

Modélisation Numérique de la Résistivité d'un Réservoir pour le GeoSteering* d'un Forage Horizontal

Contribution de SONATRACH Division Petroleum Engineering et Développement

Numerical Resistivity Modelling for GeoSteering* a Horizontal Well

Contribution from SONATRACH Petroleum Engineering and Development Division

M.Terkmani

يشتهر مستودع حاسي الرمل بأنه مستودع احتياطي ضخم للغاز، غير أنه يحتوي أيضا على حزام نفطي كبير تنعية في المنطقتين الشرقية للحقل. إن انتاجية الآبار العمودية محدودة نتيجة لعلمية الاستخراج بالغاز والماء. ولزيادة معدلات الانتاج تم التخطيط لاتمام تطوير حزام النفط عن طريق حفر آبار أفقية.

ويتم استخدام النموذج الكهربائي المعتد على أداة المقاومة الثنائية المعادلة CDR في توجيه العصار بحيث لا يظل طريق الصرف الأفقي ضمن النفط فقط بل يكون قريباً على قدر الامكان من قاع الخزان أو في وسط ملامسات الغاز/النفط،/الغاء ويتم استنتاج استجابة أداة المقاومة الثنائية المعادلة CDR عن طريق مظهر المقاومة لأحد آبار الرئيسية في المنطقة. وسوف تعتمد التعزيزات الاضافية على البيانات الناجمة عن الفتحة الدليلية التي تسبق لحفر الأفقي.

INTRODUCTION

Les techniques de forage horizontal ont ouvert des perspectives prometteuses en Algérie où leur application peut accroître considérablement le potentiel de production de nombreux champs pétroliers et gaziers.

Le premier puits horizontal a été foré à Hassi Rmel en 1992 pour exploiter l'anneau d'huile périphérique. Cette première expérience a montré que le forage de drains horizontaux dans des anneaux d'huile minces intercalés entre l'aquifère et le gaz est soumis à certaines contraintes bien définies conditionnant sa réussite.

L'une de ces contraintes consiste à positionner le forage judicieusement par rapport à l'aquifère ou, dans les endroits où celui-ci disparaît, par rapport à la base du réservoir. Cela reste essentiellement un problème de forage directionnel lorsque leurs positions sont bien connues.

Il peut arriver cependant que la position du contact huile/eau fluctue de manière imprévisible par rapport à la trajectoire du drain horizontal à la suite de mécanismes hydrodynamiques. Pour des raisons géologiques la base du réservoir peut se comporter de la même façon.

INTRODUCTION

Horizontal drilling has opened up promising new perspectives in Algeria, where the application of the technique can bring about significant improvements in the production potential of many oil and gas fields.

The first horizontal well was drilled at Hassi Rmel in 1992 to exploit the peripheral oil rim. From this first experience it has been realised that the drilling of horizontal wells in thin oil rims sandwiched between the aquifer and the gas has to comply with some well defined constraints in order to be successful.

One of these constraints consists of positioning the well judiciously with respect to the aquifer or, in places where this disappears, with respect to the base of the reservoir. When the positions of these contacts are well known, this task is primarily a challenge for directional drilling.

In some cases, however, the position of the oil/water contact may fluctuate in an unpredictable manner with respect to the horizontal drain, as a result of hydrodynamic mechanisms. For geological reasons the base of the reservoir can behave in an identical way.

Il est donc extrêmement important de mettre au point un moyen de détecter ces contacts à tout moment en cours de forage et de connaître la distance les séparant du drain afin d'ajuster la trajectoire du puits si besoin est.

La méthode de GeoSteering* (steerable positive displacement motor) proposée consiste à mettre au point un modèle de résistivité du réservoir y compris sa base argileuse ou aquifère et de modéliser la réponse de l'élément de résistivité CDR* (Compensated Dual Resistivity tool) de la partie de l'outil LWD (Logging While Drilling) le traversant dans un drain horizontal.

Le choix de la modélisation électrique s'est imposé pour les deux raisons suivantes:

- parmi tous les instruments diagraphiques, l'outil de résistivité possède la plus grande profondeur d'investigation et peut donc détecter des événements bien plus éloignés;
- il existe un fort contraste de résistivité entre le réservoir et l'aquifère salé saturé ou le soubassement argileux.

Un exemple de modélisation électrique du réservoir pour guider avec plus de précision la trajectoire de futur drain horizontal sera présenté dans ce qui suit.

PROBLEMES LIES A L'EXPLOITATION DE L'ANNEAU D'HUILE

Cadre géologique

La présence d'huile à Hassi Rmel a été décelée très tôt après la découverte du gisement de gaz puisque c'est en 1958 que le puits HR 8 rencontra une faible colonne d'huile dans le secteur sud-ouest du champ. Des colonnes similaires, estimées à 2 ou 3 mètres d'huile venant s'intercaler entre l'aquifère et le gaz, furent par la suite traversées par de nombreux puits à la périphérie du gisement mais ne présentaient aucun intérêt commercial en raison de leurs hauteurs insuffisantes.

Les puits de délimitation du champ finirent, en 1979, par découvrir un anneau d'huile d'une hauteur moyenne de 11 mètres sur le flanc Est du gisement, offrant pour la première fois des perspectives de mise en production commerciale.

It is extremely important to be able to detect these fluctuations at any time during drilling to know the distance separating the well and the contacts in question so that the trajectory can be adjusted if necessary.

The GeoSteering* method (steerable positive displacement motor) involves preparing a resistivity model of the reservoir, including its shale base or underlying aquifer, and modelling the response of the CDR* (Compensated Dual Resistivity tool), part of the LWD (Logging While Drilling tool), which crosses it in a horizontal well.

Electrical Modelling has been chosen for two reasons :

- amongst logging tools the resistivity devices have the deepest radius of investigation and hence record values much further away.
- there is a large resistivity contrast between the reservoir and the aquifer (salt saturated water) or the shale base.

An example of electrical modelling of a reservoir to more precisely guide the trajectory of a future horizontal drain will be shown in the following pages.

PROBLEMS ENCOUNTERED IN DEVELOPING AN OIL RIM

Geological Setting

The presence of oil at Hassi Rmel was discovered very soon after the discovery of the gas field. In 1958 the well HR-8 encountered a small oil column in the south-west sector of the field. Similar columns, estimated at 2 or 3m of oil, between the aquifer and the gas were found in numerous wells along the periphery of the field. There was no commercial interest as there was insufficient thickness.

Delineation wells drilled in 1979 finally discovered an oil rim with an average thickness of 11m on the eastern flank of the field, offering for the first time the possibility of commercial production.

L'huile se trouve dans le niveau supérieur (niveau A) d'un réservoir gréseux multicouche d'âge triasique, en contact direct avec l'aquifère sous-jacent et la zone à gaz sus-jacente. Sa présence s'étend du nord-est jusqu'au sud-est sur une distance d'environ 60km avec une largeur moyenne de 4km (Fig. 1).

Il s'agit d'une huile légère de densité 0.81 (42° API) en contact et en équilibre thermodynamique avec le gaz à condensât. Le point de bulle initial, qui correspond donc au point de rosée initial du gaz, est de 310kg/cm².

The oil is found in the upper level (layer A) of a multi-layered sandstone reservoir of Triassic age, in direct contact with the water below and the gas above. It extends from the north-east to the south-east over a distance of about 60km with an average width of 4km (Fig. 1).

It is light oil with a specific gravity of 0.81 (42° API) in thermodynamic equilibrium with the gas condensate with which it is in contact. The initial bubble point, which corresponds to the initial dew point of the gas, is 310 kg/cm².

