ont été d'une grande aide.

À tout le groupe B39

MERCI A TOUS MERCI POUR TOUT

ALA EDDINE

© Ladie Lynn

Table des matières

Remerciement… I

Dédicace..... II

Résumé III

Liste des figures… IV

Liste des tableaux. V

Liste des abréviations…..... VI

Introduction générale..... 01

Chapitre I : Généralités sur la production excédentaire de l'eau

Introduction… 03

Les sources d'eau 03

L'eau de balayage 03

Bonne eau…04

Mauvaise eau 04

Les déférents mécanismes de production d'eau. 04

Problèmes liés à la complétion 04

Problèmes liés au réservoir 06

Les problèmes causés par la production de l'eau 09

Les dépôts 09

La corrosion 09

L'alourdissement de la colonne hydrostatique 09

Le blocage à eau 09

La production de sable…..... 09

Les émulsions 09

Options de Gestion de l'eau Produite 10

Minimisation.....10

Recyclage/réutilisation (Réinjection pour Maintien de Pression) 11

Élimination… 12

Coût associé à la production d'eau….....13

Coûts de traitement.....13

Traitement de l'eau produite 14

Chapitre II : Les méthodes de Diagnostiquer des Problèmes

Introduction..... 15

Les essais de puits et les techniques de diagraphie pour diagnostiquer

les mécanismes de production d'eau (WMPs)….....16

Techniques analytiques et empiriques pour le diagnostic des (WPMs)….....16

Plot de récupération (Recovery plot)….....17

plot d'historique de production.....17

Analyse de courbe de déclin….....18

L'analyse des périodes de fermeture et de refoulement…..... 19

Analyse nodale… 19

Analyse de logarithme de le WOR..... 21

Chapitre III : Les techniques de Water Shut Off et leur stratégie

Introduction….....24

Définition du Water Shut-Off…..... 24

Solution mécanique 24

Plugs et Packers 25

Tubing Patches (Pièces de tubing)..... 27

Facteurs affectant le succès des solutions mécaniques… 28

Solution chimique..... 28

Gels d'étanchéité..... 28

Avantage de traitement de gel par rapport au traitement de ciment… 30

Les Modificateurs de Perméabilité Relatifs (RPM)… 30

Une stratégie de lutte contre les excédents Production d'eau… 32

La stratégie proposée 33

Chapitre IV : ETUDE DE CAS

Introduction….....39

Situation géographique..... 39

Cadre géologique..... 40

Section stratigraphique du réservoir..... 41

Les champs de la région….....41

Champ de Haoud Berkaoui (HBK).....42

Champ de Benkahla(BKH)..... 43

Le puits BKP2… 44
Historique du puits…..... 44
Comportement du puits (bouchages)… 45
Investigation… 46
Décision… 49
Réalisation et évaluation du Water Shut-Off…..... 49
Exemple explicative de la méthodologie de diagnostic de WPM avec les plots
WOR et WOR' pour un puits 51
diagnostic avec WOR plot et sa dérivée 51
IV.7.3. Etude économique 54
CONCLUSION ET RECOMENDATIONS
Conclusion 60
Recommandations… 61
Bibliographie
Annexes

Liste des figures

Figure I.1 : Système de gestion de l'eau dans les champs de pétrole et de gaz. **03**

Figure I.2 : Bonne et mauvaise eau. **04**

Figure I.3 : Fuites de tubing, tubage. **05**

Figure I.4 : Débit derrière le tubage. **05**

Figure I.5 : Contact huile-eau en mouvement. **06**

Figure I.6 : Fissures/fractures d'une couche d'eau. **06**

Figure I.7 : Canalisation dans des couches à haute perméabilité. **07**

Figure I.8 : Réglage de l'eau. **08**

Figure I.9 : Fractures entre l'injecteur et le producteur. **08**

Figure II.1 : Exemple de plot de récupération utilisée pour estimer la production finale sans traitements de contrôle d'eau. **17**

Figure II.2 : Exemple d'un plot d'historique de production. **18**

Figure II.3 : Exemple de courbe de déclin **19**

Figure II.4 : Courbes de rendement d'entrée (inflow) et de sortie (outflow) pour l'analyse des systèmes nodaux (After Clegg 2007). **21**

Figure II.5 : WOR et WOR' pour une canalisation multicouches. **22**

Figure II.6 : WOR et WOR' pour un coning. pour arrêter la production **23**

Figure III.1 : Utilisation d'un bouchon pour arrêter la production d'eau du fond. **26**

Figure III.2 : Deux conditionneurs au- dessus et au-dessous d'une pipe à blanc d'eau à des intervalles moyens et supérieurs sans compromettre les autres zones de production d'huile. **26**

Figure III.3 : Deux packers au-dessus et au-dessous d'un tuyau à blanc pour éviter d'injecter de l'eau dans des structures ouvertes ou des couches à haute perméabilité. **27**

Figure III.4 : Exemples de polymères monomères et linéaires (2-D). **29**

Figure III.5 : Exemple de gel polymère réticulé (3-D). **29**

Figure III.6 : Formation de gel en réticulant les molécules de polymère. **29**

Figure III.7 : polyacrylamide (PAM) et partiellement hydrolysé PAM **30**

Figure III.8 : Modification de la perméabilité relative après l'adsorption du polymère dans les roches gréseuses mouillable à l'eau. **31**

Figure IV.1 : Situation géographique de Haoud Berkaoui. **39**

Figure IV.2 : Situation géologique de Haoud Berkaoui. **40**

Figure IV.3 : Section stratigraphique du TRIAS ARGILO-GRESEUX. **41**

Figure IV.4 : Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui. **42**

Figure IV.5 : Carte position de puits BKP2**.** **44**

Figure IV.6 : Historique de water-cut de puits BKP2 **45**

Figure IV.7 : historique de WOR et WOR' par rapport au temps cumulé. **54**

Figure IV.8 : l'historique de prix de pétrole algérien **55**

Figure IV.9 : rentabilité cumulatives et journalière **56**

Figure IV.10 : coût de manipulation de l'eau produite. **58**

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Technologies de minimisation de l'eau. **10**

Tableau I.2 : Options de réutilisation de l'eau et de gestion du recyclage. **11**

Tableau I.3 : L'élimination. **12**

Tableau III.1 : Problèmes de production d'eau excédentaire et catégories de traitement **32**

Tableau III.2 : les matériaux et méthodes de WSO **36**

Tableau IV.1 : les puits du champ HBK. **43**

Tableau IV.2 : les puits du champ BKH. **43**

Tableau IV.3 : les caractéristique pétrophysique des trois champs **44**

Tableau IV.4 : Paramètres enregistrés au niveau des stations. **46**

Tableau IV.5 : Participation des intervalles par phase (Conditions Réservoir) du puits BKP2. **47**

Tableau IV.6 : Participation des intervalles par phase (Conditions Surface) du puits BKP2. **47**

Tableau IV.7 : Données de jaugeages avant et après l'opération WSO du puits BKP2. **48**

Tableau IV.8 : Historique d'arrêt du puits BKP2. **50**

Tableau IV.9 : Données de jaugeages du puits BKP2. **50**

Tableau IV.10 : historique de jaugeage. **51**

Tableau IV.11 : résultats de calcule. **53**

Tableau IV.12 : historique de changement de prix du pétrole algérien. **55**

Tableau IV.13 : résultats du calcul de la rentabilité. **57**

Tableau IV.14 : les frais de manipulation associés à la production de chaque baril d'huile. **59**

Symboles – Abréviations

BKH : Benkahla

BOPD : barrel of oil per day

BWPD : barrel of water per day

B_o : Le facteur volumétrique de fond

CHFR : cased hole formation resistivity

CRD : centre de recherche et développement

CFPA : compagnie française de pétrole Algérie

CTU : Coiled tubing

DPR : disportional permeabilty reduction

GLR : gas liquide ratio

GOR : gas oil ratio

HBK : Haoud Berkaoui

IOR : improved oil recovery

Ko : la perméabilité effective d'huile

PLT : production logging tool

POA : processus avancé d'oxydation

ρo : Densité d'huile

PAM : polyacrylamide

PHPAM : partialy hydrolysed polyacrylamide

QH : Quartiz EL Hamra

RPM : relative permeability modifer

TAG-SI : Trias argilo-gréseux série inferieur

TDS : total dissolved solide

TFD : température de fond dynamique

Pp : Pression de pipe.

PFD : pression de fond dynamique

Ptête : Pression de tête.

WPM : water production mecanism

WOR : Water oil ratio

WPM : water production mecanism

WC : Water Cut.

ρw : Densité d'eau

μ_o : Viscosité d'huile

Introduction générale

Compte tenu de la production quotidienne mondiale d'eau d'environ 210 millions de barils (33,4 millions de m3) qui accompagne chaque tranche de 75 millions de barils (11,9 millions de m3) d'huile, de nombreuses sociétés pétrolières pourraient presque être appelées des compagnies d'eau. Les coûts de manutention de l'eau sont élevés (de 5 à plus de 50 cent par baril d'eau). Dans un puits de pétrole qui produit 80 % d'eau, le coût de manutention de l'eau peut atteindre 4 $ pour chaque baril d'huile produite. Chaque année, plus de 40 milliards de dollars sont dépensés pour lutter contre les eaux indésirables [1].

La production excessive ou prématurée d'eau entraîne des coûts pour les installations de surface, les systèmes de levage artificiel, la corrosion et les problèmes des dépôts qui diminuent souvent la vie économique d'un puits. Tous ces facteurs ainsi que la diminution de la quantité et de la qualité d'huile impliquent une rentabilité réduite [2].

Cela devient certainement un fardeau pour les frais d'exploitation des compagnies pétrolières qui doivent gérer la production excessive d'eau en surface : levage, séparation, déshuilage, filtrage, pompage et l'injection d'eau.

Afin de réduire le taux de production d'eau et d'accroître la rentabilité, les sociétés pétrolières déploient des efforts en exécutant des traitements de water shut off (WSO) [3].

La technologie offre de nouvelles pratiques afin d'effectuer le WSO : des traitements chimiques (des polymères et autre substance chimiques) et mécaniques (packers, ciment et reperforation). Il est ainsi pertinent de s'intéresser aux pratiques d'instaurer une stratégie accessible pour effectuer les opérations de WSO.

La production excédentaire d'eau est l'un des principaux problèmes dans les champs de pétrole algériens, et l'absence d'une stratégie accessible et évidente à appliquer pour résoudre ce problème, a soulevé des questionnements.

L'eau produite est toute eau qui est présente dans un réservoir avec la ressource d'hydrocarbures et qui est qui est récupérée à la surface avec le pétrole brut ou le gaz naturel.

Au fur et à mesure que le champ pétrolifère mûrit, la production de l'eau ne peut être arrêtée sans affecter le taux d'huile à condition que le taux de production d'eau soit inférieur au niveau économique water oil ratio (WOR).

Le WSO est défini comme toute opération qui empêche l'eau d'atteindre et d'entrer dans les puits de production.

La production excédentaire de l'eau entraîne une réduction de la rentabilité des puits et des champs. Les sociétés pétrolières algériennes n'ont pas une stratégie évidente pour identifier et traiter le problème qui a causé la production excessive d'eau.

Afin de traiter le sujet et de répondre aux questionnements émis, nous avons mené des stages et des entretiens avec des ingénieurs de la production. L'étude empirique a été complétée par de nombreuses lectures sur le sujet.

Ce travail s'intègre dans la volonté de bien comprendre les mécanismes de production d'eau pour choisir la solution optimale selon le problème rencontré, et instaurer une stratégie directe et simple pour diagnostiquer et résoudre les problèmes de production excessive d'eau.

Notre travail est reparti sur quatre chapitres.au premier chapitre, nous avons exposé la production excessive d'eau en général. Le diagnostic de la production d'eau est évoqué au deuxième chapitre. Les techniques de WSO et la stratégie de lutte contre les excédents production d'eau sont repris au 3eme chapitre. Le 4eme chapitre est dédié à l'étude de cas du puits BKP2 et un exemple de diagnostic avec les courbes WOR et WOR'.

Enfin, nous terminons avec une conclusion et des recommandations.

Chapitre II

Généralités sur la production excessive de l'eau

Introduction

L'eau est un sous-produit inévitable de la production pétrolière. C'est l'une des sources naturelles d'énergie du réservoir qui provoque l'écoulement des hydrocarbures dans le puits. Dans un réservoir d'alimentation en eau, l'eau d'un aquifère adjacent se déplace dans le réservoir pétrolier et balaye le pétrole vers le puits.

Dans une étude de **Khatib et Verbeek (2003)**, on estime que les sociétés pétrolières produisent en moyenne 210 millions de barils d'eau par jour. Le coût de gestion de l'eau produite est un élément important du coût global de production du pétrole. **Arentz (2008)** a considéré une estimation prudente d'environ 1 $US/m3 pour la manipulation de l'eau produite, y compris le levage, le traitement et le rejet.

La production excessive d'eau affecte la viabilité économique de nombreux champs pétrolifères dans le monde. Les dépenses inutiles sont liées au transport de l'eau du puits à la surface et le coût des installations de traitement d'eau et des systèmes d'évacuation d'eau. La **figure I.1** illustre un système de gestion d'eau [4].

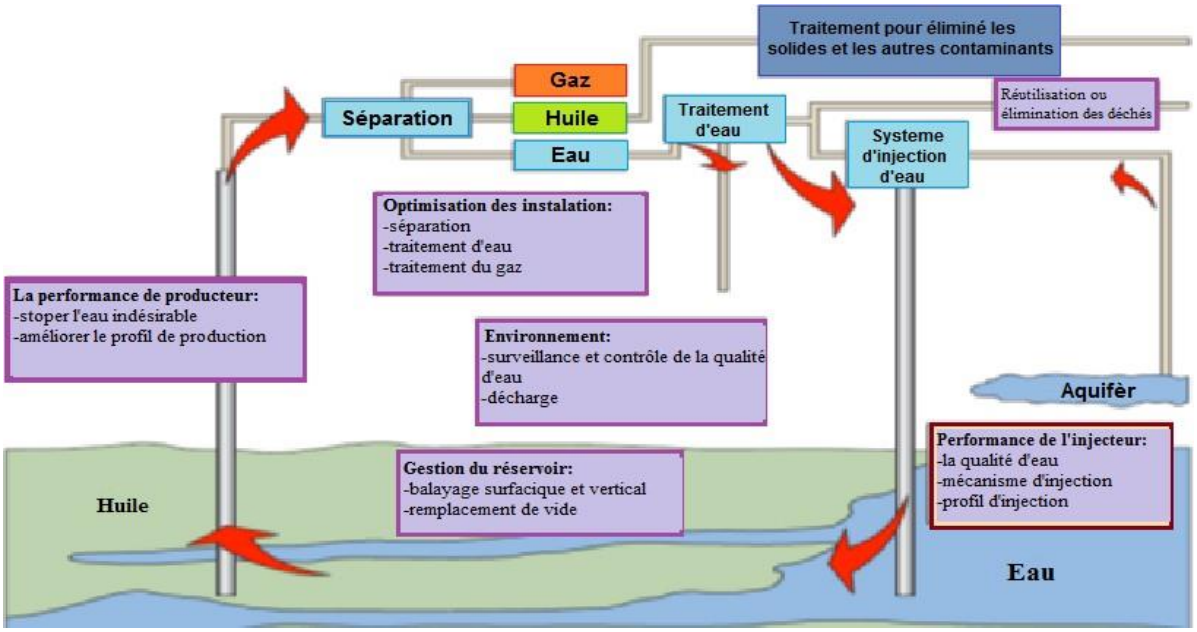


Figure I.1 : Système de gestion de l'eau dans les champs de pétrole et de gaz [4].

Les sources d'eau

L'eau de balayage

Il provient d'un puits d'injection ou d'un aquifère actif qui contrôle le balayage du pétrole du réservoir. La gestion de cette eau est un élément essentiel de la gestion du réservoir et peut être un facteur déterminant de la productivité du puits et des réserves ultimes.

Bonne eau

Il s'agit de l'eau qui est produite dans le puits à un taux inférieur à la limite économique du ratio eau/huile (WOR). C'est une conséquence inévitable de l'écoulement de l'eau dans le réservoir et on ne peut pas l'arrêter sans perdre le réservoir.

Mauvaise eau

Elle peut être définie comme l'eau qui est produite dans le puits et qui ne produit pas de pétrole ou un pétrole insuffisant pour payer le coût de la manutention de l'eau-eau qui est produite au-dessus de la limite économique WOR **(Figure I.2**).

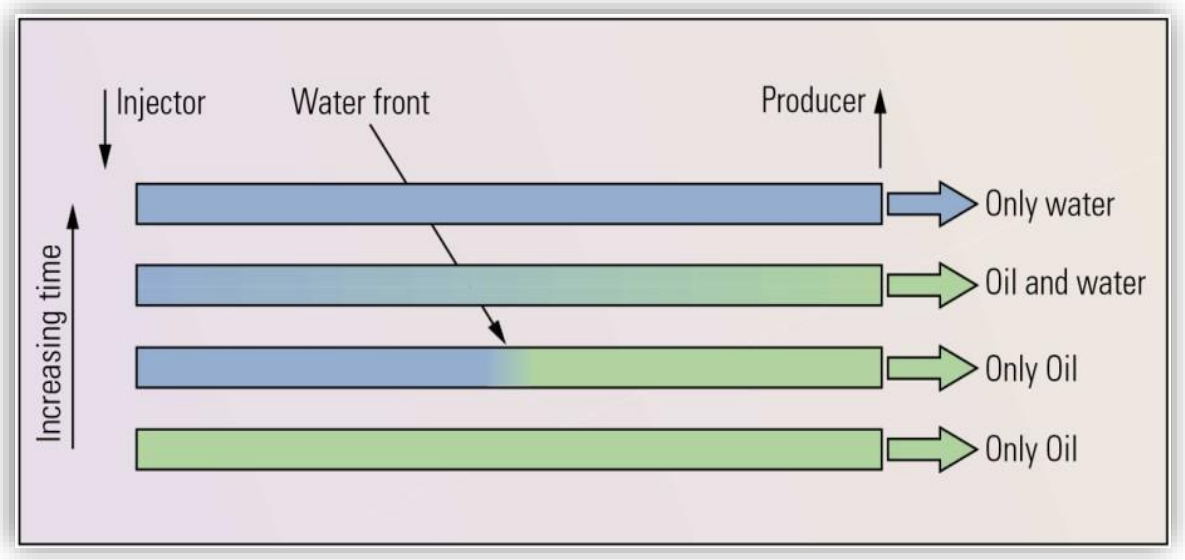


Figure I.2 : Bonne et mauvaise eau.

Les déférents mécanismes de production d'eau

Les causes de production excédentaire d'eau peuvent être divisées en plusieurs catégories englobant principalement la complétion et le réservoir.

Problèmes liés à la complétion

Les problèmes communs liés à la complétion sont les problèmes mécaniques, l'écoulement derrière le tubage, la complétion dans ou près de la zone d'eau, et la fracturation hors de la zone.

Une mauvaise adhérence entre le tubage et le ciment ou la formation et le ciment peut faire en sorte que de l'eau non désirée s'écoule derrière le tubage et pénètre dans le puits. Parfois, les tentatives de stimulation peuvent provoquer le soulèvement et la fracture des barrières naturelles entre les couches d'hydrocarbures et les zones saturées d'eau près du puits de forage, ce qui permet à l'eau de migrer vers le puits de forage.

a. Les problèmes d'intégrité mécaniques

Une mauvaise intégrité mécanique du tubage, des tubes et des packers, comme les trous de corrosion, l'usure et les fissures causées par le débit, la pression excessive ou la déformation de la formation, contribue aux fuites. Les fuites entraînent une pénétration non désirée de l'eau. De plus, l'entrée d'eau dans le puits peut endommager la formation productrice en raison de l'invasion de liquide (**Figure I.3**).

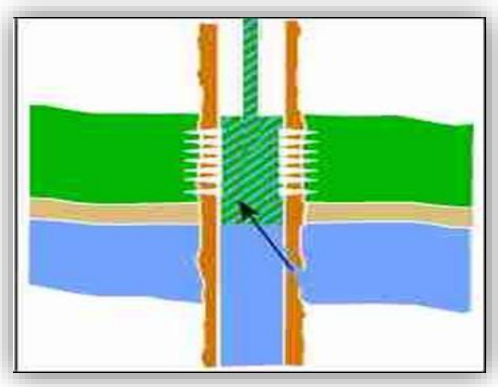


Figure I.3 : Fuites de tubing, tubage et packer [5].

b. Fuite derrière le tubage

Une cimentation primaire défectueuse peut relier les zones d'eau à la zone d'intérêt. Ces canaux permettent à l'eau de s'écouler derrière le tubage dans l'annulaire. Une cause secondaire est la création d'un 'vide' derrière le tubage comme le sable est produit. Il peut se développer tout au long de la vie du puits, mais il est plus probable qu'il survienne immédiatement après la complétion ou la stimulation du puits (**Figure I.4**).

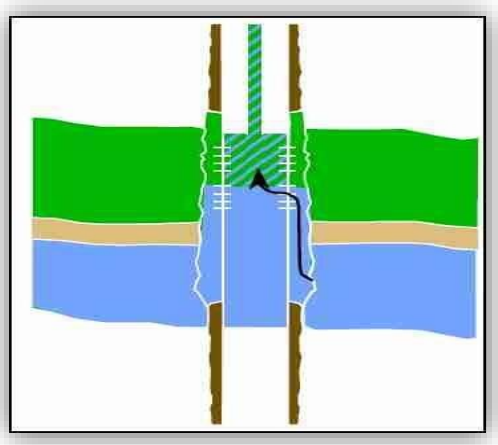


Figure I.4 : Débit derrière le tubage [5].

c. Contact eau / huile en mouvement

Un contact uniforme entre l'huile et l'eau qui remonte dans une zone perforée d'un puits au cours d'une production normale alimentée par l'eau peut entraîner une production d'eau non désirée. Cela se produit partout où la perméabilité verticale est très faible (**Figure I.5**).

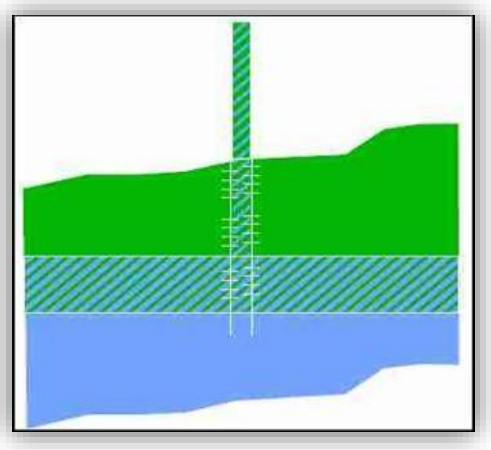


Figure I.5 : Contact huile-eau en mouvement [5].

d. Les fissures ou les fractures d'une couche d'eau

L'eau est produite à partir d'une zone d'eau sous-jacente par une fissure naturelle. Un problème similaire survient lorsque des fractures hydrauliques pénètrent verticalement dans une couche d'eau. L'application de liquides d'arrêt (shut off fluids) peut être efficace pour ce problème (**Figure I.6**).

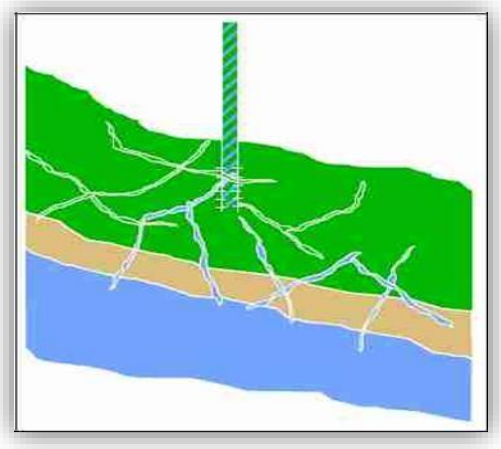


Figure I.6 : Fissures/fractures d'une couche d'eau [5].

Problèmes liés au réservoir

Les hétérogénéités du réservoir sont l'une des principales causes de la production excessive d'eau dans les champs pétrolifères.

a. La canalisation

L'eau peut s'infiltrer dans le puits de production par des fractures induites ou naturelles provenant d'aquifères ou de puits d'injection. Dans les réservoirs non fracturés, les couches à haute perméabilité peuvent amener l'eau d'un injecteur ou d'un aquifère adjacent à s'écouler dans le puits.

L'eau peut pénétrer prématurément dans les couches à haute perméabilité sans balayer les hydrocarbures des couches à plus faible perméabilité ; Les puits horizontaux et déviés sont également susceptibles de traverser des failles et des fractures dans le réservoir et de connaître le problème de canalisation (**Figure I.7**).

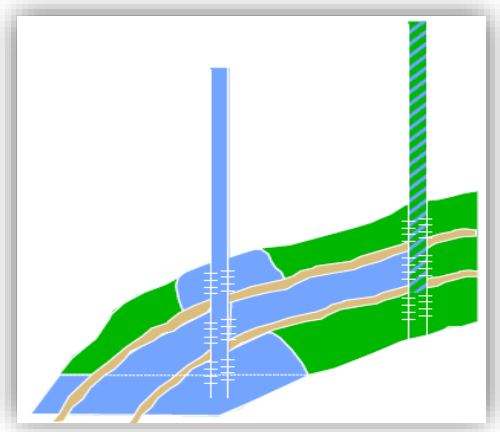


Figure I.7 : Canalisation dans des couches à haute perméabilité [5].

b. « Coning » d'eau

Dans les puits verticaux, la conicité de l'eau (crevasse dans les puits horizontaux) est due à la réduction de la pression près de l'achèvement du puits dans une formation à perméabilité verticale relativement élevée. Le gradient de pression surmonte rapidement les forces de gravité et aspire l'eau d'une zone de contact eau-huile inférieure vers la complétion.

Par la suite, l'eau se brise dans le puits, remplaçant une partie ou la totalité de la production d'hydrocarbures (Fig. 2.4). La production de pétrole à un débit réduit, appelé le débit critique de coning, peut ralentir la progression du problème de coning. Toutefois, ce taux critique est souvent trop faible pour être considéré comme économique.

Le taux maximal de production d'huile avec évitement de la conduite d'eau « coning » peut être calculé à partir de la méthode (Meyer, Gardner et Pirson) :

$$\text{Qo max} = 0.001535 \frac{\rho w - \rho o}{\ln\left(\frac{re}{rw}\right)} + \frac{ko}{\mu o \beta o}(h^2 - D^2) \qquad \text{(I.1)}$$

Où :

$Q_{O\ max}$ = le débit critique d'huile (STB/D) ; **ρw,ρo** = densité d'eau et d'huile (gms/cc).

μ_o, βo = la viscosité d'huile et le FV (cp), (bbl/STB).

r_e, r_w = rayon de drainage et de puits (ft) ; **ko** = la perméabilité effective d'huile (mD).

h, D = hauteur effectif de la couche productrice et l'intervalle des perfos (ft).

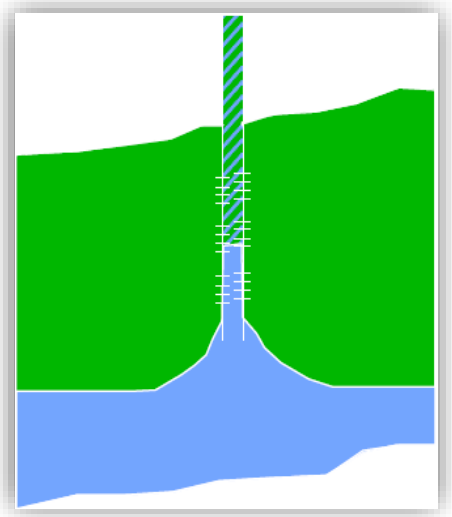


Figure I.8 : Réglage de l'eau [5]

c. Fracture Communication entre Injecteur et Producteur

Les fractures naturelles peuvent fournir un lien direct entre un injecteur et un producteur, permettant à l'eau de s'écouler principalement à travers ces canaux à haute perméabilité, et l'huile de dérivation dans la matrice de roche adjacente (**Figure I.9**).

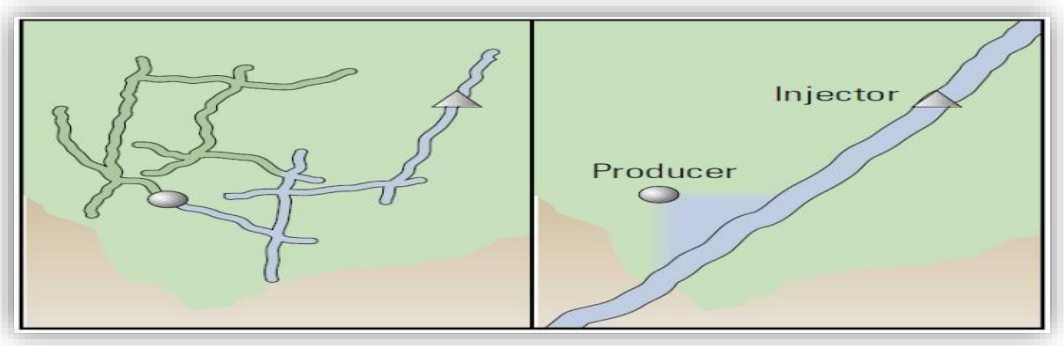


Figure I.9 : Fractures entre l'injecteur et le producteur [5].

Les problèmes causés par la production de l'eau

Les dépôts

La chute de pression et de température lors de la remontée de l'effluent dans le tubing entraine une diminution de la solubilité de sel dans l'eau, qui va causer la cristallisation et la déposition de sel dissous dans l'eau produite sur les parois de tubing de production. L'injection continue d'eau douce afin d'inhiber les dépôts de sel, entraine également la formation des dépôts durs et compacts tels que sulfate de baryum ($BaSo_4$), sulfate de calcium ($CaSo_4$), à cause de l'incompatibilité entre l'eau d'injection et celle du gisement. Les hydrates qui se forment entre le gaz et l'eau sous certaines conditions de pression et de température sont causés par la production d'eau au niveau de la collecte.

Ces différents dépôts peuvent causer une chute importante de la production, par la réduction de la section d'écoulement, ou le bouchage complet de la colonne de production, ainsi que les installations de surface et de collecte.

La corrosion

La salinité élevée de l'eau produite peut être l'origine d'aggravation du phénomène de corrosion des équipements tubulaires.

L'alourdissement de la colonne hydrostatique

La production d'eau entraine un alourdissement dans la colonne de production. L'augmentation de la masse volumique moyenne de mélange eau-huile entraine une augmentation de la pression de fond donc une chute de débit de production.

Le blocage à eau

Des interventions impropres entrainent l'augmentation de la saturation d'eau aux abords de puits et cause la chute de production d'huile.

La production de sable

L'eau peut affaiblir les matériaux de ciment qui tiennent les grains et la formation en Place, permettant ainsi la production de sable.

Les émulsions

La production simultanée des hydrocarbures et d'eau est souvent l'origine des associations d'une nature physique telles que les émulsions entre l'eau et l'huile qui va réduire d'une façon significative la productivité des puits.

Gestion de l'eau Produite

Les technologies et les stratégies de gestion de l'eau peuvent être organisées en une hiérarchie à trois niveaux ou de prévention de la pollution (c.à.d. minimisation, recyclage/réutilisation et élimination).

Minimisation

La minimisation de l'eau peut souvent faire économiser de l'argent aux exploitants et se traduit par une meilleure protection de l'environnement.

Tableau I.1 : Technologies de minimisation de l'eau.

Approche	Technologie	Avantages	Inconvénient
Eau produite			
Réduire le volume d'eau entré dans le puits	Dispositifs de blocage mécaniques (par expmple : les packers, Bouchons (plug), travaux de ciment)	Ceux-ci devraient être utilisés dans les nouvelles constructions. Ils peuvent être ajoutés plus tard pour résoudre certains problèmes	Il n'est peut-être pas facile de régler les problèmes préexistants.
	Water shutt-off : produits chimiques (par ex : gels polymères)	Peut être très efficace dans certains cas.	Besoin du bon type de formation en afin d'atteindre un rapport coût-efficacité résultats.
Réduire le volume d'eau géré en surface par séparation à distance	Puits de complétion doubles (downhole water sink)	Peut être très efficace dans certains cas.	Utilisation préalable limitée. Rend les puits plus complexes
	Modules de séparation de fond de la mer	Peut-être une bonne technologie de l'avenir	Le coût est très élevé.

Recyclage/réutilisation (Réinjection pour Maintien de Pression)

Pour l'eau qui n'est pas gérable au moyen d'approches de minimisation, les exploitants peuvent passer au deuxième niveau. L'eau produite est réutilisée ou recyclée, la façon la plus courante de réutiliser l'eau produite est de la réinjecter dans une formation productrice pour améliorer la production. La réinjection en vue d'une récupération améliorée se produit dans des dizaines de milliers de puits d'injection dans le monde entier.

Tableau I.2 : Options de réutilisation de l'eau et de gestion du recyclage.

Option de gestion	Utilisation spécifique	Avantages	Inconvénients
Eau produite			
Réinjection pour une récupération améliorée.	Inondation d'eau ; crue de vapeur ; DGMV (drainage par gravité à la vapeur) pour les sables bitumineux.	Utilisation courante de l'eau produite pour les puits on shore. Généralement à faible coût.	Nécessité d'assurer la compatibilité chimique avec la formation réceptrice.
Injection pour utilisation future d'eau	Stockage et récupération des aquifères.	Grande option si possible. Un seul exemple réel (Wellington, Colorado)	Il faut s'assurer que l'eau respecte les normes d'eau potable avant de l'injecter dans un aquifère peu profond. Peut susciter l'opposition du public.

Élimination

Lorsque l'eau ne peut être gérée par la minimisation, la réutilisation ou le recyclage, les exploitants doivent l'éliminer (tableau 3).

Tableau I.3 : L'élimination

Technologie	avantages	inconvénients
Décharge	Très courant pour les installations extracôtières. Offre un coût modéré et un impact environnemental acceptable, lorsque cela est permis.	Non approuvé pour la plupart des puits onshore. Lorsqu'il est permis, il faut traiter l'eau à moins qu'elle soit de grande qualité, comme certains effluents de MH. Différentes exigences de traitement pour les rejets dans différents types de plans d'eau.
Injection souterraine (autre que pour une récupération améliorée)	Pratique à terre très courante. A tendance à avoir un faible coût. Les organismes d'État reconnaissent qu'il s'agit d'une méthode sûre, largement utilisée, éprouvée et efficace pour éliminer l'eau produite.	Nécessite la présence d'une formation souterraine présentant une porosité, une perméabilité et une capacité de stockage appropriées. Peut nécessiter un traitement pour s'assurer que l'injection ne bouche pas la formation.
Evaporation	Dans les climats arides, profite des conditions naturelles d'humidité, de soleil et de vent.	Impossible dans les climats humides. Peut créer des problèmes de qualité de l'air et de dépôt de sel.

Coût associé à la production d'eau

Le premier problème associé à la production excessive d'eau est les coûts d'exploitation des puits ; dans une moyenne de trois barils d'eau pour chaque baril de pétrole, cela pourrait avoir un impact énorme sur la faisabilité du champ. Le coût du traitement de l'eau produite comprend également les coûts d'immobilisations et d'exploitation des procédés unitaires appliqués au flux de déchets. Les coûts d'exploitation et d'entretien comprennent les coûts associés à la main-d'œuvre, aux matériaux et à l'énergie nécessaires pour exploiter et entretenir l'usine de traitement.

De plus, le flux de déchets résiduels générés lors de l'exécution d'une unité de traitement d'eau n'aura pas toujours un coût associé à son élimination directement.

Les dépenses d'exploitation accrues liées à la manutention de l'eau comprennent les suivantes :

- Les frais de levage des fluides produits, y compris le coût supplémentaire de l'électricité pour soulever des fluides plus lourds et des volumes plus importants de fluides.
- Dépenses liées à la séparation de l'eau du pétrole ou du gaz, y compris les coûts des réservoirs plus grands, des séparateurs, des pompes de surface, de l'entretien, des produits chimiques et de l'énergie nécessaires à ces installations.
- Frais d'élimination ou de réinjection des réservoirs d'eau, des conduites, des pompes d'injection à haute pression, de l'entretien et de l'électricité pour faire fonctionner ces installations.
- Dépenses pour le nettoyage et le traitement chimique de l'eau avant l'élimination des écumoires et des réservoirs d'huile, des filtres, des organismes de floculation et des produits chimiques pour le contrôle de l'oxygène, l'inhibition des bactéries.
- Dépenses liées à la réparation et à l'entretien des puits d'injection et d'évacuation - forage et préparation initiaux de ces puits, travaux de réaménagement, épurations, traitements acidifiants et complétions.

Coûts de traitement

Les coûts associés à la gestion et au traitement de l'eau produite dépendent fortement de la qualité finale requise de l'eau, Le coût minimal du traitement de l'eau produite est le coût de l'élimination de l'eau. L'estimation des coûts de gestion de ces eaux est au mieux complexe étant donné la grande variabilité de la composition chimique des eaux produites.

Certains prétraitements, en particulier avant l'injection en puits profond, sont probablement nécessaires pour maintenir la capacité d'injection du puits et minimiser les coûts d'entretien du puits. Les valeurs typiques données pour l'évacuation de l'eau produite varient de 0,63 $ à 3,15 $/m3 [6].

De plus, comme l'eau propre est une ressource rare, le traitement et la réutilisation de ces eaux à des fins bénéfiques (c.-à-d. pour l'irrigation, les procédés industriels, la fracturation…) peuvent avoir des incitatifs économiques importants [7]. La fracturation hydraulique, la récupération et la réutilisation de l'eau de refoulement peuvent réduire les coûts associés à l'élimination des eaux usées et à l'acquisition/au transport de nouvelles eaux d'appoint.

L'élimination du solide total dissout (TDS) dans l'eau est un effort énergivore. Les coûts de traitement augmenteront assez rapidement à mesure que la concentration du TDS augmentera.

Le type de technologie de dessalage utilisée varie en fonction de la composition ionique de l'eau. Par exemple, l'échange d'ions ou l'ajustement du pH peuvent être utilisés lorsque l'eau est principalement composée d'espèces de carbonate, tandis que des procédés membranaires ou de distillation seront nécessaires pour les eaux plus complexes.

Traitement de l'eau produite

Qu'il soit rejeté dans l'environnement ou injecté dans un dépôt souterrain ou dans un réservoir sous pression, le traitement d'eau devient critique. Il existe deux grandes catégories de traitement d'eau produite : le traitement pour éliminer les huiles (dissoutes et dispersées) et le traitement pour éliminer le sel.

L'huile contenue dans l'eau produite existe sous trois formes : l'huile dissoute, dispersée et libre. L'huile libre est relativement facile à séparer. L'huile dissoute et dispersée est plus difficile à enlever.

Il existe de nombreuses technologies de traitement pour éliminer l'huile dispersée et dissoute de l'eau produite. Ces technologies comprennent :

- Mécanique (gravité, gravité accrue, flottation des gaz, filtration, membrane, etc.)
- Absorption / adsorption / extraction (carbones activés granulaires – AMC, extraction de polymères macroporeux).
- Processus avancé d'oxydation (POA)
- Biologique (bioréacteurs, zones humides, etc.)
- Hybride (combinaison de diverses technologies)

Chapitre II

Diagnostic de Production excessive d'eau

Introduction

Divers outils et technologies sont disponibles dans l'industrie pétrolière pour contrôler la production d'eau indésirable, chacune de ces technologies a été développée pour certains types de problèmes de production d'eau. Le choix approprié de la technologie de contrôle d'eau dépend de l'identification et du diagnostic correct de la source du problème. En fait, des diagnostics incorrects, inadéquats ou insuffisants ont été cités comme l'une des principales raisons pour lesquelles les traitements de contrôle de l'eau ont été inefficaces.

Le meilleur moyen de contrôler l'eau est de faire des diagnostics appropriés pour identifier le problème spécifique de l'eau [8]. Les diagnostics de puits sont utilisés de trois façons :

- La sélection des puits qui sont des candidats appropriés pour le contrôle de l'eau.
- Déterminer le problème de l'eau de manière à choisir une méthode appropriée de contrôle de l'eau.
- Localiser le point d'entrée de l'eau dans le puits afin qu'un traitement puisse être correctement placé.

Les techniques de diagraphie des puits (registres de température, registres de résistivité, débitmètre, etc.) ont été utilisées tôt comme technique efficace d'étude des problèmes de production d'eau ; toutefois, les interprétations et les analyses des diagrammes sont très complexes ; coûteuses et limitées [9].

Des autres techniques analytiques et empiriques sont utilisées pour le diagnostic du problème de production d'eau [8].

Les diagrammes de diagnostic du ratio eau/huile sont probablement la technique la plus utilisée dans les études de performance des réservoirs. À ce jour, de nombreuses sociétés pétrolières se fient aux diagrammes log/log de WOR et de sa dérivée par rapport au temps pour identifier le mécanisme de l'eau causé par le coning ou la canalisation [10].

Les essais de puits et les techniques de diagraphie pour diagnostiquer les mécanismes de production d'eau WPMs

De nombreuses techniques d'essai et de diagraphie des puits sont disponibles pour observer l'écoulement des fluides dans le puits et évaluer l'état du puits. Log de traçage radioactif, enregistrement de température, log de débitmètre, outil de la résistivité de formation pour un puits tubé (CHFR), neutron pulsé, outil de saturation du réservoir, les essais de pression, diagrammes d'inspection du tubage et essai de chlorure/solide dissout (TDS)sont quelques exemples de divers outils et techniques d'essai de puits disponibles [11].

L'utilisation de tels outils et techniques peut fournir des informations sur les WPMs rencontrés dans le puits. Les logs traceurs radioactifs peuvent aider à détecter les fuites dans les packers et les bouchons ou les canaux de fluide derrière le tubage. D'autres logs de production peuvent également fournir un aperçu de la source de l'eau produite ou déterminer le point d'entrée de l'eau dans le puits de forage.

Néanmoins, bien que ces registres soient des outils essentiels pour la surveillance des puits et des réservoirs, leur application pendant la production est en quelque sorte limitative. Les instruments d'enregistrement ou leur application peuvent être coûteux. Il est parfois nécessaire de fermer le puits pendant la diagraphie, ce qui affecte par conséquent le taux de production et les recettes.

Différents facteurs influencent les réponses logarithmiques, ce qui peut conduire à des incertitudes relatives aux mesures et aux interprétations des données des logs.

Al Hasani et al. (2008) ont mis en évidence les limites des outils de diagraphie de production (PLT) dans les puits horizontaux. Ils précisent que l'utilisation de PLT dans les puits horizontaux est limitée en raison de la dynamique complexe du débit et des difficultés de mesure de la vitesse des fluides de fond et de la couverture des accumulations de fluides dans le trou de forage.

Techniques analytiques et empiriques pour le diagnostic des WPMs

Les éléments clés des données de production sont les informations sur le débit d'huile et de l'eau produites. Les analyses des données de production au moyen de techniques analytiques et empiriques comme les courbes de déclin et le rapport eau-huile (WOR) par rapport à la production cumulative d'huile ou le temps est un sujet largement exploré dans la littérature [12]. Ces logs sont brièvement décrits comme suit :

Plot de récupération (Recovery plot)

Le tracé du logarithme de WOR par rapport à la production cumulative d'huile est appelé le plot de récupération (**Figure II.1**). La production cumulative d'huile à un moment donné pendant le cycle de vie au champ correspond à la quantité totale d'huile produite à partir d'un réservoir à ce moment-là. Le plot de récupération peut être extrapolé pour prévoir la performance future et estimer la récupération finale d'huile. Le point où ce plot atteint le plot économique WOR montre la quantité de production d'huile sans aucune action corrective pour la production d'eau. La limite de WOR économique est le taux de WOR où le coût de manipulation de l'eau produite est égal à la valeur de l'huile produit. Si le puits produit une quantité acceptable d'eau, la production extrapolée est égale aux réserves prévues. Autrement, si la production de pétrole prévue à la limite économique de WOR est inférieure à la réserve de pétrole prévue pour ce puits, c'est un signe de production excédentaire d'eau, ce qui nécessite des traitements de contrôle de l'eau [8].

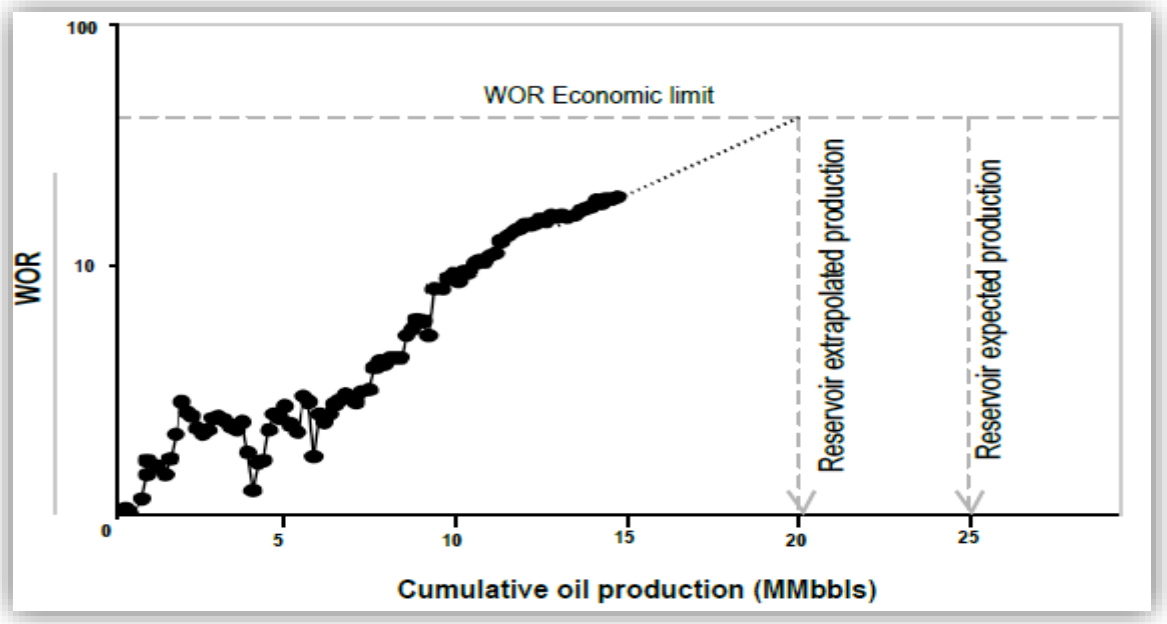


Figure II.1 : Exemple de plot de récupération utilisée pour estimer la production finale sans traitements de contrôle d'eau.

Plot d'historique de production

Le plot de l'historique de la production est un plot des débits d'huile et d'eau par rapport au temps de production (**Figure II.2**). Ce plot aide à visualiser les changements de débit pendant le cycle de vie du champ et à évaluer tout « comportement non corrélé » [13], comme les changements de débit sans changements correspondants de pression. Les

puits qui ont un problème de production d'eau affichent habituellement une augmentation simultanée de la production d'eau et une diminution de la production d'huile [8].

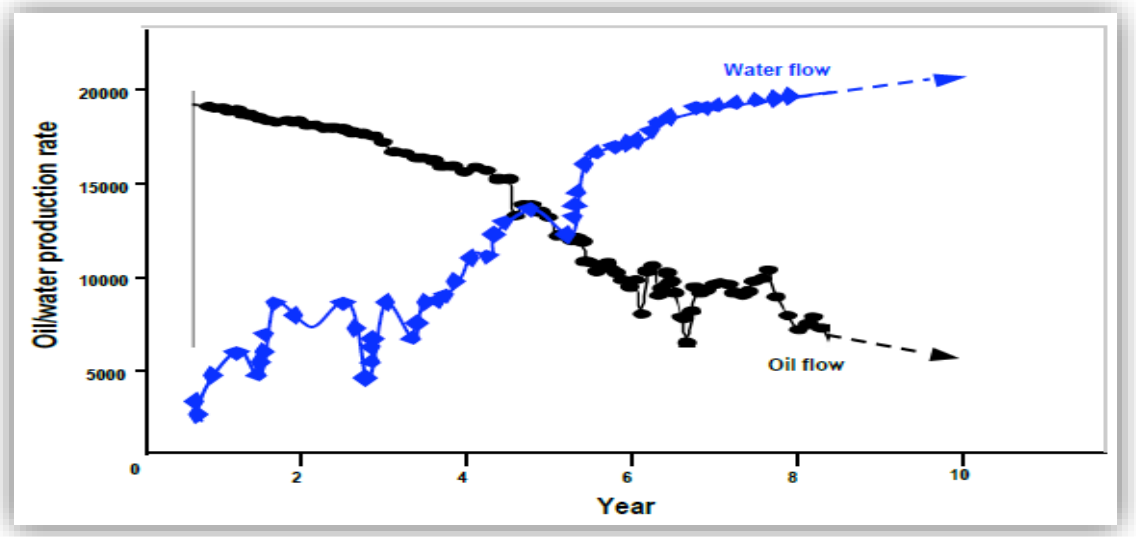


Figure II.2 : Exemple d'un plot d'historique de production.

Analyse de courbe de déclin

L'analyse du déclin de la production est couramment utilisée pour prévoir le rendement futur de puits et aussi pour identifier les problèmes de production [14]. Une analyse de courbe de déclin typique consiste en une représentation graphique des débits de production par rapport au temps ou à la production cumulative d'un puits ou d'un champ. La théorie qui sous-tend la courbe de déclin est que les tendances et les conditions de production passées demeurent inchangées et peuvent être extrapolées pour montrer le comportement futur de la production. Un moyen simple et facile d'étudier le problème de production excessive d'eau dans le puits d'huile est de tracer le débit de production d'huile par rapport à la production cumulative d'huile (**Figure II.3**).

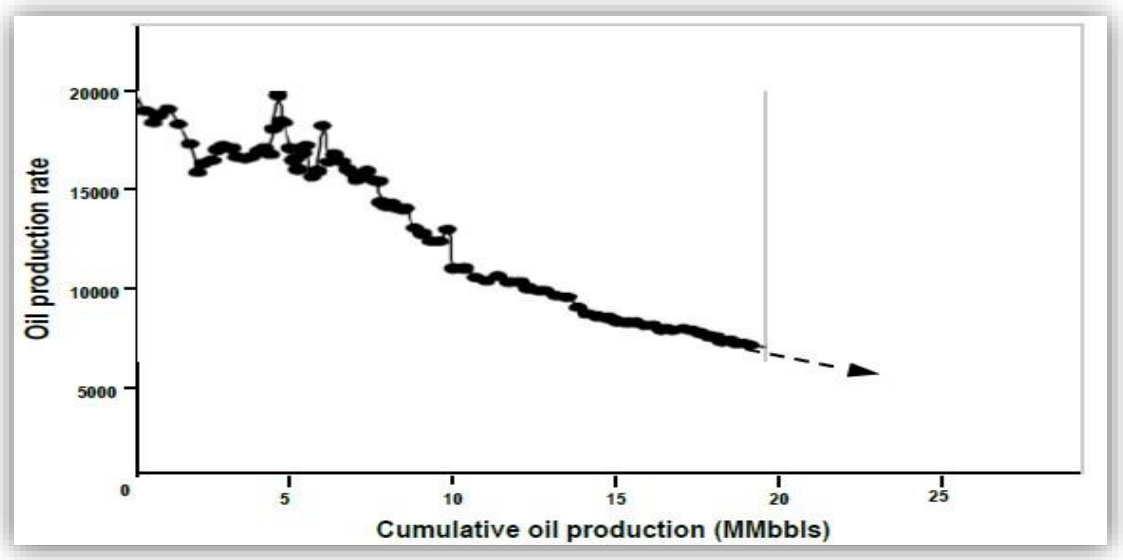


Figure II.3 : Exemple de courbe de déclin

Selon Baily et al. (2000), la déplétion normale se caractérise par une diminution de débit entraînant une ligne droite. Tout changement soudain de la pente du déclin peut indiquer une production excessive d'eau. Toutefois, tout écart par rapport aux estimations prévues de la production future n'indique pas nécessairement un problème de production d'eau et peut être un signe d'autres problèmes tels que la déplétion de la pression ou un endommagement.

L'analyse des périodes de fermeture et de refoulement

Bailey et al. (2000) préconisent également l'analyse du comportement de la WOR pendant les périodes de fermeture et de refoulement des puits comme outil de diagnostic pour les examens de la WPM. Ils affirment que la réduction de la WOR pendant la période de refoulement ou après la période de fermeture par rapport à la valeur de WOR avant l'essai peut être une indication de la conicité de l'eau ou de l'eau provenant d'une fracture qui recoupe une couche d'eau plus profonde. Au contraire, l'augmentation de la valeur de WOR est considérée comme le résultat de l'eau provenant de fractures ou de failles qui croisent une couche d'eau sus-jacente.

Analyse nodale

L'une des techniques suggérées par Bailey et al. (2000) pour le diagnostic des WPMs est l'analyse nodale (un brevet de Schlumberger). La perte totale de pression du fluide dans le système de production est due à la perte de pression à travers quatre sous-systèmes du fond du réservoir aux équipements de surface. Ces sous-systèmes sont les médias poreux, les complétions de puits, les cordes de tubes et la ligne de flux [15].

La production totale de fluide du réservoir à la surface dépend de la chute de pression totale dans le système de production et vice-versa. Par conséquent, l'ensemble du système de production doit être analysés comme une unité continue, où les propriétés des fluides et les conditions de pression en tout point dépendent de l'entrée (inflow) et de la sortie (outflow) à partir de ce point particulier.

La méthode d'analyse nodale considère le système de production comme un groupe de nœuds et les propriétés du fluide sont évalués localement à chaque nœud. La chute de pression à un nœud particulier dépend du débit ainsi que de la pression moyenne existant à ce nœud. Tout changement à un nœud du système entraîne des changements de pression et/ou de débit à ce nœud en particulier. Pour cette raison, les problèmes du système de production peuvent être examinés en ciblant un nœud spécifique et en tenant compte des sous-systèmes d'entrée et de sortie de ce nœud. Basé sur le concept de continuité, le flux dans le nœud est égal au flux hors du nœud.

De même, la pression dans les sous-systèmes d'entrée (inflow) et de sortie (outflow) est la même. Le point d'intersection des plots de la pression des nœuds par rapport au débit de production pour les sous-systèmes d'entrée et de sortie fournit le débit de production et la pression prévus pour le point analysé. La **Figure II.4** illustre un graphique des systèmes nodaux de Clegg (2007) pour une étude de sensibilité de trois combinaisons différentes pour les composantes de débit sortant marquées A, B et C. Il explique que pour la courbe de débit sortant A, le puits ne devrait pas s'écouler avec le système A, car il n'y a pas d'intersection avec la courbe de performance d'entrée et donc pas de continuité. Les intersections des courbes de rendement des débits sortants B et C avec la courbe de rendement des débits entrants assurent la continuité, et le puits devrait produire un débit et une pression indiqués par les points d'intersection. Un écart par rapport aux taux prévus pourrait indiquer un problème.

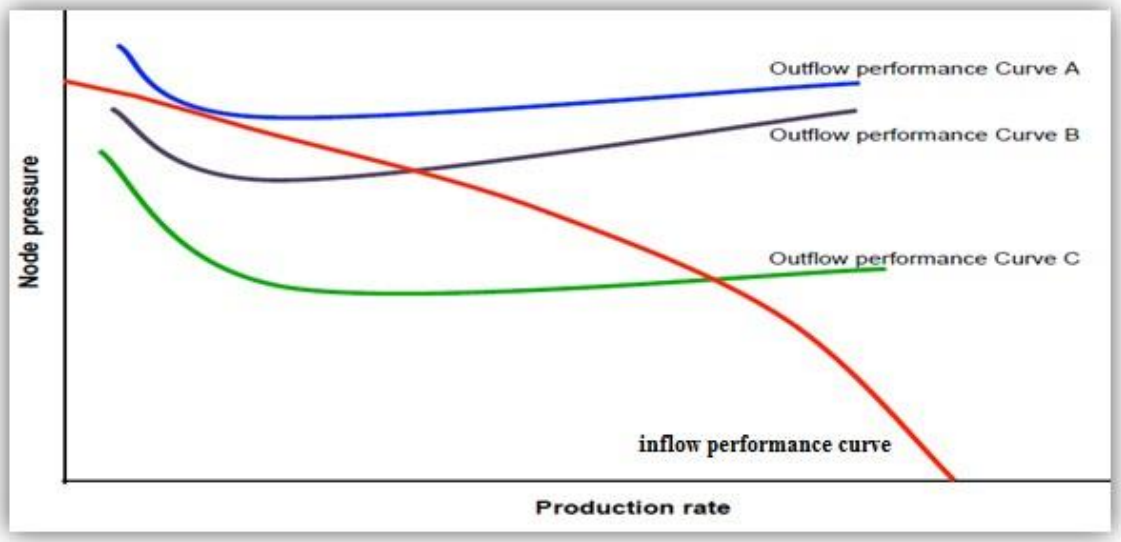


Figure II.4 : Courbes de rendement d'entrée (inflow) et de sortie (outflow) pour l'analyse des systèmes nodaux [16].

L'analyse nodale est un outil utile pour analyser le comportement d'un système de production, mais elle exige une compréhension approfondie du flux de fluide à travers l'ensemble du système, ce qui est souvent absent dans la pratique [16].

Analyse de logarithme de le WOR

En 1995, Chan (1995) a proposé une nouvelle méthodologie pour analyser le logarithme de le WOR et de sa dérivée en fonction du temps afin de faire la distinction entre deux problèmes communs et plus complexes de canalisation de l'eau et de 'coning' de l'eau. Chan (1995) a utilisé divers mécanismes d'entraînement et scénarios d'inondation d'eau à l'aide d'un simulateur tridimensionnel et triphasé de réservoir noir d'huile pour démontrer le mécanisme différentiel WOR.

D'après le rapport de Chan, trois périodes comportementales peuvent être observées dans le WOR par rapport au graphique temporel pour la 'coning' et la canalisation. Au cours de la première période, du début de la production au moment de la rupture de l'eau, la WOR est constante pour les deux mécanismes. Cependant, cette période appelée temps de départ est généralement plus courte pour 'coning' que canaliser.

En coning, le temps de départ correspond au moment où le contact eau-huile (WOC) monte et atteint le fond des perforations. Dans la canalisation, le temps de départ correspond au moment de la percée d'eau pour la couche la plus perméable dans une formation multicouche. Après la percée de l'eau, qui indique le début de la deuxième période, WOR en coning et en channelling montre des tendances différentes. Dans la canalisation, cependant, le taux d'augmentation de WOR est relativement rapide, mais il

pourrait ralentir jusqu'à ce qu'il atteigne une valeur constante (**Figure II.5**). En coning, WOR augmente progressivement jusqu'à atteindre une valeur constante (**Figure II.6**) Par la suite, le WOR augmente assez rapidement pour les deux mécanismes au cours de la troisième période.

Chan (1995) a également étudié le comportement de la dérivée temporelle du WOR pour les mécanismes de canalisation et de coning. Coning WOR' montre une pente négative changeante tandis que la canalisation WOR' présente une pente positive presque constante (**Figure II.5** et **Figure II.6**).

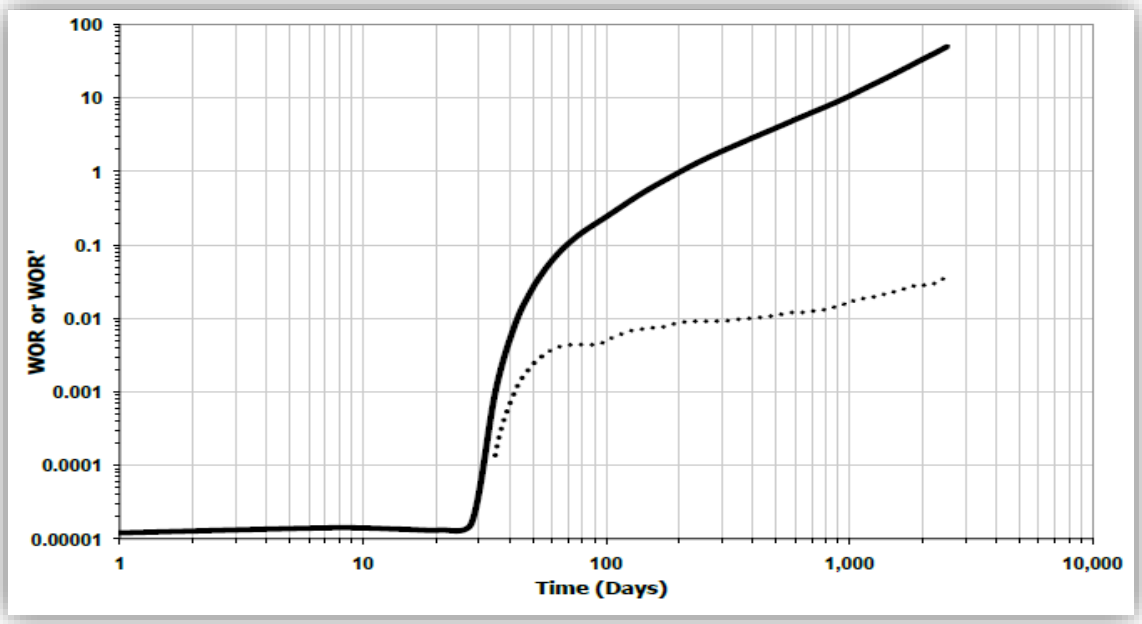


Figure II.5 : WOR et WOR' pour une canalisation multicouche.

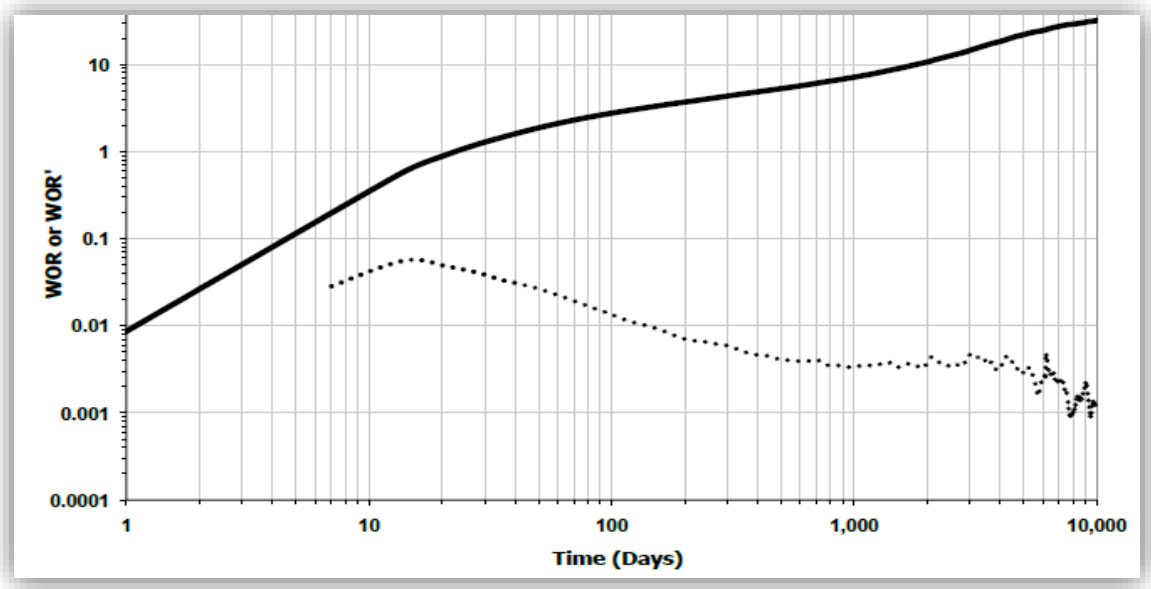


Figure II.6 : WOR et WOR' pour un coning.

Stanley et al. (1996) et Love et al. (1998) ont signalé l'utilisation de plot diagnostiques WOR dans le cadre d'études de cas réussies en Indonésie et au Nouveau-Mexique, respectivement. Toutefois, il est important de noter que dans ces deux études, les plots diagnostiques WOR n'ont pas été appliqués comme une technique autonome, mais plutôt comme un outil supplémentaire avec d'autres méthodologies comme les diagraphies de production et la modélisation des réservoirs.

Seright (1998) a démontré que, dans de nombreux cas, des problèmes de canalisation multicouche montreraient une tendance négative des dérivés, ce qui est une indication du mécanisme de coning selon Chan (1995). Une contradiction similaire à l'allégation de Chan a été observée pour un cas de coning où les parcelles montrent une augmentation rapide de WOR avec une pente dérivée positive.

Rabiei (2011) a révélé que le comportement de la WOR et de la WOR' pour un cas de canalisation multicouche dépend principalement de variables telles que le degré de communication verticale et le contraste de perméabilité entre les couches, la distribution de saturation, et les courbes de perméabilité relative. Le comportement de coning WOR et WOR dépend principalement du rapport de perméabilité vertical à horizontal, de l'espacement des puits, de la pression capillaire et des courbes de perméabilité relative.

Introduction

Tous les outils de diagnostic disponibles sont seulement pour répondre à la question de savoir quel puits devrait être choisi et pourquoi, de nombreux aspects doivent être considérés pour obtenir plus des puits non économiques, par conséquent, la sélection du candidat prend bien de l'importance pour le succès de l'emploi WSO.

- **La sélection des candidats**

D. Permana (2013) définit les meilleurs puits candidats pour le WSO comme :

- Puits fermés ou puits produisant à leur limite économique ou presque.
- Profiter le plus d'un traitement efficace.
- Peu à risque en cas d'échec du traitement (autre que le coût du traitement).
- Importante quantité restante d'huile mobile en place.
- Rapport eau-huile élevé.
- Haut flux de production.
- Productivité initiale élevée.
- Puits associés à l'alimentation en eau naturelle active.
- Position structurelle.
- Contraste de perméabilité élevé entre le pétrole et la roche saturée d'eau (c.-à-d. réservoir fracturé).
- Des traitements réussis ont été effectués dans des similaires cas.

Définition du Water Shut-Off

Le water shut-off est défini comme toute opération qui empêche l'eau d'atteindre les puits de production et d'y pénétrer, à fin d'améliorer la production d'huile ou de gaz. Il existe un nombre incalculable de techniques soit chimiques soit mécaniques.

Solution mécanique

Dans le puits de forage, il existe des technologies qui permettent d'arrêter la production d'eau non désirée. Le contrôle mécanique de la production d'eau est connu pour ses résultats rapides ainsi que pour ses coûts pas chers. Il s'agit généralement d'un travail sans plate-forme de forage (rigless), ce qui signifie un coût inférieur [17].

Ces solutions comprennent :

- Bouchon mécanique de fond (bridge plugs mécaniques et gonflables) qui peuvent être transportés avec un coild-tubing, une wireline ou une slickline, offrant d'autres possibilités d'intégration avec un service de cased-hole wireline .

- Ciment (cement squeezes).
- Tubing patches (Pièce d'un tubing).
- Une gamme de systèmes de packer.
- « straddle packers ». Un « straddle » system est un système sélectif Multi set mono bore qui est déployé pour isoler sélectivement des sections du trou de forage.

Dans cette section, les solutions mécaniques communes sont discutées en détail avec des exemples de l'exécution de l'opération :

Plugs et Packers

Simplement, le concept des packers et des bouchons est un élément de petit diamètre, principalement en caoutchouc, qui peut agrandir créant un joint isolant. L'installation de packers et de bouchons (plugs) est l'une des solutions mécaniques les plus connues pour les opérations d'arrêt et d'isolation de l'eau à l'intérieur du puits. Ils réussissent à éliminer la production des zones d'eau non désirées [18].

Ce matériel est connu pour être économique et fiable dans la réalisation de l'isolation car il peut être installé sans tirer le tube de production et sans la plate-forme de forage. Ils peuvent être installés en utilisant des coiled-tubing. En outre, les résultats peuvent être obtenus relativement rapidement, en quelques heures à quelques jours.

Il existe différents types de packers et de bouchons avec différentes propriétés et techniques de réglage. Certains éléments se développent en interagissant avec certains types de fluides (huile, eau ou hybride) qu'on appelle les 'swellable packers'. Ils dépendent également de propriétés préconçues comme la température, la pression, et la salinité du fluide de formation. Cela peut être un inconvénient dans certains cas et conduit à l'échec dans l'établissement de l'élément. Les autres packers et bouchons se gonflent en exerçant une pression sur l'élément afin de se dilater et de sceller.

Les packers et les bouchons peuvent être utilisés pour isoler la production d'eau non désirée à l'intérieur du puits dans certains cas.

Un exemple facile serait la complétion d'un puits à trou ouvert et la zone d'eau est identifiée comme étant située au fond du puits. Un bridge plug peut être installé pour isoler la partie inférieure et arrêter la production d'eau supplémentaire afin d'améliorer les performances de production des zones pétrolières supérieures (**Figure III.1**).

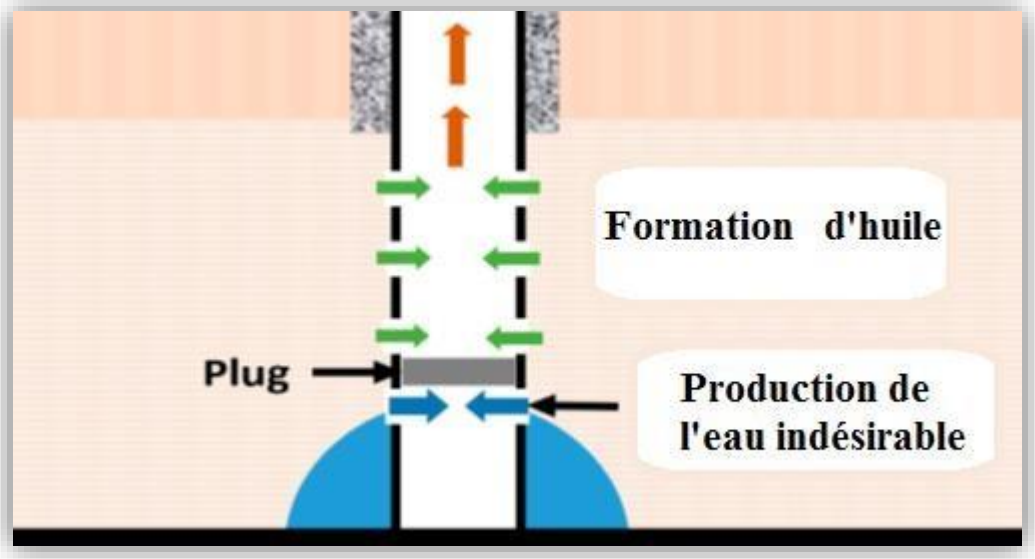


Figure III.1 : Utilisation d'un bouchon pour arrêter la production d'eau du fond [19].

La difficulté augmente si la source d'eau se trouve au milieu ou au sommet de la section de production du tube dans la section de réservoir. Dans ce cas, on peut installer un tuyau à blanc avec des packers supérieurs et inférieurs, d'une longueur prédéfinie (**Figure III.2**).

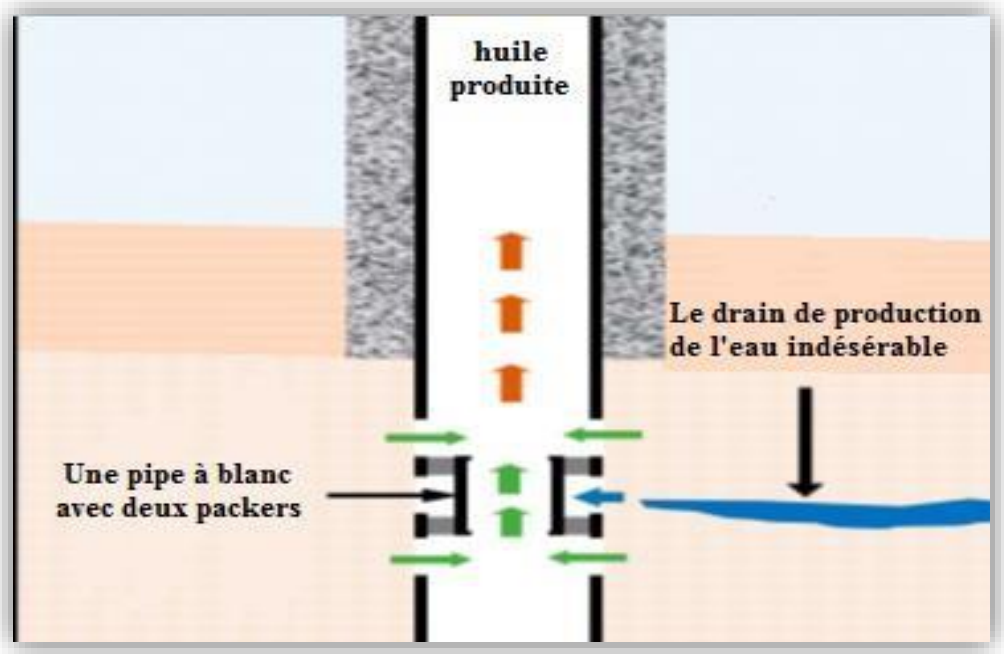


Figure III.2 : Deux packers au- dessus et au-dessous d'une pipe à blanc pour arrêter la production d'eau à des intervalles moyens et supérieurs sans compromettre les autres zones de production d'huile [19].

De même, pour les puits d'injection d'eau, ces bouchons peuvent être utilisés pour assurer de meilleurs résultats de conformité et pour éliminer la production d'eau

contaminée des puits de production dans les zones de vol, les couches de haute perméabilité ou les éléments ouverts connectés. (**Figure III.3**).

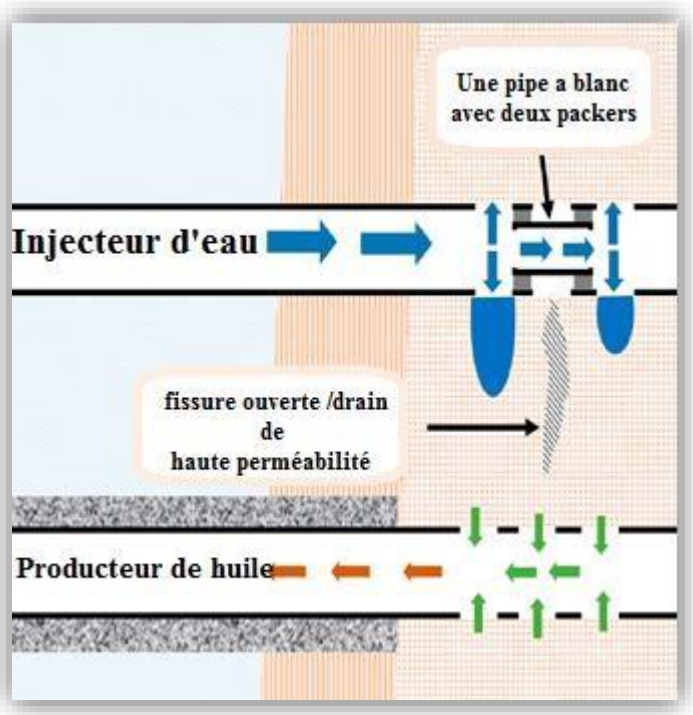


Figure III.3 : Deux packers au-dessus et au-dessous d'un tuyau à blanc pour éviter d'injecter de l'eau dans des structures ouvertes ou des couches à haute perméabilité [19].

En dehors de cela, les packers gonflables sont également utilisés dans l'injection chimique pour l'arrêt d'eau. Les packers sont utilisés pour diriger le flux des produits chimiques injectés dans les couches désirées et empêcher le fluide d'entrer dans la formation de production.

Tubing Patches (Pièces de Tubing)

Cette méthode est principalement utilisée pour corriger les problèmes d'intégrité des puits, en particulier les fuites de tubage. Les problèmes de fuites de tubage sont fréquents dans les vieux puits et les puits qui sont complétés dans des formations avec des gaz corrosifs comme le H_2S [20,21]. Si la source de l'eau non désirée provient d'une fuite dans le tubage, le « squeezing cement » ou de pièces de tubing (tubing patches) est considéré comme une solution appropriée.

Facteurs affectant le succès des solutions mécaniques

- la profondeur de réglage du bouchon ou de packer peut être erronée en raison de lectures inexactes du compteur de coiled-tubing.
- Inapplicable pour les cas d'écoulement croisé entre les couches.
- La présence des dépôts dans le tube peut entraîner une défaillance des opérations, car elle peut créer un obstacle lors de l'exécution du packer vers le fond.
- Les puits présentant des angles de déviation élevés peuvent être difficiles à creuser avec des coiled-tubing [22].

Solution chimique :

Les technologies chimiques sont divisées en produits d'étanchéité et en modificateurs de perméabilité relative. Les produits d'étanchéité sont les matériaux préférés pour sceller sélectivement une zone productrice d'eau qui peut être isolée chimiquement par l'injection des différents types de systèmes des polymères-gels. Les modificateurs de perméabilité relative sont des traitements polymères qui peuvent être conçus pour réduire le débit d'eau de la zone traitée avec un minimum de dommages à la production d'huile et de gaz.

Gels d'étanchéité

Les gels d'étanchéité bloquent un intervalle de production d'eau, ils rivalisent avec les ciments ou les packers. Les gels polymères ont été largement utilisés pour réduire la production d'eau, ils sont destinés à bloquer l'espace interstitiel dans la matrice et les fractures des zones productrices d'eau. Les systèmes de gel polymère conçus pour les réservoirs fracturés conventionnels sont généralement partiellement réticulés pendant le placement et ont une viscosité initiale élevée. Ceci est fait pour réduire la fuite du gelant dans la matrice.

Un système de polymères organiquement réticulés a la capacité de pénétrer profondément dans la matrice et de créer une barrière rigide à l'écoulement de l'eau et pose une alternative au ciment. Une fois posé, l'excès de polymère à l'intérieur du puits peut être nettoyé avec des coiled-tubing sans avoir besoin d'une installation de workover ou de forage.

- **Polymère-gel :**

Aujourd'hui, le traitement des polymères-gel est l'une des méthodes chimiques les plus utiles pour réduire la production d'eau. Les systèmes de gel-polymère commencent comme un mélange fluide de deux composants polymère de poids moléculaire élevé et un

autre produit chimique appelé un réticuleur. À un certain moment, les molécules de liaison croisée commencent à s'attacher à deux molécules de polymère, les reliant chimiquement entre elles. Il en résulte un enchevêtrement tridimensionnel de molécules polymères interconnectées (c.-à-d. réticulées) qui cesse de se comporter comme un fluide et peut éventuellement constituer un gel rigide et immobile. Les figures III.4, III.5 et III.6 présentent des exemples de polymères monomères, 2-D (linéaires), 3-D et de visualisation par réticulation.

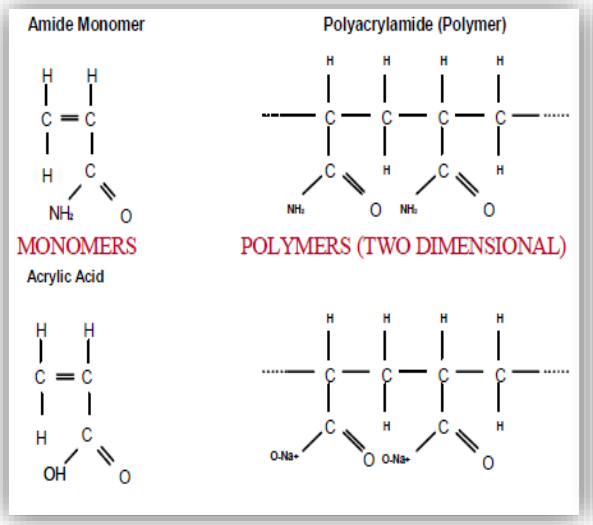


Figure III.4 : Exemples de polymères monomères et linéaires (2-D) [23].

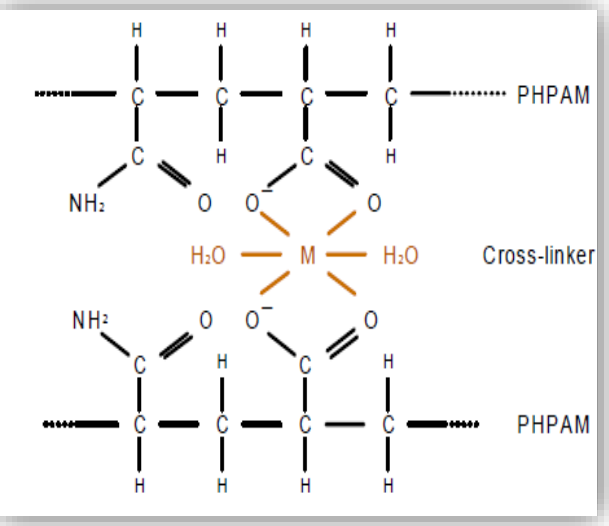


Figure III.5 : Exemple de gel polymère réticulé (3-D) [23].

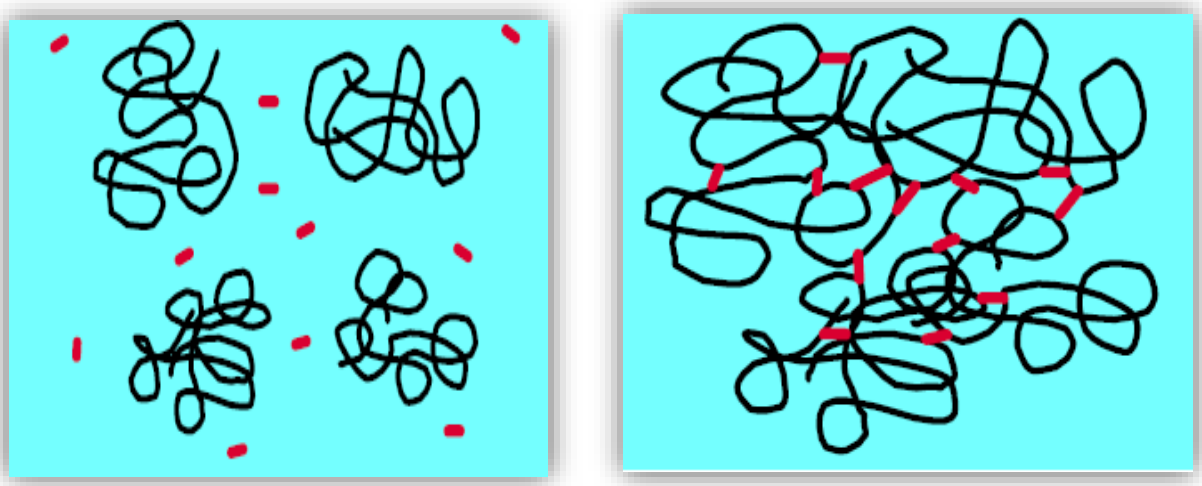


Figure III.6 : Formation de gel en réticulant les molécules de polymère [23].

Plusieurs systèmes de polymères gélifiés sont disponibles pour le traitement d'arrêt d'eau. La plupart des polymères sont du polyacrylamide avec différents degrés d'hydrolyse (polyacrylamide partiellement hydrolysé) et du polysaccharide comme le biopolymère xanthane.

Ces polymères peuvent être réticulés avec des réticulant métalliques et organiques pour produire une structure polymère tridimensionnelle du gel [23].

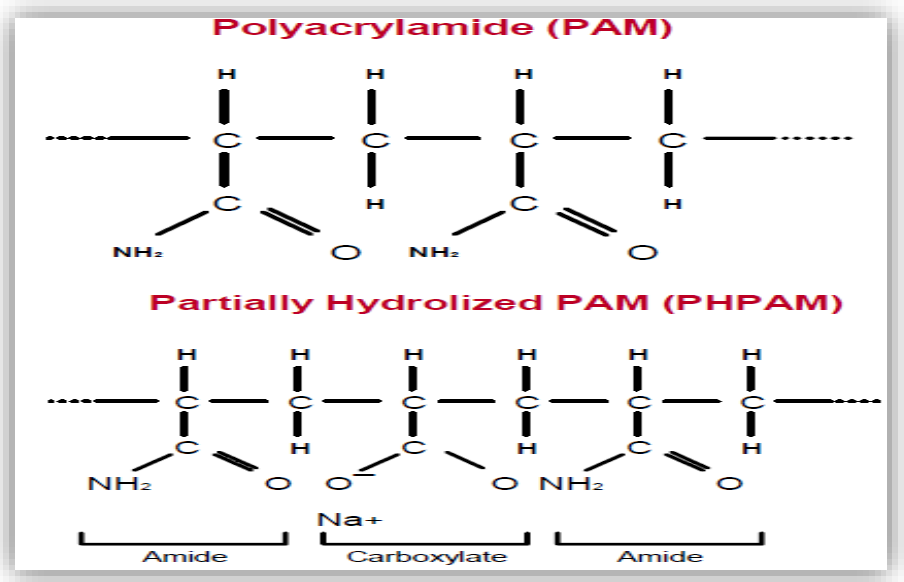


Figure III.7 : polyacrylamide (PAM) et partiellement hydrolysé PAM (PHPAM)[23].

Le choix d'un système de polymère en gel pour un traitement de puits donné dépend fortement des conditions du réservoir telles que la température, la salinité, la dureté et le pH de l'eau utilisée pour la préparation du gelant. La salinité de l'eau de formation, la perméabilité de la zone cible et la lithologie de la formation est d'autres paramètres à prendre en considération pour la sélection appropriée d'un système de polymères en gel donné [24-27].

Avantage de traitement de gel par rapport au traitement de ciment

Les systèmes de polymères en gel ont une propriété de pénétration plus grande que les méthodes mécaniques et de ciment pour fournir une barrière plus profonde contre l'excès d'eau. En outre, le colmatage dû aux polymères-gel peut être enlevé contrairement au bouchon de ciment physique qui conduit à un bouchon permanent dans le milieu poreux. [28]. Le traitement par polymère-gel peut être utilisé comme méthode améliorée de récupération d'huile (IOR) dans les puits d'injection et de production.

Les Modificateurs de Perméabilité Relatifs (RPM)

La modification de perméabilité relative (RPM) est la propriété qui est exploitée durant les traitements de WSO de certains champs pétroliers et une propriété par laquelle

plusieurs polymères solubles dans l'eau et des gels polymère aqueux réduisent la perméabilité à l'écoulement de l'eau dans une plus grande mesure que le débit d'huile.

Les gels RPM sont des polymères réticulés et sont injectés à la formation avec une concentration spécifique dans le flux d'injection. Une fois entré la formation cible, L'injectant est adsorbé à la surface des pores et réduit les perméabilités relatives [29], différents mécanismes sont introduits pour être responsables du comportement des DPR.

La zone de fracturée à faible saturation en eau et non brisée est la condition la plus favorable pour l'application RPM. Les traitements d'arrêt d'eau des cloisons RPM est n'exigent normalement pas l'utilisation d'un isolement mécanique de zone pendant le placement du fluide de traitement.

Pour les traitements au gel appliqués sur les puits d'injection d'eau, la réduction disproportionnée de la perméabilité n'a aucune valeur. Toutefois, cette réduction disproportionnée de la perméabilité n'atténuera pas la production d'eau d'un réservoir qui n'a effectivement qu'une seule zone. Si le polymère ou le gel près d'un puits de production permet à l'huile de passer mais pas à l'eau, la saturation de l'eau va augmenter près et juste au-delà de la banque de gel, diminuant ainsi la perméabilité relative d'huile jusqu'à ce que les débits fractionnaires d'eau et d'huile correspondent aux valeurs qui existaient avant le traitement au polymère ou au gel.

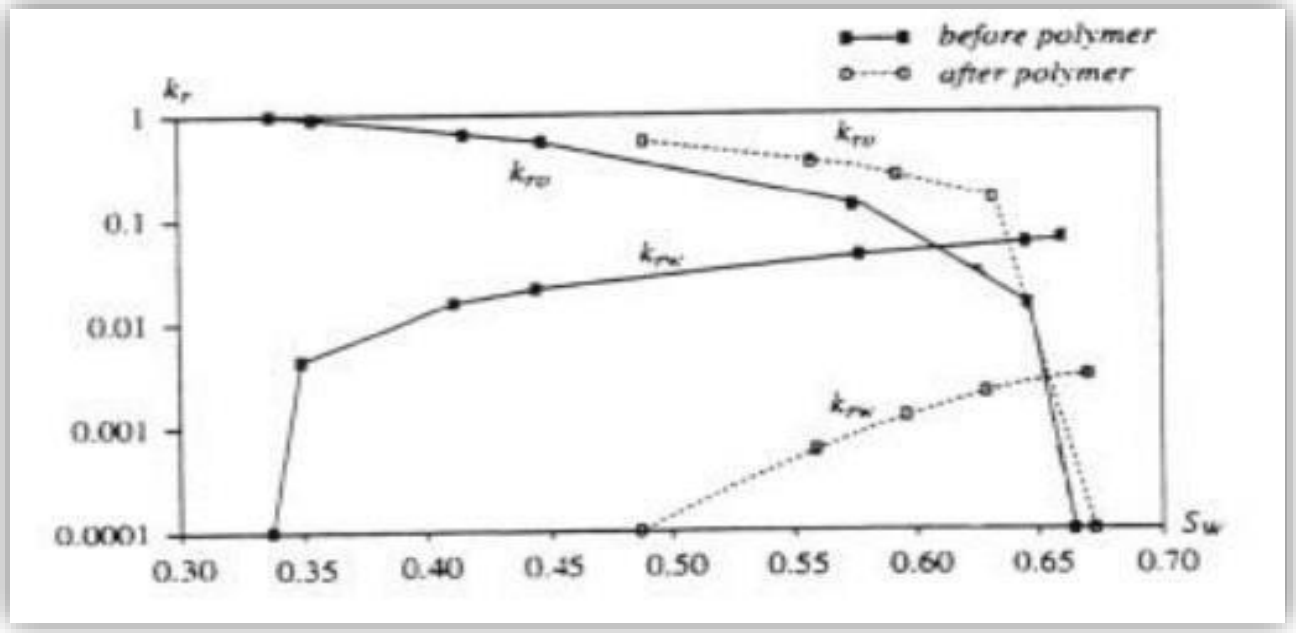


Figure III.8 Modification de la perméabilité relative après l'adsorption du polymère dans les roches gréseuses mouillable à l'eau.

Une stratégie de lutte contre les excédents de production d'eau

Les divers types de problèmes liés à l'eau ont été classés par ordre de priorité et classés du moins difficile au plus difficile à traiter, comme le montre le tableau III.1. Chaque problème nécessite une approche différente pour trouver la solution optimale. Par conséquent, pour obtenir un taux de réussite élevé dans le traitement des problèmes de production d'eau, il faut d'abord déterminer la nature du problème [30].

Notre objectif est de fournir une stratégie et une méthodologie simples pour effectuer un diagnostic efficace.

Quatre catégories de problèmes sont classées au tableau 1 par ordre de difficulté croissante du traitement.

Tableau III.1. Les problèmes de production excessive d'eau et la catégorie de traitement **[30]**
Catégorie A : Les traitements conventionnels sont normalement un choix efficace
• Fuites du tubage sans restrictions de débit. • Flux derrière le tubage sans restrictions de flux • Puits non fracturés (injecteurs ou producteurs) avec des barrières efficaces au flux croisé
Catégorie B : Les traitements avec des gélifiants sont normalement un choix efficace
• Fuites du tubage avec restrictions de débit • Flux derrière tubing avec restrictions de débit • (2D coning) par fracture hydraulique d'un aquifère • Système de fracture naturelle menant à un aquifère
Catégorie C : Les traitements avec des gels préformés sont un choix efficace
• Failles ou fractures traversant un puits dévié ou horizontal • Fracture unique provoquant une canalisation entre les puits • Système de fracture naturelle permettant la canalisation entre les puits
Catégorie D : Problèmes difficiles pour lesquels les traitements par gel ne doivent pas être utilisés
• 3D coning • Cusping • Canalisation à travers les strates (pas de fractures) avec flux croisé

Stratégie proposée :

La stratégie que nous proposons pour attaquer les problèmes de production excessive d'eau préconise que :

- ✓ Les problèmes les plus faciles soient d'abord abordés.
- ✓ L'eau qui se produite par une voie d'écoulement distincte de celle de l'huile est de toute évidence, le type devrait être la cible des traitements d'arrêt d'eau.
- ✓ Le diagnostic des problèmes de production d'eau commence par l'information déjà disponible.

Pour faciliter la mise en œuvre de la stratégie proposée, les questions suivantes doivent être abordées dans l'ordre suivant :

- ➢ Est-ce qu'il y a un problème ?
- ➢ Le problème est-il causé par des fuites ou un écoulement derrière le tubage ?
- ➢ Le problème est-il causé par des fractures ou des caractéristiques semblables à une fracture ?
- ➢ Le problème matrice-flux est-il aggravé par le flux croisé ?
- ➢ Le problème est-il causé par un coning ou une canalisation ?
- ➢ Quelle solution envisager afin de résoudre le problème rencontré ?

a. Dépistage d'un Problème :

- ➢ **Est-ce qu'il y a un problème ?**

Une première question importante lorsqu'on s'attaque à un problème de production d'eau est la suivante : des volumes importants de pétrole mobile demeurent-ils dans le réservoir du puits d'intérêt ? Trois types d'observations sont couramment utilisés pour cette évaluation.

- Premièrement l'augmentation soudaine du water cuts.
- Deuxièmement, WOR significativement élevés pour des puits producteurs.
- Troisièmement, les graphiques de la production de fluide par rapport au temps peuvent montrer une augmentation abrupte de la WOR à un certain point.

b. Identifier correctement le problème :

Encore une fois, en identifiant correctement le problème en premier, la méthode la plus appropriée peut-être identifiée, et la probabilité de traiter avec succès le problème augmente considérablement.

- **Le problème est-il causé par des fuites ou un écoulement derrière le tubage ?**

Une fois que l'exploitant a décidé que le WC est trop élevée (compte tenu des réserves restantes) et que l'eau est produite par une voie d'écoulement distincte de celle de l'huile, l'exploitant devrait demander si l'excédent production d'eau est causée par un problème relativement facile (comme l'indique le tableau III.1), en particulier par des fuites sans restriction dans le tubage ou par l'écoulement derrière le tubage. Voici quelques-unes des méthodes couramment utilisées pour diagnostiquer ces problèmes :

- Essais d'étanchéité/essais d'intégrité du tubage (par ex : essai hydrostatique).
- Les relevés de température.
- Des journaux de ciment.

Il faudrait commencer le processus de diagnostic en examinant l'information déjà disponible.

Si l'on constate un problème de fuite sans restriction ou d'écoulement derrière le tubage, ce problème devrait être réglé avant de tenter de résoudre d'autres problèmes plus difficiles qui pourraient exister.

- **Le problème est-il causé par des fractures ou des caractéristiques semblables à des fractures ?**

Pour diagnostiquer la plupart des problèmes de production excessive d'eau, il est essentiel de déterminer si le débit de fluide autour du puits est radial ou linéaire. L'écoulement derrière le tubage, les fractures et les caractéristiques semblables à une fracture sont associés à l'écoulement linéaire, tandis que l'écoulement radial Dans cette section est limité à l'écoulement dans la matrice.

Un certain nombre de méthodes sont disponibles pour juger si l'écoulement autour d'un puits est linéaire (dans les caractéristiques de rupture) ou radial (en matrice de roche ou de sable). Une méthode simple[4] utilise l'équation de Darcy pour le flux radial :

$$\frac{q}{\Delta p} = \sum \frac{kh}{[141.2\,\mu \ln(\frac{re}{rw})]} \qquad \text{III.1}$$

Débit linéaire :

$$\frac{q}{\Delta p} \gg \sum \frac{kh}{[141.2\,\mu \ln(\frac{re}{rw})]} \qquad \text{III.2}$$

Par contre, si le côté gauche de l'Eq. 1 est inférieur ou égal au côté droit, l'écoulement radial devient probable :

$$\frac{q}{\Delta p} < \sum \frac{kh}{[141.2\,\mu\, ln(\frac{re}{rw})]} \qquad \text{III.3}$$

Dans les équations précédentes :

k : Perméabilité effective de la roche en md.

h : La rémunération nette (hauteur net de production), à des unités de pieds.

μ : La viscosité est mesurée en cp.

Le terme log naturel en Eq. 1 peut être supposé avoir une valeur de 6 ou 7.

Δp : Le tirage ou l'accumulation de pression (dp, en psi).

Des autres méthodes d'analyses de carottes et de diagrammes, 'pulse test'/les analyses transitoires de pression et les études de traceurs entre puits, peuvent être utilisées pour déterminer si les fractures ou les caractéristiques semblables à une fracture sont la source du problème d'eau.

- **Le problème lié au flux matriciel est-il aggravé par le flux croisé ?**

Une fois que les fractures et les caractéristiques apparentées aux fractures sont éliminées, on en déduit que le problème est de nature radiale. Ensuite, la possibilité d'un écoulement croisé entre les couches du réservoir doit être abordée.

Plusieurs méthodes sont utilisées pour évaluer s'il existe un écoulement croisé entre les couches, y compris des essais de pression entre les zones ; divers registres servant à déterminer la saturation, la perméabilité, la porosité et la lithologie des fluides ; profils d'injection/production ; simulation ; et les méthodes sismiques. La méthode la plus simple consiste à tester les différences de pression entre les zones.

Si l'opérateur ne sait pas s'il y a écoulement croisé, il doit présumer qu'il y a écoulement croisé.

- **Le problème est-il causé par un coning ou une canalisation ?**

Selon cette méthode, L'augmentation progressive des courbes WOR avec des pentes dérivées négatives est unique aux problèmes de coning, et l'augmentation rapide des courbes WOR avec des pentes dérivées positives indique un problème de canalisation. Pour autant que nous le sachions, cette méthode n'a pas été utilisée pour distinguer entre un écoulement linéaire (fracture ou écoulement derrière le tubage) et un écoulement radial pour la canalisation ou le coning.

c. Le choix de solutions selon le type de problème rencontré :

Après avoir diagnostiqué la ou les causes de la production excessive d'eau, des nombreux matériaux et méthodes différents peuvent être utilisés. Généralement, ces méthodes peuvent être classées comme chimiques ou mécaniques (voir **le tableau III.2**).

Tableau III.2 : les matériaux et les méthodes de water shut off [30].

Agents d'obturation chimiques et physiques	Techniques mécaniques
• Ciment, sable, carbonate de calcium • Gels, résines • Mousses, émulsions, particules, précipités, microorganismes • Inondations de polymère / de contrôle de la mobilité	• Packers, bridge plugs, patches • Abandon de puits, forage intercalaire • Contrôle de flux de pattem • Puits horizontaux

➢ **Quelle solution envisager afin de résoudre le problème rencontré ?**

Chaque méthode peut très bien fonctionner pour certains types de problèmes, mais sont généralement inefficaces pour d'autres problèmes. Comme nous l'avons déjà mentionné, chaque type de problème nécessite habituellement une approche différente y compris le choix de la méthode de traitement, les propriétés de l'agent de conformité ou de blocage, le volume de l'agent de conformité ou de blocage utilisé et la méthode de placement.

- **Fuites de tubage (problèmes 1 et 4 du tableau 1) :**

Les méthodes les plus courantes pour réparer les fuites de tubage (c.-à-d. pour le problème 1) sont soit le ciment [31] [32], soit les pièces mécaniques. Toutefois, ces méthodes n'ont généralement pas été très efficaces pour traiter les petites fuites de tubage, comme le « trou d'épingle » ou des fuites de filetage (Problème 4). Les traitements au gel peuvent être plus efficaces pour ces applications [33][34].

- **Débit derrière le tubage (problèmes 2 et 5 dans le tableau III.1) :**

Les problèmes d'écoulement sans restriction derrière le tubage sont habituellement traités au ciment [31]. Le ciment peut être extrêmement efficace pour ce type d'application si le canal à boucher n'est pas trop étroit (c.-à-d. problème 2). Lorsqu'on rencontre des canaux étroits (problème 5, comme des micro-espaces annulaires entre le ciment et la formation ou le tubage), le ciment ne peut souvent pas être placé efficacement dans de petites voies d'écoulement ou des voies d'écoulement resserrées. Les gels offrent une meilleure solution pour ce cas.

- **Puits non fracturé avec barrières efficaces à l'écoulement croisé (Problème 3)**

Lorsque la zone d'eau est située au fond du puits, on utilise le plus souvent des bouchons de ciment ou de sable pour arrêter la production d'eau. Historiquement, lorsque la zone d'eau est située au-dessus d'une zone d'huile, les méthodes d'arrêt d'eau les plus courantes comprennent les presses de ciment ou de carbonate (en perforations) ou les packers mécaniques ou les patches [31] (c.-à-d. les traitements conventionnels de la catégorie A).

Dans certains cas, les gels peuvent fournir un sceau plus efficace dans la zone à boucher.

- **Coning 2D : puits de production hydrauliquement fracturés (Problème 6)**

Les traitements par gel ont un potentiel significatif pour corriger ce problème. Ces traitements gelants reposent sur la capacité des gels à être placés dans la matrice rocheuse adjacente aux fractures et à réduire la perméabilité à l'eau beaucoup plus que celle à l'hydrocarbure (réduction disproportionnée de perméabilité).

- **Système de rupture naturelle menant à un aquifère (Problème7)**

Plusieurs exploitants ont déclaré avoir été impressionnants (mais souvent de courte durée), résultats des traitements polymères et gel. ces traitements ont était appliqué pour réduire la production excessive d'eau provenant des fractures naturelles des aquifères sous-jacents qui fournissaient de forts apports d'eau (water drive) [35][36][37].

- **Défauts ou fractures qui croisent des puits déviés ou horizontaux (Problème 8)**

Souvent, les traitements au gel peuvent fournir une solution viable à ce type de problème. Cependant, les traitements conventionnels ne sont pas la forme de Remédias souhaitée dans ce cas [35].

Alternativement un gel formé peut être pompé dans le puits et placé de façon sélective dans la fracture pour minimiser L'endommagement de la productivité du pétrole peut être minimisé.

- **Les fractures individuelles qui entraînent la canalisation des injecteurs vers les producteurs (Problème 9)**

Les traitements en gel constituent actuellement le moyen le plus efficace de réduire la canalisation dans les fractures. Sauf dans le cas de fractures étroites (c.-à-d., des largeurs de fracture inférieures à 0,02 po), les gels extrudés ont un avantage de placement par rapport aux traitements conventionnels au gel pour le traitement des canalisations dans les fractures [35].

Pour certaines applications où de larges fractures ou de gros ‘vugs’ (druses) sont présents, les gels seuls peuvent ne pas fournir une résistance mécanique et une résistance à l’écoulement suffisant pour boucher le canal. Dans ces cas, des particules (sable, cellophane, fibres, coquilles de noix, etc.) peuvent être ajoutées à augmenter la résistance mécanique et les caractéristiques de bouchage du gel [38].

- **Canalisation injecteur-producteur dans des réservoirs fracturés naturellement (Problème 10)**

Les traitements de gel sont les plus réussis pour réduire la canalisation d’eau et de gaz dans des réservoirs naturellement fracturés. Les traitements visaient à améliorer l’efficacité du balayage et à promouvoir la production supplémentaire de pétrole [35].

Jusqu’à présent, les résultats ont été empiriques, dictés principalement par les limitations économiques et opérationnelles perçues.

- **Coning et cusping 3D (Problèmes 11 et 12)**

Les traitements en gel ou en gelant ont une probabilité de réussite extrêmement faible lorsqu’ils sont appliqués sur des problèmes de formation de ‘cusping’ ou de coning 3D dans une roche-réservoir non fracturée.

La seule méthode pratique pour arrêter la production d’eau de la zone (autre que la diminution du taux de production) est de boucher la zone.

- **Canalisation injecteur-producteur dans des réservoirs non fracturés avec écoulement croisé (Problème 13)**

Pendant de nombreuses années, les ingénieurs reconnus que les agents de blocage du puits (near wellbore) sont inefficaces dans ces applications [39].

Les inondations de polymères traditionnels fournissent une solution plus rentable et fiable [40].

Chapitre IV

Etude de cas

Introduction

La région de Haoud Berkaoui est une région pétrolière très importante qui a évaluée avec le temps, elle a un potentiel signifiant dans la production algérienne. Elle représente l'une des dix (10) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien.

A ce jour-là, plus de 100 puits sont en exploitation répartis sur l'ensemble des champs, dont des puits sont éruptif, et d'autres sont en gaz lift.

Situation géographique

La région de Haoud Berkaoui se situe à environ 800 km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au nord-ouest de Hassi Massaoud et à 30 km d'Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt.

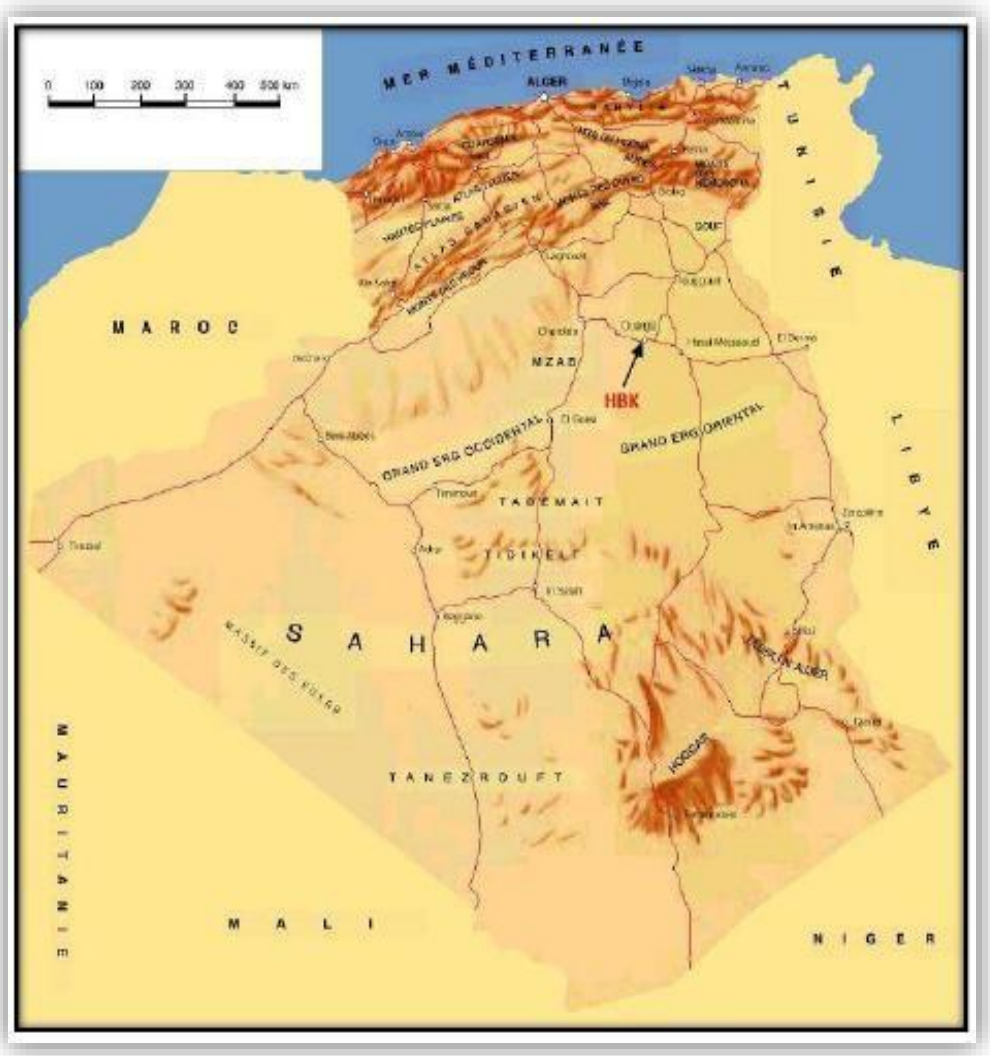


Figure VI.1 : Situation géographique de Haoud Berkaoui.[1]

Cadre géologique

La région de Haoud Berkaoui fait partie du bassin de Oued M'ya, ce dernier se situe dans la partie nord du Sahara Algérien, il se localise exactement dans la province centrale.

Ce bassin à la configuration d'une dépression allongée d'orientation nord-est/sud-ouest acquise au cours du paléozoïque. Il est limitée, au nord par la zon haute de Djamâa-Touggourt, constituée de terrains d'âge cambrien ; Au nord-ouest le môle de Talemzane (Hassi R'mel) ; À l'est par la dorsale d'El-Agreb El-Gassi qui se prolonge jusqu'à Massaoud au nord et au sud par la dépression de Mouydir.La région de Haoud Berkaoui se situe au nord de la dépression d'Oued M'ya (Bloc 438)**(Figure I.2)**. Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence orientée nord-est/sudouest, elle est séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400 km, sa largeur varie de 25 à 30 km au sud-ouest et de 08 à 10 km au nord-est.

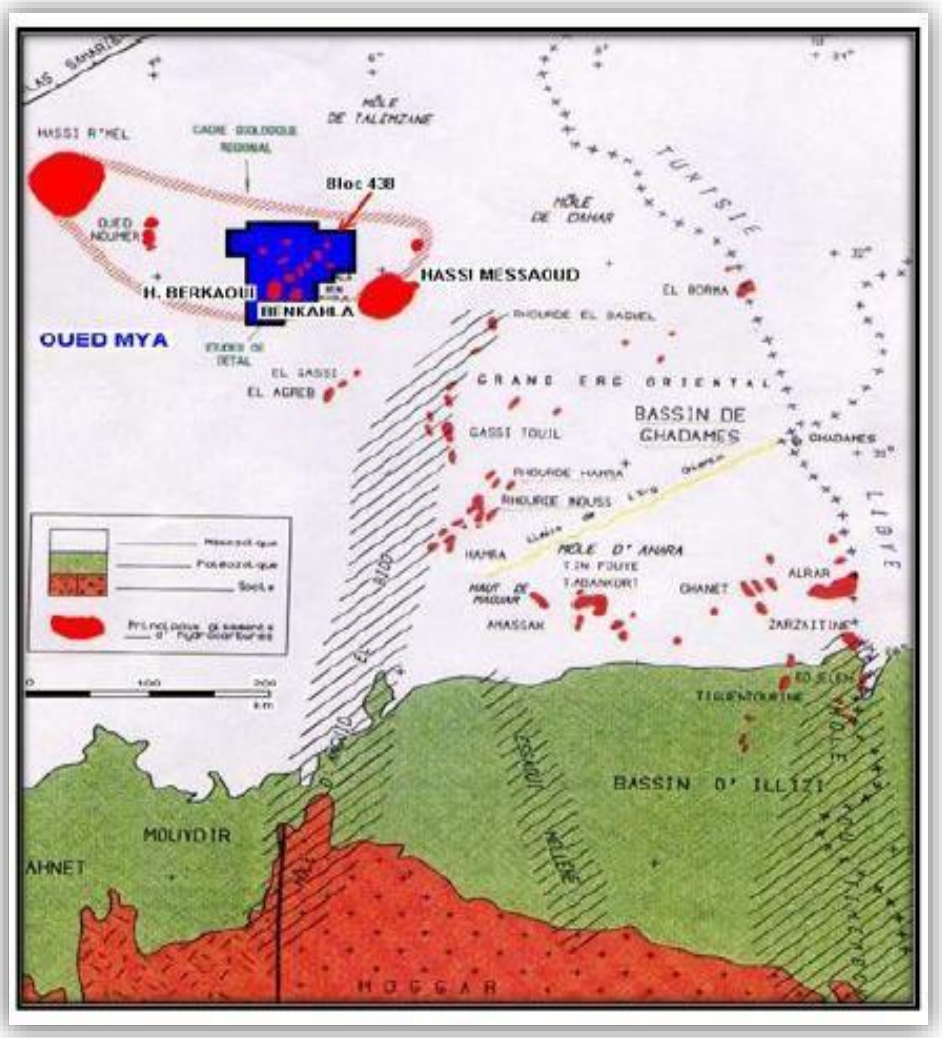


Figure VI.2 : Situation géologique de Haoud Berkaoui. [1]

Section stratigraphique du réservoir

Age	Prof.	Etages	Strati.	Lithologie	Epaisseur
TRIAS ARGILO GRESEUX	3400	T-2		Altern.d'argile silteuse et de silts,passées de gres beige à cim.argilo-dolomitique	20 à25m
	3425	T-1		Alternance d'argile et de silts passées de gres beige ciment argilo siliceux fine altercal. de gres gris-blanc.	25 à 30 m
	3460	ERUPTIF		Andesite brun-rouge à brun sombre altérée en général au sommet. Présence de nodules de carbonates.Fines intercala-tions de joints d'argile ferrugineuse.	0 à 75 m
	3490 3600	SERIE INFERIEURE		Grés gris beige fin,moy à grossier.Ciment carbonaté à siliceux.Passées de films d'argile verdatre .Presence de pyr et nodules d'argile verte ou ferrugineuse.	15 à 60 m
GOTHLANDIEN				Argile noire feuilletée pyriteuse, silt.	300 à 900m

Figure VI.3 : Section stratigraphique du TRIAS ARGILO-GRESEUX.

Les champs de la région

Les champs de Haoud Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300km2, dont les principaux sont :

- **Champ de Haoud Berkaoui (HBK)**.
- **Champ de Benkahla(BKH).**
- **Champ de Guellala(GLA).**
- **Les champs périphériques :** Ils sont beaucoup, on peut citer :

- N'goossa (N'gs).
- Haniet El Baida (Heb).
- Draa Tamra (Drt).
- Kef El Agroub (Kg).
- Mellala (Mel).
- Guellala Nord-Est (Glane).

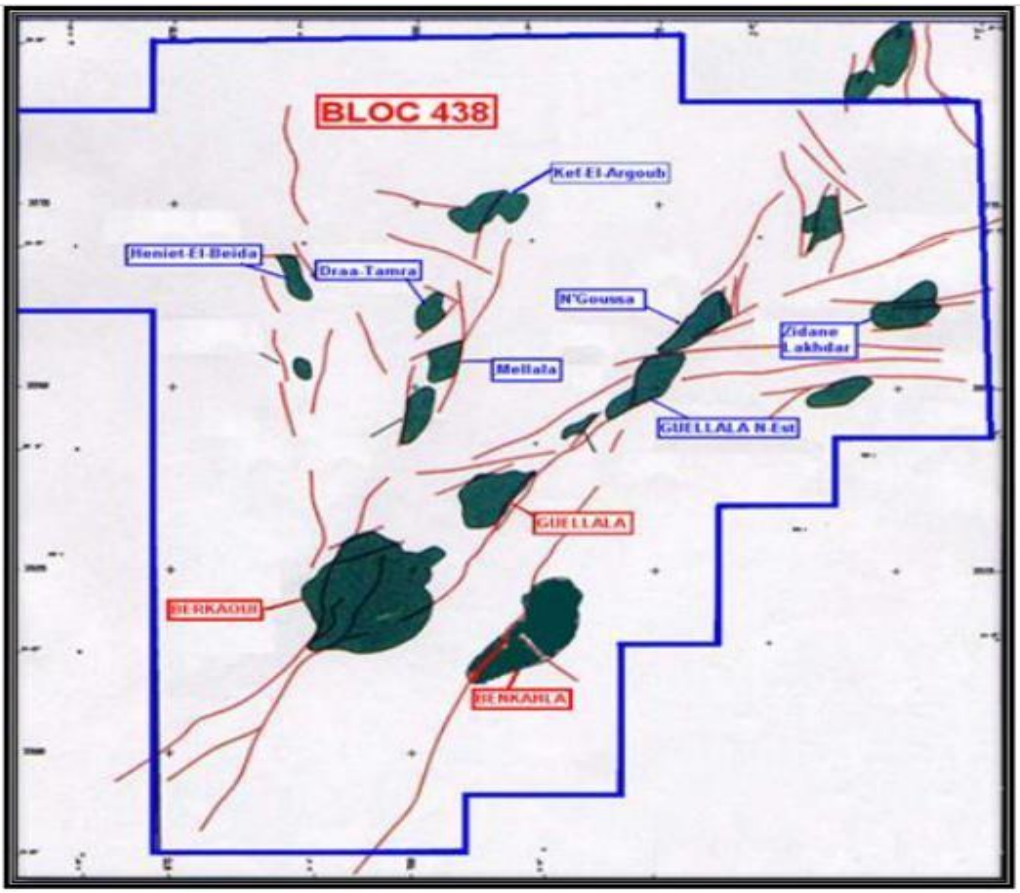


Figure VI.4 : Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui. [1]

Champ de Haoud Berkaoui (HBK)

Le gisement de Haoud-Berkaoui découvert en **1966** par la **CFPA**, ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136,4 millions stm³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m. Il s'étend sur une superficie de 175 km² avec une élévation de 220 m. par rapport au niveau de la mer.

Le gisement de Berkaoui se situe dans la dépression de l'Oued M'ya, au centre de la province triasique, où elle est limitée [l'ouest par le champ de Hassi R'Mel, au sud-est par le gisement de Benkahla, au nord-est par le gisement de Galalla, l'est par le champ de Hassi Messaoud, et au sud par le gisement d'El-Gassi.

Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (gaz-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certaines zones). Le démarrage du gaz lift s'est fait en **1993** à partir de **l'UTG** de **Guellala**, en effet, la production moyenne par puits est passée de **67 t/j** à plus de **80t/j**.

Tableau IV.1 : les puits du champ HBK

Puits	Puits producteurs d'huile	Puits fermés	Puits producteurs d'eau (albien)	Puits Secs
Nombre	**57**	**13**	**7**	**9**

.

Champ de Benkahla(BKH)

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 km², élevée de 209 m par rapport au niveau de la mer. Il a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves ont été d'environ 86,8 millions stm³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m.

Ce champ produit par sa propre énergie de gisement aidée par le maintien de pression et le gaz-lift. Le gisement de Benkahla se situe dans la dépression de l'Oued M'ya, au centre de la province triasique, où elle est limitée [l'ouest par le champ de Hassi R'Mel, au nord-ouest par le gisement de Berkaoui, au nord-est par le gisement de Galalla, l'est par le champ de Hassi Messaoud, et au sud par le gisement d'El-Gassi].

Le premier forage de Benkahla fût en 1966, le premier test de production effectué par **CFPA** donna un débit de 11 m^3/h avec une pression de fond de 520 kg/cm^2 et un GOR de 101m^3/m^3.

Tableau IV.2 : les puits du champ BKH.

Puits	Puits producteurs d'huile	Puits injecteurs d'eau	Puits producteurs d'eau (albien)	Puits Secs
Nombre	**25**	**8**	**5**	**8**

Tableau IV.3 : Les caractéristiques pétro physiques des trois champs.

CARACTERISTIQUES	HAOUD BERKAOUI	BENKAHLA	GUELLALA
Profondeur moyenne (m)	3550	3300	3500
Pression initiale (kgf/cm²)	518	532	532,5
Pression de bulle (kgf/cm²)	188	180	185
Contact huile/eau initial (m)	3324	3324	3370
Porosité moyenne Φ(%)	8,8	9,3	9,3
Perméabilité moyenne K (md)	56,2	70,4	232
Saturation moyenne Sw(%)	32,7	32	22,3
Les réserves (m³)	143,9.10+6	100.10+6	103,6. 10+6

Le puits BKP2

Historique du puits

Le puits **BKP2** est un puits producteur d'huile, il a été foré en 2004, Le puits étant implanté dans la zone BERKAOUI traverse les drains Quartzites de Hamra et Grès d'El Atchane dans un intervalle de 3904.43 à 4081.19 m ; soit une hauteur de 177.76 m. ce puits étant éruptif est compléter avec un tubing 4"½ et un Liner mixte 4"½ (crépines) (Annexe A).il a commencé à produire le14/02/2005.

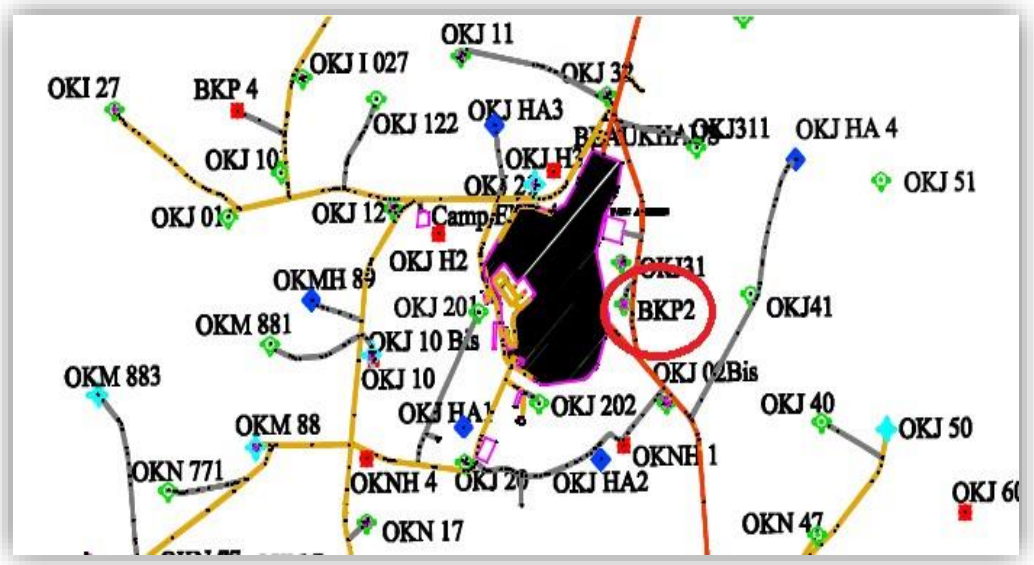


Figure VI.5 : Carte position de puits BKP2**.**

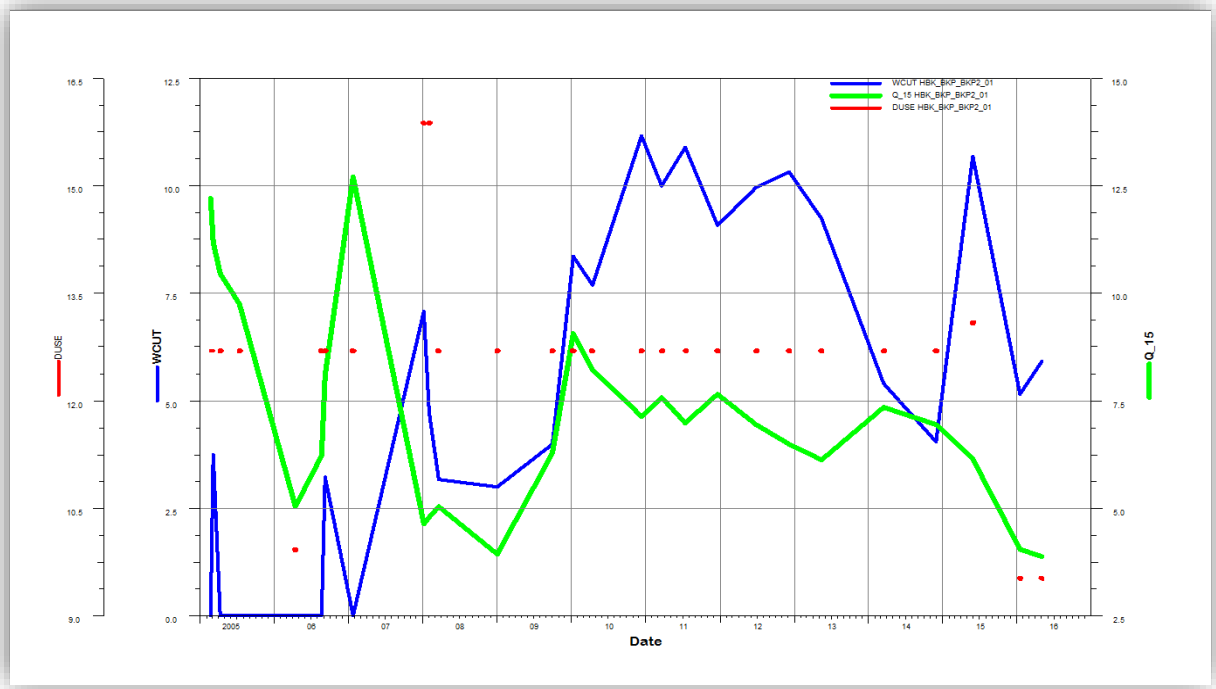


Figure VI.6 : Historique de water-cut de puits BKP2

Comportement du puits (bouchages)

L'observation des rapports des contrôles Wire Line, sur une période de deux années (2014-2015), révèle que la plupart des passages négatifs, ainsi que les battages opérés, ont eu lieu dans le tubing suspendu 2″⅞, de 3830 à 3885 m. Au niveau des crépines (section de passage plus large), le passage d'un calibre correspondant au drift des crépines n'est pas possible, sauf après si le tubing suspendu est remonté. Contrôle WL du 26/08/2013, après la remontée du tbg 2″⅞ (Snubbing du 10/08 au 25/08/13), GC Ø 86mm, GC Ø78mm, GC Ø64mm, et GC Ø54mm, battus à 3870 m. TS = 4081.19 m. Un autre endroit, situé entre 300 et 500 m, est aussi quelques fois lieu de passage négatif.

Enfin, certains passages négatifs ont eu lieu juste en surface, à 3 m de profondeur.

Comme il est connu, en plus des dépôts de sel, le puits BKP2 présente aussi un problème épineux qu'est celui de dépôt du Ba SO_4, et qui a déjà causé d'importants endommagements. La précipitation du Ba SO_4 est certainement due à l'incompatibilité de deux eaux dont il faut bien s'assurer de l'origine. Sachant que le dessalage se fait avec une eau albienne, porteuse d'ions SO_4^{--}, est que l'eau de l'un des réservoirs (QH & GEA), ou les deux est chargée d'ions Ba^{++}, l'indésirable dépôt est donc évident.

Investigation

Une étude de compatibilité de l'eau du puits BKP2 avec l'eau de l'albien et du réservoir du TAG-SI a été réalisée par CRD en 2014, Une opération d'échantillonnage de deux eaux a été effectués par les exploitants de la région de Haoud Berkaoui, ces échantillons ont été d'abord acheminés vers Hassi Messaoud puis envoyés à la Division Technologies et Développement au mois de Mars 2014.

Ces échantillons d'eau ont fait l'objet de poursuite d'investigation de la recherche des éléments qui sont sources à l'apparition de dépôts solide dans les installations de surface au niveau de manifold principal.

D'après le rapport d'analyse de compatibilité **(**Annexe C**)**, Le **$BaSO_4$** est formé à partir de l'incompatibilité de deux eaux l'une provenant de l'albien (SO_4^{--}) et l'autre du gisement (Ba^{++}). C'est pourquoi le PLT du 05/07/2015 a été réalisé **(**Annexe B**).**

a.Résultats obtenue d'après l'interprétation du PLT le 05/07/2015

Cette opération a pour l'objectif de déterminer le Profil de production et localisation des sources de venues d'eau (Annexe B).

- **Paramètres enregistrés au niveau des stations**

Tableau IV.4 : Paramètres enregistrés au niveau des stations.

Réservoir	Stations (m)	Pression (kgf/cm²)	Température. (°C)	Densité (g/cc)	Spinner (rps)	Water holdup
Quartzites de Hamra	3930	278,04	119,62	0,873	1,370	0,541
	3955	278,78	119,45	1,178	-1,747	0,935
	4005	283,29	119,67	1,197	0,012	0,983
	4020	283,97	119,82	1,191	-1,323	1,000
Grès d'El Atchane	4030	284,07	119,39	1,200	0,000	1,000
	4060	286,72	119,66	1,200	-0,018	1,000
	4090	289,21	120,19	1,199	-0,008	1,000

- **Participation des intervalles by phase (Conditions Réservoir)**

Tableau IV.5 : Participation des intervalles par phase (Conditions Réservoir) du puits BKP2.

Réservoir	Zone	Intervalle (m)	Qt (m^3/h)	Taux (%)	Qo (m^3/h)	Qw (m^3/h)	Qg (m^3/h)	Dens (g/cc)	PFD (kg/cm^2)	TFD (°C)
Quartzites de Hamra	N°1	3904,4 @ 3939,0	9,70	75,78	9,700	0,00	0	0,750	263,84	119,65
	N°2	3940,6 @ 3986,9	1,70	13,28	1,700	0,00	0	1,169	267,84	119,59
	N°3	3988,4 @ 4005,7	0,94	7,34	0,310	0,63	0	1,169	271,51	119,75
QH+GEA	N°4	4007,3 @ 4033,7	0,46	3,59	0,000	0,46	0	1,192	274,12	119,57
Grès d'El-Atchane	N°5	4034,8 @ 4057,4	0,00	0,00	0,000	0,00	0	1,197	277,09	119,46
		Total	**12,80**	**100**	**11,71**	**1,09**	**0**	**---**	**---**	**---**

NB : Pour la Densité, PFD et TFD, les valeurs prises sont des valeurs moyennes le long des zones.

- **Participation des intervalles par phase (Conditions Surface)**

Tableau IV.6 : Participation des intervalles par phase (Conditions Surface) du puits BKP2.

Réservoir	Zone	Intervalle (m)	Qoil (m^3/h)	Taux (%)	Qw (m^3/h)	Taux (%)	Qg (m^3/h)
Quartzites de Hamra	N°1	3904,4 @ 3939,0	6,11	82,79	0	0	1010,55
	N°2	3940,6 @ 3986,9	1,07	14,5	0	0	177,12
	N°3	3988,4 @ 4005,7	0,20	2,71	0,60	57,69	33,30
QH + GEA	N°4	4007,3 @ 4033,7	0	0	0,44	42,31	0,68
Grès d'El Atchane	N°5	4034,8 @ 4057,4	0	0	0	0	0
		Total	**7,38**	**100**	**1,04**	**100**	**1221,65**

Paramètres du PLT : GOR = 165, 67 m3/m3 WC = 12.35 % GLR = 145 m3/m3.

Tableau IV.7 : Données de dernier jaugeage du puits BKP2.

Date du dernier jaugeage	$P_{tête}$	P_{pipe}	Duse	Sal huile	Sal eau	Q_{oil}	Q_w	Q_g	W.C	GOR	GLR
	kgf/cm²	kgf/cm²	mm	mg/l	g/l	m^3/h	L/h	m^3/h	%	m^3/m^3	m^3/m^3
31/05/2015	31,1	14,3	13,1	12273	350	6,150	758,67	653,22	10,98	106	95

D'après l'interprétation du PLT du 05/07/2015 (Annexe B), on constate, tout comme lors du PLT du 08/12/2007, que seule la partie sommitale du réservoir des Quartzites de Hamra participe potentiellement à la production ; elle assure les 98,9 % de la production (zone allant de 3904,4 à 3986,9 m).

Les 1,1 % restants proviennent de la partie basale des Quartzites de Hamra. Quant au réservoir Grès d'El Atchane, aucune production d'huile n'y provient, et l'image obtenue aussi bien par le bubble count que le water hold up montre que les traces d'huile n'apparaissent qu'à partir de 4018.3 m. Et la production s'accentue potentiellement à partir de la cote 3940m.

Par ailleurs, les deux réservoirs, Quartzites de Hamra et Grès d'El Atchane, produisent tous deux de l'eau, mais la majeure partie provient du premier réservoir ; soit 57,69 % par la zone allant de 3988,4 à 4005,7 m (Quartzites de Hamra), et 42,31 % par la zone allant de 4007,3 à 4033,7 m (Quartzites de Hamra + Grès d'El Atchane).

NB : Il est pratiquement impossible dans notre cas d'avoir deux échantillons distincts pour vérifier si c'est l'eau des QHamra ou celle des Grès d'El Atchane qui est chargée d'ions Ba^{++}.

La seule approche, pour donner une explication plausible, est une analogie avec le puits BKP1.

L'observation des résultats du PLT du 11 mai 2006 du puits BKP1, montre que les Grès d'El Atchane ne participent pas à la production, donc l'eau produite au niveau de ce puits proviendrait uniquement des Quartzites de Hamra. Hors le puits ne présente pas de problème de dépôt du Ba SO_4, donc nous déduisons que l'eau des Quartzites de Hamra ne présente pas de problème de compatibilité avec l'eau Albienne. Autrement dit, la cause du problème du puits BKP2 proviendrait des Grès d'El Atchane : son eau comporterait certainement les ions Ba^{++}, qui se combinent aux SO_4^{--} de l'eau de dessalage (eau Albienne).

Décision

Le PLT fait sur le puits **BKP2** et l'analyse de compatibilité entre les deux eaux amène à la réalisation de WSO pour les bancs N°3, N°4 et N°5 par un bouchon de ciment permanent pour diminuer les venues d'eau et empêcher la précipitation de **BaSO4**.

Réalisation et évaluation du Water Shut-Off

- **Objectif**

L'objectif assigné à ce job est d'isoler définitivement le réservoir de GEA, responsable de la production d'eau chargé en Ba++, par un bouchon de ciment permanent au CTU.

- **Procédure de l'opération**

Le traitement s'effectue, au Coiled Tubing, en deux journées comme suit :

1er Jour :

- Circulation avec de l'eau traitée avec 2% KCl.
- Remplissage de CT avec de Linear Gel et de sable 20/40.
- Pompage à une pression sensiblement stable.
- Perforations de liner crépiné au Surgi-Jet de 4080 à 4005 m, soit tous les Cinq mètres.
- Mise en place d'un bouchon de sable au fond du puits (le sable utilisé durant les perforations au Surgi-Jet se déposera au fond par décantation, jusqu'au bas de la Crépine).

2ème Jour :

- Neutralisation du puits.
- Mise en place d'un bouchon de ciment par sous pression (squeeze), de telle manière à assurer uniquement la pénétration du ciment dans la formation et de renforcer l'étanchéité derrière le liner crépiné 4"1/2 du réservoir de GEA.

- **Evaluation**

Cette décision était la bonne et la mise en œuvre de WSO a bien réussi parce que d'une part les venues d'eau ont été diminuées et d'autre part la formation de **BaSO4** a été stoppée (isolation du réservoir de GEA).

Suite à cette procédure le débit d'huile journalier a diminué mais le gain économique est très important justifié par le nombre des heures d'arrêt.

D'après les derniers jaugeages (19/01/2016 et 02/05/2016) effectués après le WSO, on remarque que le débit d'huile a chuté de 6.15 à 3.88 m3/h et aussi le water-cut a diminué de 10.68 à 5.9%. Malgré le débit d'huile a chuté les heures d'arrêts se sont rétrécies, ce qui est en faveur de la production (voir le tableau **IV.7**).

Cette amélioration a fourni une augmentation du 15% de taux de production du champ complet parce que le **BaSO4** s'est prolongé jusqu'au manifold.

Tableau IV.8 : Données de jaugeages avant et après l'opération WSO du puits BKP2

BKP2	$P_{tête}$	P_{pipe}	Duse	Salinité Huile	Salinité Eau	Qo	Qw	Qg	WC
	kgf/cm²	kgf/cm²	mm	mg/l	g/l	m3/h	m3/h	m3/h	%
31/05/15 Avant WSO	31,1	14,3	13,1	12273	350	6,150	0.758	653,22	10,68
19/01/16 Après WSO	32	17.8	9.52	1041	350	4.10	0.223	548	5.16
02/05/16 Après WSO	32.1	18	9.52	362	350	3.883	0.249	445	5.9

Tableau IV.9 : Historique d'arrêt du puits BKP2.

	Nombre d'arrêt	Heures d'arrêt (h)	Production perdu (m3)
Avant WSO Du 20/02/15 au 07/12/15	93	800	5200
Après WSO Du 07/12/15 au 20/09/15	29	405	1620

Exemple explicative la méthodologie de diagnostic de WPM avec les plots WOR et WOR' et une étude de rentabilité pour un puits :

En ce qui concerne l'application des méthodes WOR et WOR dérivées plots de diagnostic aux données ciblées mentionnées au chapitre 2, l'étude fournit un exemple pour un puits de pétrole. En utilisant le format Microsoft Excel, les données de production et un calcul simplifié WOR et WOR' donnés dans le tableau **IV.10.**

Généralement, les graphiques de diagnostic montrent que le WOR augmente avec le temps. Le taux d'augmentation diffère pour un mécanisme de problème différent. Le degré d'augmentation nette ou graduelle et la pente de la courbe de dérivé présentent une différence de signal entre le coning et la canalisation.

diagnostic avec WOR plot et sa dérivée

Tableau IV.10 : historique de jaugeage.

Date de mesure	Diamètre duse (mm)	Débit d'huile (m^3 /h)	Débit de gaz (m^3/h)	Débit d'eau récupérée (l/h)
07/11/2004	12.7	27.96	6507.42	0
08/12/2004	11	18.43	3374.01	450
20/12/2004	11	25.7	5057.5	0
13/04/2005	11	13.8	2725.5	0
20/06/2005	11	22.06	4877.69	90
28/08/2005	11	11.73	2081.45	1400
19/11/2005	11	7.97	817.62	1680
18/02/2006	11	13.34	3214.62	260
26/09/2006	11	7.47	2244.79	2510
12/08/2007	11	6.11	597.55	2140
12/10/2009	11	5.08	658.94	4006
21/02/2011	11	9.03	1221.27	8000
14/11/2011	11	7.63	1490.40	9000
13/06/2012	16	4.4	555.28	10000
05/09/2012	16	4.4	762.21	7600
19/10/2012	16	3.91	1506.64	2280
02/02/2013	16	1.97	397.1	5700
12/03/2013	16	3.6	526.71	5070
05/05/2013	16	2.8	508.25	5900
22/01/2016	16	4.67	577.33	13580
18/02/2016	16	2.34	413.07	11300
29/02/2016	16	2.76	521.81	8455
17/04/2016	16	1.57	257.33	9000
08/07/2016	16	2.55	676.46	9843
09/09/2016	16	1.85	891.88	11460
28/12/2016	16	0.78	299.69	5580
13/01/2017	16	0.4	220.70	7144

- **Méthodologie**

Premièrement, la valeur du rapport eau/huile (WOR) est calculée en utilisant la production actuele d'huile et d'eau, et l'équation est la suivante :

$$WOR = \frac{\mathrm{Qw}}{\mathrm{Qo}} \quad \text{V.1}$$

Ensuite, la valeur de la dérivée du rapport eau/huile (WOR) est calculée par l'équation suivante :

$$WOR' = \frac{d(WOR)}{dt} = \frac{WOR1 - \mathrm{WOR2}}{t1 - t2} \quad \text{V.2}$$

- **Résultats et Discussion**

Tableau IV.11 : résultats de calcule

Date de mesure	Débit d'huile (m^3/h)	Débit d'eau récupérée (m^3/h)	Temps (jr)	Temps cumul (jr)	WOR	WOR'
07/11/2004	27,96	0	31	31	0	0
08/12/2004	18,43	0,45	12	43	0,02441671	0,002034726
20/12/2004	25,7	0	114	157	0	-0,000214182
13/04/2005	13,8	0	68	225	0	0
20/06/2005	22,06	0,09	69	294	0,00407978	5,91273E-05
28/08/2005	11,73	1,4	83	377	0,11935209	0,001388823
19/11/2005	7,97	1,68	91	468	0,21079046	0,001004817
18/02/2006	13,34	0,26	220	688	0,01949025	-0,000869546
26/09/2006	7,47	2,51	320	1008	0,33601071	0,000989126
12/08/2007	6,11	2,14	791	1799	0,3502455	1,79959E-05
12/10/2009	5,08	4,006	496	2295	0,78858268	0,000883744
21/02/2011	9,03	8	235	2530	0,88593577	0,000414268
14/11/2011	7,63	9	212	2742	1,17955439	0,001384993
13/06/2012	4,4	10	84	2826	2,27272727	0,013013963
05/09/2012	4,4	7,6	44	2870	1,72727273	-0,012396694
19/10/2012	3,91	2,28	75	2945	0,5831202	-0,015255367
02/02/2013	1,97	5,7	38	2983	2,89340102	0,060796863
12/03/2013	3,6	5,07	54	3037	1,40833333	-0,027501253
05/05/2013	2,8	5,9	992	4029	2,10714286	0,000704445
22/01/2016	4,67	13,58	27	4056	2,90792291	0,029658521
18/02/2016	2,34	11,3	11	4067	4,82905983	0,174648811
29/02/2016	2,76	8,455	48	4115	3,0634058	-0,036784459
17/04/2016	1,57	9	82	4197	5,73248408	0,032549735
08/07/2016	2,55	9,843	63	4260	3,86	-0,029721969
09/09/2016	1,85	11,46	110	4370	6,19459459	0,021223587
28/12/2016	0,78	5,58	16	4386	7,15384615	0,059953222
13/01/2017	0,4	7,144	1	4387	17,86	10,70615385

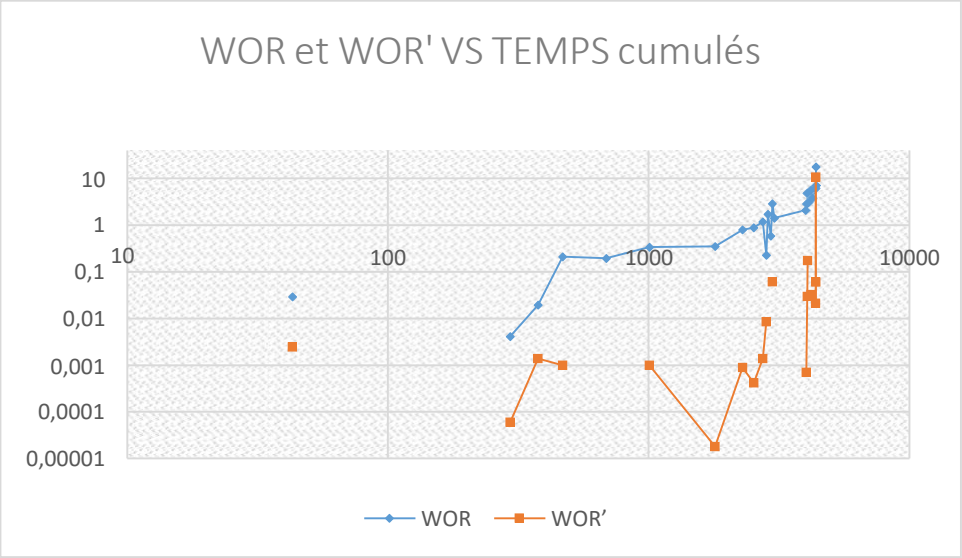


Figure IV.7 : historique de WOR et WOR' par rapport au temps cumulé.

La figure **IV.7** montre que le processus de déplacement de l'eau semblait tout à fait normal, après 294 jours, le taux d'augmentation du WOR s'approche relativement rapidement. Une valeur constante à la fin de cette période (le jour 468 à 1799). Après cette période, le dérivé de WOR par rapport au temps a montré une pente positive indiquant le problème de la canalisation d'eau.

Donc la Figures **IV.7** montre un exemple de puits de canalisation d'eau à pente positive qui indique une perméabilité horizontale élevée.

Les résultats d'interprétation géologique présentés dans **l'annexe D** sont compatible avec le résultat président et indique que les perméabilités carottes sont faibles, à l'exception du drain RA ou elle est assez élevée (34.08md).

Le manque des données de PLT impose un obstacle pour localiser le point d'entrée de l'eau dans le puits afin qu'un traitement puisse être correctement placé.

IV.7.3 Etude économique

On a établi une étude économique pour ce puits, afin d'analyser le changement de rentabilité avec le temps, et l'impact de la diminution de débit d'huile et l'augmentation de débit de production de l'eau sur le gain de production.

D'après Arentz (2008) le cout de manipulation de l'eau et de 1\$US/$m^{3.}$ Les prix de production de baril d'huile algérien sont présentés aux **figure IV.8** et **tableau IV.12.**

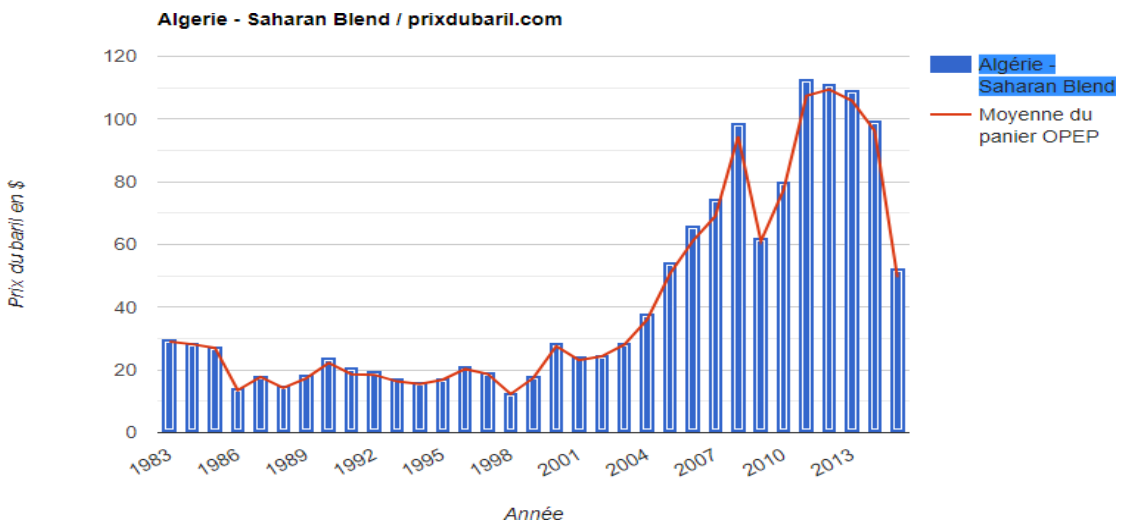


Figure IV.8 : l'historique de prix du pétrole algérien [41].

Tableau IV.12 : historique de changement de prix du pétrole algérien.

L'année	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Le prix moyen de baril de pétrole Algérien	38,35	54,64	66,05	74,66	98,96	62,35	80,35	112,92	111,49
L'année	2013	2014	2015	2016	2017				
Le prix moyen de baril de pétrole Algérien	109,38	99,68	52,79	38,12	59,67				

- **Méthodologie**

On tienne en compte juste le prix de pétrole et le prix de la manipulation de l'eau. On néglige tous Les autres frais de transport et des opérations …etc.

Premièrement, la valeur du rentabilité pour chaque période est calculée en utilisant la production actuele d'huile et d'eau, les prix d'huile et de manipulation de l'eau. l'équation est la suivante :

$$R = (Qo \times 24 \times T \times Ph) - (Qe \times 24 \times T \times Pe) \quad \text{V.3}$$

Où : R : la rentabilité pour chaque période ($).

Qo : débit d'huile (m^3/h).

T : temps de production (jour).

Ph : prix d'huile ($/$m^3$).

Qe : débit d'eau (m^3/h).

Pe : prix de manupilation d'eau ($/$m^3$).

Ensuite, les valeurs de la rentabilité cumulative et de la rentabilité par jour sont calculées par les équations suivantes :

$Rc = \sum R$ V.4

Où : Rc : la rentabilité cumulative ($).

R : la rentabilité pour chaque période ($).

$Rj = {}^{Rc}/_{Tc}$ IV.5

Où : Rj : la rentabilité journalière ($).

Rc : la rentabilité cumulative ($).

Tc : le temps cumul (jour).

- **Résultats et discussion :**

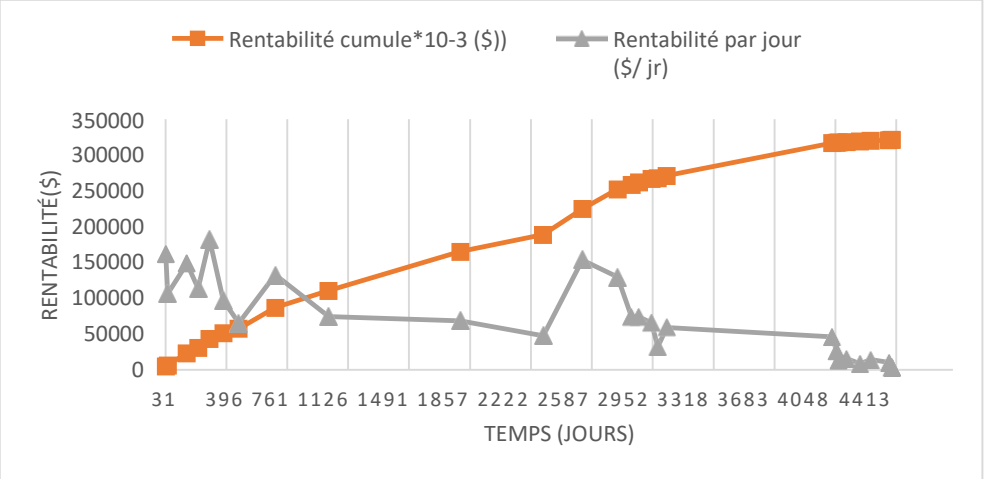


Figure IV.9 : rentabilité cumulatives et journalière

Tableau IV.13 : résultats du calcule de la rentabilité

Tem-ps (jr)	**Temps cumul (jr)**	Débit d'huile (m3 /h)	Débit d'eau récupér-ée (m3 /h)	Prix d'huile ($/m³)	Cout de manipulation de l'eau ($)	Rentabilité ($)	**Rentabilité cumule*10⁻³ ($)**	**Rentabilité par jour ($/ jr)**
31	31	27,96	0	241,194655	0	5017389,1	5017,389	161851,3
12	43	18,43	0,45	241,194655	129,6	1280093,038	6297,482	106674,4
114	157	25,7	0	241,194655	129,6	16959650,41	23257,13	148768,9
68	225	13,8	0	343,647352	129,6	7739488,203	30996,62	113816
69	294	22,06	0,09	343,647352	278,64	12553756,09	43550,38	181938,5
83	377	11,73	1,4	343,647352	3067,44	8026930,21	51577,31	96710
91	468	7,97	1,68	343,647352	6736,56	5978021,64	57555,33	65692,55
220	688	13,34	0,26	415,408265	8109,36	29257991,43	86813,32	132990,9
320	1008	7,47	2,51	415,408265	27386,16	23812529,2	110625,8	74414,15
791	1799	6,11	2,14	469,559138	68011,92	54424590,47	165050,4	68804,79
496	2295	5,08	4,006	392,137855	115699,344	23665798,43	188716,2	47713,3
235	2530	9,03	8	710,187756	160819,344	36124174,26	224840,4	153719,9
212	2742	7,63	9	710,187756	206611,344	27524719,36	252365,1	129833,6
84	2826	4,4	10	701,194057	226771,344	6199711,763	258564,8	73806,09
44	2870	4,4	7,6	701,194057	234796,944	3250002,466	261814,8	73863,69
75	2945	3,91	2,28	701,194057	238900,944	4930899,773	266745,7	65745,33
38	2983	1,97	5,7	687,923634	244099,344	1230752,718	267976,5	32388,23
54	3037	3,6	5,07	687,923634	250670,064	3203005,787	271179,5	59314,92
992	4029	2,8	5,9	687,923634	391137,264	45718173,26	316897,7	46086,87
27	4056	4,67	13,58	239,748116	399937,104	716716,3187	317614,4	26545,05
11	4067	2,34	11,3	239,748116	402920,304	145123,5961	317759,5	13193,05
48	4115	2,76	8,455	239,748116	412660,464	752543,7698	318512,1	15678
82	4197	1,57	9	239,748116	430372,464	723052,1389	319235,1	8817,709
63	4260	2,55	9,843	239,748116	445255,08	909490,22	320144,6	14436,35
110	4370	1,85	11,46	239,748116	475509,48	1140675,399	321285,3	10369,78
16	4386	0,78	5,58	239,748116	477652,2	69666,6357	321354,9	4354,165
1	4387	0,4	7,144	375,282531	477823,656	3431,256298	321358,4	3431,256

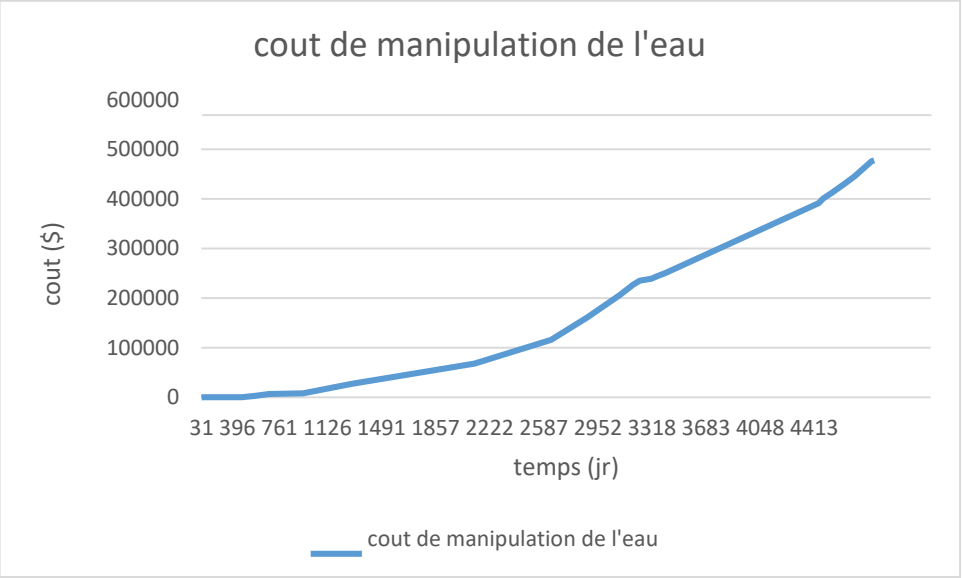


Figure IV.10 : coût de manipulation de l'eau produite.

Les figure (**IV.9**) et (**IV.10**) et le tableau (**IV.13**), montrent que le processus de développement de la rentabilité semblait tout à fait bien jusqu'aux 1008ème jours, avec une perturbation pour la courbe de rentabilité journalière à cause de l'instabilité de débit de production. Une diminution de taux d'augmentation de la rentabilité cumulative après 1008ème le jour à cause de diminution de débit de production d'huile et l'augmentation de débit d'eau qui implique des frais de manipulation.

Une forte reprise d'augmentation de rentabilité après 2530^{éme} jours malgré l'augmentation des frais de manipulation de l'eau, à cause de l'augmentation de débit d'huile ainsi que la forte augmentation du prix de pétrole. La reprise n'a pas été longue, on peut même constater qu'elle ait encore diminué après (2742ème jours) à cause de la diminution de débit d'huile et l'augmentation des frais de manipulation de l'eau. Une valeur Constante à la fin de la période (4029ème jours). Après cette période une forte diminution de rentabilité journalière à cause de la chute de prix de pétrole et le débit de production contre l'augmentation de débit d'eau et leur frais de manipulation.

Donc les Figures (**IV.9**) et (**IV.10**) nous montrent un exemple de rentabilité pour un puits dès le début de production, on alors observe l'évolution de la rentabilité mais aussi les couts engendrés par la production.

Il est tout de même difficile d'analyser les frais engendrer par la production d'eau par manque de données, notamment le cout des opérations visant à soulever les problèmes causés par la production d'eau (les bouchages), mais aussi par l'instabilité des prix de pétrole (tableau **IV.12**) et comme dit précédemment du débits de production.

Etudions alors notre **tableau IV.14** on voit que les frais de manipulation de l'eau sont limités au début du cycle de production, mais elles augmentent nettement avec l'augmentation de débit d'eau par rapport au temps.

Dans notre cas d'étude les couts maximaux associés à la production d'un baril d'huile s'élève à 2,84$, donc un pourcentage de 4,75% de prix d'un baril de pétrole.

Tableau IV.14 : les frais de manipulation associés à la production de chaque baril d'huile.

Date de mesure	Frais de manipulation associés à la production de chaque baril d'huile
12/08/2007	0,055682909
12/10/2009	0,125370855
21/02/2011	0,140848294
14/11/2011	0,18752852
13/06/2012	0,361323891
05/09/2012	0,274606157
19/10/2012	0,092705915
02/02/2013	0,460000161
12/03/2013	0,223900371
05/05/2013	0,334998864
22/01/2016	0,462308889
18/02/2016	0,767736062
29/02/2016	0,487027949
17/04/2016	0,911364718
08/07/2016	0,613672496
09/09/2016	0,984832209
28/12/2016	1,137336431
13/01/2017	2,839427663

Conclusion et Recommandation

Conclusion

Ce mémoire avait pour ambition d'améliorer la compréhension des mécanismes de production d'eau. Pour une identification correcte afin d'établir une stratégie et attaquer le problème de la production excédentaire de l'eau. Suite à notre étude et recherche, nous sommes amenés à conclure ce qui suit :

- La partie la plus importante dans toute opération d'arrêt d'eau est le diagnostic précis du problème.
- Durant notre stage nous avons pu remarquer qu'il y a une absence de stratégie pour résoudre les problèmes de production d'eau.
- Une fois que le mécanisme de production d'eau est compris et identifié, une stratégie efficace peut être formulée pour contrôler la production d'eau.
- Dans notre cas on a adopté la solution mécanique (ciment plug) qui a donnée de très bons résultats.
- La méthode de diagnostic avec les courbes WOR et sa dérivée n'a pas été appliquée comme une technique autonome, mais plutôt comme un outil supplémentaire avec d'autres méthodologies comme les diagraphies de production.
- Pour résoudre les problèmes de production excessive d'eau, il faut d'abord s'attaquer aux problèmes les plus faciles, et le diagnostic des problèmes de production d'eau doit commencer par l'information déjà disponible.
- Les méthodes conventionnelles (p. ex., le ciment et les dispositifs mécaniques) devraient normalement être appliquées en premier pour traiter les problèmes les plus faciles.
- Les traitements au gel sont normalement la meilleure option pour les fuites de tubage et l'écoulement derrière le tubage avec des restrictions de débit qui empêchent la mise en place efficace du ciment.
- Les traitements avec des gels préformés ou partiellement formés sont normalement la meilleure option pour les failles ou les fractures traversant un puits dévié ou horizontal, pour une fracture unique entraînant une canalisation entre les puits, ou pour un système de fracture naturel qui permet la canalisation entre les puits.
- Les problèmes les plus difficiles 'coning 3D', 'cusping', ou la canalisation à haute perméabilité avec écoulement croisé n'ont pas de traitement satisfait.
- Toutefois, les chiffres et les données de production d'eau que nous avons communiquée pour cette recherche sont des données d'échelle mondiale, en raison de l'absence de données à l'échelle locale.

Recommandations

- D'après notre étude nous recommandons l'application des traitements chimiques (polymère-gel) en raison du succès obtenu dans le monde.
- Une étude économique précise de rentabilité de chaque puits, pour évaluer et suivi la production, en garantie que le puits toujours produits au-dessous de sa limite économique WOR.
- Notre modeste travail pourrait être complété et poursuivi sous différents aspects. Il serait pertinent d'investir le rôle des interactions physico-chimiques entre le polymère et la surface des pores, afin de développer une technologie fiable capable de réduire la production d'eau.

Annexe A : La fiche technique du puits BKP2.

S O N A T R A C H
Direction Régionale
Haoud - Berkaoui
Service - Puits / Section: WO

BKP 2

E Q U I P E M E N T D E S U R F A C E

Designation	Const.	Type	Dimension	Obs
Tête de puits série 5000 psi				
Top cap	FMC	Acmé	4"1/16	
Vanne de curage	FMC	F	4"1/16	
Croix	CIW		4"1/16 x 3"1/8	
02 Vannes latérales	FMC	F	3"1/8	
02 Portes duses	CIW+FMC		3"1/8	
Vanne maîtresse	CIW	F	4"1/16	
Suspension	Stream Flow	OCT	4"1/16 x 4"1/16	
Croix	CIW		4"1/16 x 2"1/16	
02 Vannes latérales	FMC		2"1/16	
Vanne maîtresse	CIW	F	4"1/16	
Adapteur	CIW		7"1/16 x 4"1/16	
Tubing head	CIW		11" x 7"1/16	
02Vannes latérales Csg	CIW	F	2"1/16	
Adapteur (DSA)	CIW	F	11" x 5M x 10M	

E Q U I P E M E N T D E F O N D

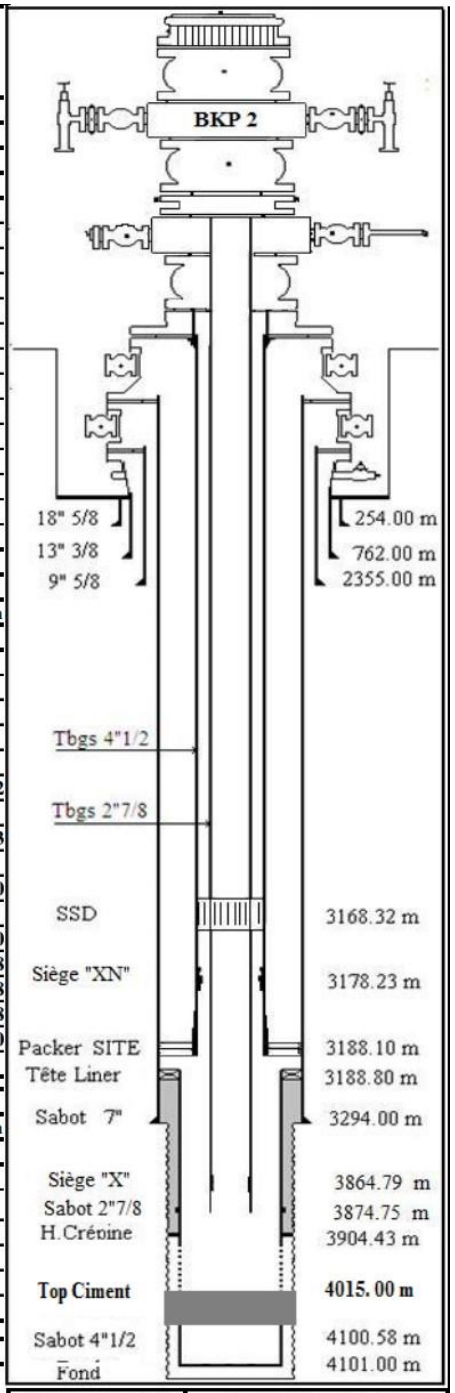
Designation	Const.	Type	Long (m)	C/sond-m	C/ Elec-m
Tubing 4"1/2 N.Vam Vallourec (N80-12,6#)					
HTR			8,45	8,45	
Olive de suspension	CIW	FB	0,3	8,75	
01 Tubing 4"1/2			8,75	17,50	
Pup joint 4"1/2			2,96	20,46	
335 Tubings 4"1/2			3150,62	3 171,08	
Vanne de circulation SSD	OTIS	"XA"	1,3	3 172,38	**3 168,32**
01 Tubing 4"1/2			9,53	3 181,91	
Siège	OTIS	"XN"	0,38	3 182,29	**3 178,23**
01 Tubing 4"1/2			9,44	3 191,73	
Packer de production	Halli	AWR	0,43	3 192,16	**3 188,10**
Tête du Liner 4"1/2					**3 188,80**
Anneau (Reforé)					**3875,78**
Pack - off (Reforé)					**3895,18**
Sabot du 4"1/2					**4100,58**
Fond (TD)					**4 101,00**

C O N C E N T R I Q U E

Désignation	Const.	Type	Long (m)	C/sond-m	C/ Elec-m
Tubing 2"7/8 N.Vam Vallourec (N80-6,40#)					
HTR x OCT			7,27	7,27	
Olive 2"7/8	Str-Flow	OCT	0,2	7,47	
411Tubings 2"7/8			3857,02	3864,49	
Siège 2"7/8	OTIS	**"X"**	0,3	**3864,79**	
01 Tubing 2"7/8			9,65	3874,44	
Sabot 2"7/8			0,31	**3874,75**	

P E R F O R A T I O N S - (m)

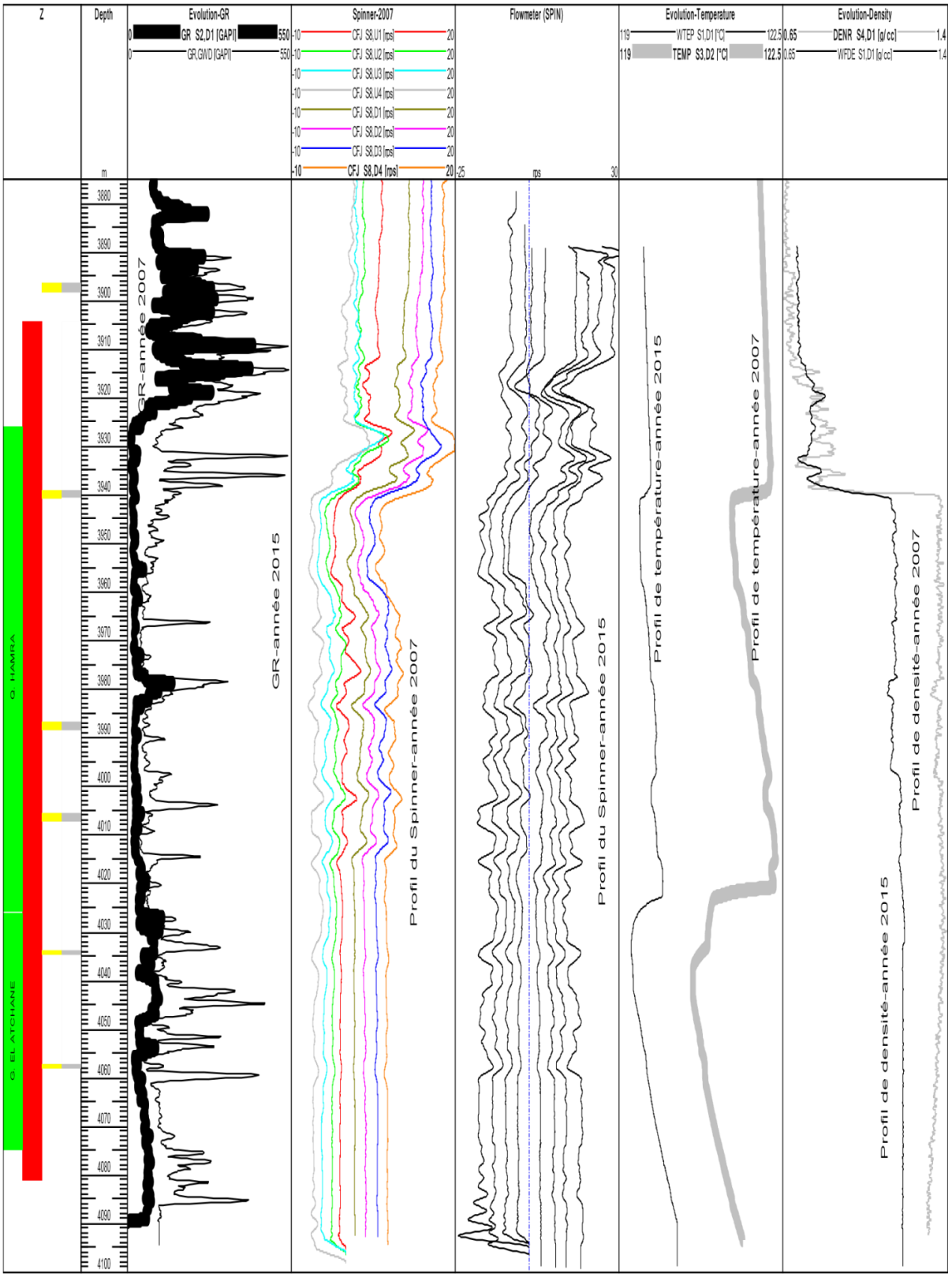
Crépine	de	3904,43	à	4081,19	m
Bouchon de ciment le 17/12/2015	de	4015,00	à	4074,00	m
Soit Crépine active :				**110,57**	m



Complétion réalisée le : 29/10/2004	Fiche réalisée par Sce puits Snubbing, le: 17/11/2013

NB: Toutes les côtes sont données / à la table de rotation de l'appareil TP 158 .& sont des côtes Elec

Annexe B : Evolution des paramètres de fond (Densité, Température, GR) de 2007 à 2015 du puits BKP2.



Annexe C : Analyse de compatibilité de deux eaux du puits BKP2.

سوناطراك
sonatrach

Division Technologies
& Développement

RAPPORT D'ESSAIS

«Seuls les résultats d'essai(s) repérés par le symbole * sont effectués sous le couvert de l'accréditation»

N° 54/13.1052/2014

cofrac ESSAIS
Laboratoire accrédité N° : 1-2087 Portée disponible sur www.cofrac.fr

1. Introduction

Une opération d'échantillonnage de deux eaux a été effectués par les exploitants de la région de Haoud Berkaoui, ces échantillons ont été d'abord acheminés vers Hassi Messaoud puis envoyés à la Division Technologies et Développement au mois de Mars 2014.

Ces échantillons d'eau ont fait l'objet de poursuite d'investigation de la recherche des éléments qui sont sources à l'apparition de dépôts solide dans les installations de surface au niveau de manifold principal.

2. Échantillonnage des eaux

Les échantillons d'eau ont été prélevés au niveau des points suivants :

- Tête de puits pour l'eau de formation BKP2 qui produit de la nappe de l'Ordovicien,
- Centre de séparation de Haoud Berkaoui pour les eaux de maintien de pression(Albien).

3. Étude de la compatibilité des eaux au laboratoire

Comme préalable à toute étude de compatibilité des eaux, l'analyse chimique des eaux destinées à être en contact dans les conditions de surface et/ou de fond est nécessaire.

La connaissance qualitative et quantitative des éléments chimiques (cations et anions) présents dans les eaux est primordiale, pour prévoir l'éventualité et la nature des dépôts susceptibles de se former lors du contact de ces eaux.

L'orientation des essais de compatibilité entres les eaux est donc conditionnée par la nature des espèces chimiques présentes dans le(s) mélange(s) d'eaux.

4. Analyse chimique des eaux

5. Paramètres analysés

Pour toute étude de compatibilité des eaux, une analyse chimique spécifique s'impose. Cette analyse se justifie par les actions et les interactions des paramètres ci-dessous énumérés.

Tableau 1. Résultats des analyses chimiques des eaux

Échantillons	Eau du puits BKP2 pH = 0.5		Eau du puits BKP2 pH<2	
pH				
Cations	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l
Na^{+}	52922	2301	82876	3603
K^{+}	3356	86	3573	92
Ca^{++}	39920	1996	38797	1938
Mg^{++}	10409	856	8609	708
Sr++	965.9	/	965.9	/
Ba++	1095	/	1095	/
Fe^{++}	3239	116	3016	108
Total	/	5355	/	6449
Anions	mg/l	méq/l	mg/l	méq/l
HCO_3^{-}	0	0	0	0
CO_3^{--}	0	0	0	0
SO_4^{--}	0	0	0	0
Cl^{-}*	190060	5360	227988	6430
Total	/	5360	/	6430

Tableau 2. Résultats des études de compatibilité des mélanges d'Albien/BKP2 dans les conditions ambiantes et à la température de 80°C.

Rapport des mélanges	Masse des dépôts obtenus (mg/l)	Albien/BKP2 Ambiantes (mg/l)				Masse des dépôts obtenus mg/l	Albien/BKP2 Température à 80°C (mg/l)			
		Ca^{++}	Sr^{++}	Ba^{++}	SO_4^{--}		Ca^{++}	Sr^{++}	Ba^{++}	SO_4^{--}
0/100	-	39920	965.9	1095	0	-	39920	965.9	1095	0
10/90	438	35927	854	Tr	0	545	35711	854	Tr	0
20/80	501	31935	768	Tr	0	754	31874	768	Tr	0
30/70	1033	27943	642	Tr	0	1102	27700	642	Tr	0
40/60	1125	23951	536	Tr	0	1264	23615	536	Tr	0
50/50	1215	19959	450	0	Tr	1329	19822	450	Tr	0
60/40	1362	15967	344	0	Tr	1422	15731	344	0	Tr
70/30	1124	11975	268	0	Tr	1100	11863	268	0	Tr
80/20	851	7983	173	0	Tr	925	7723	173	0	Tr
90/10	657	3991	75	0	Tr	747	3745	75	0	Tr

Tr : Trace

Tableau 6. Résultats des études de compatibilité des mélanges des eaux de Séparation/BKP2 dans les conditions ambiantes et à la température de 80°C.

Rapport des mélanges	Masse des dépôts obtenus (mg/l)	Eau de séparation/BKP2 Ambiantes (mg/l)				Masse des dépôts obtenus mg/l	Eau de séparation/BKP2 Température à 80°C (mg/l)			
		Ca^{++}	Sr^{++}	Ba^{++}	SO_4^{--}		Ca^{++}	Sr^{++}	Ba^{++}	SO_4^{--}
0/100										
10/90	638	36364	854	Tr	0	718	35364	854	Tr	0
20/80	701	32010	768	Tr	0	755	33010	768	Tr	0
30/70	1132	29256	642	Tr	0	1182	28256	642	Tr	0
40/60	1257	25701	536	Tr	0	1277	24701	536	Tr	0
50/50	1321	22147	450	0	Tr	1385	21147	450	Tr	0
60/40	1480	18593	344	0	Tr	1521	17593	344	0	Tr
70/30	1090	15038	268	0	Tr	1132	14038	268	0	Tr
80/20	900	11484	173	0	Tr	987	10484	173	0	Tr
90/10	500	7930	75	0	Tr	654	7830	75	0	Tr

11. Conclusion

- Les analyses chimiques ont permis de conclure :
- L'eau produite se caractérise par une forte salinité qui la classe dans la catégorie des eaux salées sursaturées, qui la rend aussi sensible aux variations de la température.
- Cette eau a un trouble qui évolue en présence d'oxygène de l'air vers une précipitation rouge d'hydroxyde ferrique avec une quantité importante en sédiments.
- Des investigations plus poussées s'imposent pour identifier les puits qui produiraient du baryum et que seraient à l'origine du problème de formation des dépôts de sulfate de baryum
- L'eau de BKP2 est très chargée en solides dissous, elle se caractérise par sa teneur élevée en éléments Baryum, Strontium et Calcium,
- L'étude expérimentale montre aussi que les eaux des puits (OKN43, OKN53, OKJ32, les eaux de séparation et l'eau d'Albien) sont incompatible et ce dans les conditions de surface et de fond avec l'eau de BKP2,
- L'analyse qualitative aux RX des dépôts obtenus lors de l'étude de compatibilité, des eaux des puits avec l'eau du puits BKP2 a montré qu'il y a présence essentiellement de sulfates de baryum (BaSO4),
- Le taux critique des mélanges diffère d'un mélange à l'autre selon leur teneur en sulfates
- Le poids maximal de dépôts qui peut se former est de 1692 mg/l avec un rapport de mélange de 70/30 pour OKJ32/BKP2.

Annexe D : Cractéristiques petrophysiques du reservoir

C A R A C T E R I S T I Q U E S P E T R O P H Y S I Q U E S D U R E S E R V O I R

ETAGE	R E S U L T A T S - C A R O T T E S							I N T E R P R E T A T I O N E L A N						RESULTATS DU LUMP
S/ETAGE	TOIT_____MUR	EP-CAR	Kv	Kh	PHIv	PHIh	INTERVALLE INTERP	EP.nette	K	PHI	Sw	Vcl
	(m)	(m)	(md)	(md)	(%)	(%)	(m)	(m)	(md)	(%)	(%)	(%)
O/QH	3264 @ 3292.0	28.0	1.89	4.06	7.89	8.02	3265.0 @ 3293.0	21.83	-	09.0	20.0	08.0
O/GEA	3292 @ 3310.0	18.0	0.13	0.33	5.99	7.22	3293.0 @ 3308.0	0.00	-	0.0	0.0	0.0
O/AEG	Non carotté	-	-	-	-	-	3308.0 @ 3399.0	6.67	-	07.0	24.0	12.0
O/Z_ALT	3418 @ 3419.0	01.0	-	0.38	-	2.94	3399.0 @ 3423.0	5.41	-	11.0	30.0	13.0
Ri_sup.	3419.4 -3440.5	21.1	0.15	0.16	4.20	4.40	3423.0 @ 3444.0	18.1	-	07.0	20.0	06.0
Eruptif	3440.5 -3473.0	32.5	-	-	-	-	3444.0 @ 3477.0	0.00	-	-	-	-
Ri_inf.	3473.0 -3496.8	23.8	4.89	2.87	7.51	7.12	3477.0 @ 3499.0	17.06	-	09.0	07.0	12.0
Cm Ra	3496.8 -3515.0	96.2	29.55	34.08	9.78	8.81	3499.0 @ 3514.0	14.39	-	08.0	08.0	14.0

Annexe E : Les principales opérations réalisées sur le puits

Date Début	Date Fin	Opérations	Sous/opérations
16/01/2016	16/01/2016	OPERATION_SPECIALE	Clean Out
21/12/2012	13/01/2013	SNUBBING	-----
08/02/2011	08/02/2011	OPERATION_SPECIALE	KICK OFF
23/12/2010	30/01/2011	SNUBBING	-----
27/01/2006	27/01/2006	OPERATION_SPECIALE	Circulation en vue dessalage.
05/12/2004	05/12/2004	OPERATION_SPECIALE	KICK OFF

Bibliographie :

- [1] Bailey B, Crabtree M, Tyrie J, et al Water control. Oilfield Review.2000 12 (1) : 30-50 .
- [2] Echufu-Agbo Ogbene Alexis, December 2010, Diagnostic Plots for Analysis of Water Production and Reservoir Performance, MASTER OF SCIENCE IN PETROLEUM ENGINEERING Presented to the Graduate Faculty of the African University of Science and Technology.
- [3] Permana D.Fakhrizal F,Norwibowo .M Selection Critiria for successful water shut off treatment – Brown field success story. SPE Asia pacifico Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. Jakarta, Indonesia, 2013.
- [4] Arnold et al.2004 .
- [5] After Arnold et al.2004 .
- [6] AfterElphick et Seright,1997.
- [7] Tomson et al. 1992 .
- [8] Loi sur l'utilisation de l'eau produite de 2008, 2008 .
- [9] RO : revers osmosis.
- [10] Bailey et al. 2000 .
- [11] Nikravesh, 2001, Wong, 2002.
- [12] Seright, 1998 .
- [13] Reynolds, 2003 .
- [14] Anderson et al., 2006; Bailey et al., 2000; Mohaghegh et al., 2005; Poe, 2003; Yortsos et al., 1999 .
- [15] Ilk et al. 2007 .
- [16] Guo et al. 2007 .
- [17] Gharbi, R.; Alajmi, A.; Algharaib, M. The Potential of a Surfactant/Polymer Flood in a Middle Eastern Reservoir. Energies **2012**, 5, 58–70. [CrossRef]
- [18] Bybee, K. Solving Excessive Water Production in a Long Horizontal Open Hole. J. Pet. Technol. **2009**, 61, 63–65. [CrossRef] .
- [19] Abdullah Taha and Mahmood Amani. Overview of Water Shuto Operations in Oil and Gas Wells ; Chemical and Mechanical Solutions. Department of Petroleum Engineering, Texas A&M University at Qatar, P.O. Box 23874, Doha, Qatar ;Received: 23 January 2019; Accepted: 10 May 2019; Published: 14 May 2019.

- [20] Lizak, K.F.; Zeltmann, T.A.; Crook, R.J. Permian Basin Operators Seal Casing Leaks with Small-Particle Cement.Presented at SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX, USA, 18–20 March 1992.
- [21] Meek, J.W.; Harris, K. Repairing Casing Leaks Using Small-Particle-Size Cement. SPE Prod. Facil. **1993**, 8,45–50. [CrossRef]
- [22] . Denney, D. Factors A_ecting Mechanical Water Shuto_. J. Pet. Technol. **2001**, 53, 58–59. [CrossRef]
- [23] A. H. Kabir. An overview of Chemical Water & Gas Shutoff Technology. Presented at the SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 8–9 October 2001.
- [24] Zaitoun, A. and Kohler, N.: "Two-Phase Flow Through Porous Media: Effect of an Adsorbed Polymer Layer", paper SPE 18085 presented at the 63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE held in Houston, October 2-5, 1988.
- [25] Zaitoun, A., Bertin, H. and Lasseux, D.: "Two-Phase Flow Prop-erty Modification by Polymer Adsorption", paper SPE 39631 presented at the 1998 SPE/DOE Tenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa April 19-22.
- [26] McWilliams, J.B.: "High Viscosity Crude Squeeze – An Effec-tive Gas Shut-off Technique", paper SPE 4406, !974.
- [27] Dunlap, D.D., Boles, J.L. and Novotny, R.J.: "Methods for Im-proving Hydrocarbon/Water Ratios in Producing Wells", paper SPE 14822 presented at the 7th SPE Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, LA, February 26 - 27, 1986.
- [28] "Chemical Flooding", chapter 47, Petroleum Engineering Hand-book, SPE, Richardson, Texas, 1987.
- [29] Sydansk, R.D.: "Polymer Enhanced Foams Part 1: Laboratory Development and Evaluation", SPE Advanced Technology Se-ries, Vol. 2, No. 2 (1994). Also SPE Paper #25168.
- [30] Elphick, J. et Seright, R.S. : « A Classification of Water Problem Types », article 1 présenté à la PNC Intl en 1997. Conference on Reservoir Conformance, Profile Control, Water and Gas Shut Off, hous-ton, 6 août.
- [31] Marca, C. : « Remedial cementing », *Well cementing, Developments in Petroleum Science*, E.B. Nelson (dir.), Elsevier, Amsterdam (1990) 13.
- [32] Meek, J.W. et Harris, K.L., « Repairing Casing Leaks With Small-Particle-Size Cement », SPEPF, février 1993, p. 45.
- [33] Bailey, B. *et al. :* « Water Control », *Oilfield Review* (2000) **12,** no 1, 30.

- [34] Macrae, J. : « Zero Extrusion Casing Patch », article SPE 37650 présenté à la Conférence de forage IADC/SPE de 1997, Amsterdam, 4 6 mars.
- [35] Seright, R.S. et Liang, J., « A Survey of Field Applications of Gel Treatments for Water shutoff », document SPE 26991 présenté lors de la conférence de 1994 SPE Latin American/Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentine, 27 29 avril.
- [36] Moffitt, P.D., « Long-Term Production Results of Polymer Treatments in Production Wells in Western Kansas », *JPT* (avril 1993) 356.
- [37] Kintzele, M.J., « Polymer Treatments Brighten Production Profiles of Rocky Mountain Wells », *American Oil & Gas Reporter* (1998) **41,** 108.
- [38] Merrill, L.S., « Fiber Reinforced Gel for Use in Subterranean Process Treatment Process Process Process Process Process Process Process Process », U.S. Patent No. 5, 377,760 (1995).
- [39] Root, P.J. et Skiba, F.F., « crossflow Effects During an idealized Displacement Process in a Stratified Reservoir », *SPEJ* (1965) 229.
- [40] Sorbie, K.S. et Seright, R.S. : “Gel Placement in Heterogeneous Systems with crossflow,” paper SPE 24192 presented at the 1992 SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, 22 April 24.
- [41] https://prixdubaril.com/petrole-index/petrole-algerie.html, 2016.

Résumé

Le problème de la production d'eau est l'un des préoccupations majeures de l'industriel Pétrolier et un composant clé des coûts de production. On a fait appel à plusieurs techniques pour connaître les causes et les mécanismes des venues d'eau, ensuite, on a cité les méthodes disponibles pour faire un diagnostic correct pour effectuer le Water Shut Off et la stratégie qu'il faut suivi. On finit par une analyse d'une opération déjà réalisée et on a appliqué un diagnostic avec la méthode WOR et WOR' plots ainsi qu'une étude économique utilisant le logiciel EXCEL.

Mots-Clés : Water shut off, mécanisme de production d'eau, WOR, diagnostic.

Abstract

The problem of water production is one of the major concerns of the oil industry and a key component of production costs.Several techniques were used to determine the causes and mechanisms of water inflows, and then the methods available to make a correct diagnosis to carry out the Water Shut Off and the strategy to be followed. An analysis of a previously performed operation was completed and a diagnosis was applied using the WOR and WOR' plots method and an economic study using the EXCEL software.

Keywords : Water shut off, Mechanism of production of water, WOR, diagnostic.

الملخص:

ان مشكلة إنتاج المياه هي أحد الشواغل الرئيسية لصناعة النفط وأحد المكونات الرئيسية لتكاليف الإنتاج. وقد استخدمت عدة تقنيات لتحديد أسباب وآليات تدفقات المياه، ثم تم تطبيق الأساليب المتاحة لإجراء التشخيص الصحيح لتنفيذ عملية إيقاف تدفق المياه، والاستراتيجية التي يجب اتباعها. و قد تم الانتهاء بتحليل عملية أجريت من قبل، وتم تطبيق تشخيص

باستخدام طريقة منحنى نسبة EXCELالمياه في النفط و مشتقه و كذلك دراسة اقتصادية باستخدام برنامج

الكلمات المفتاحية:,طرق تدفق الماء مشكل تدفق المياه، الاستراتيجية المتاحة.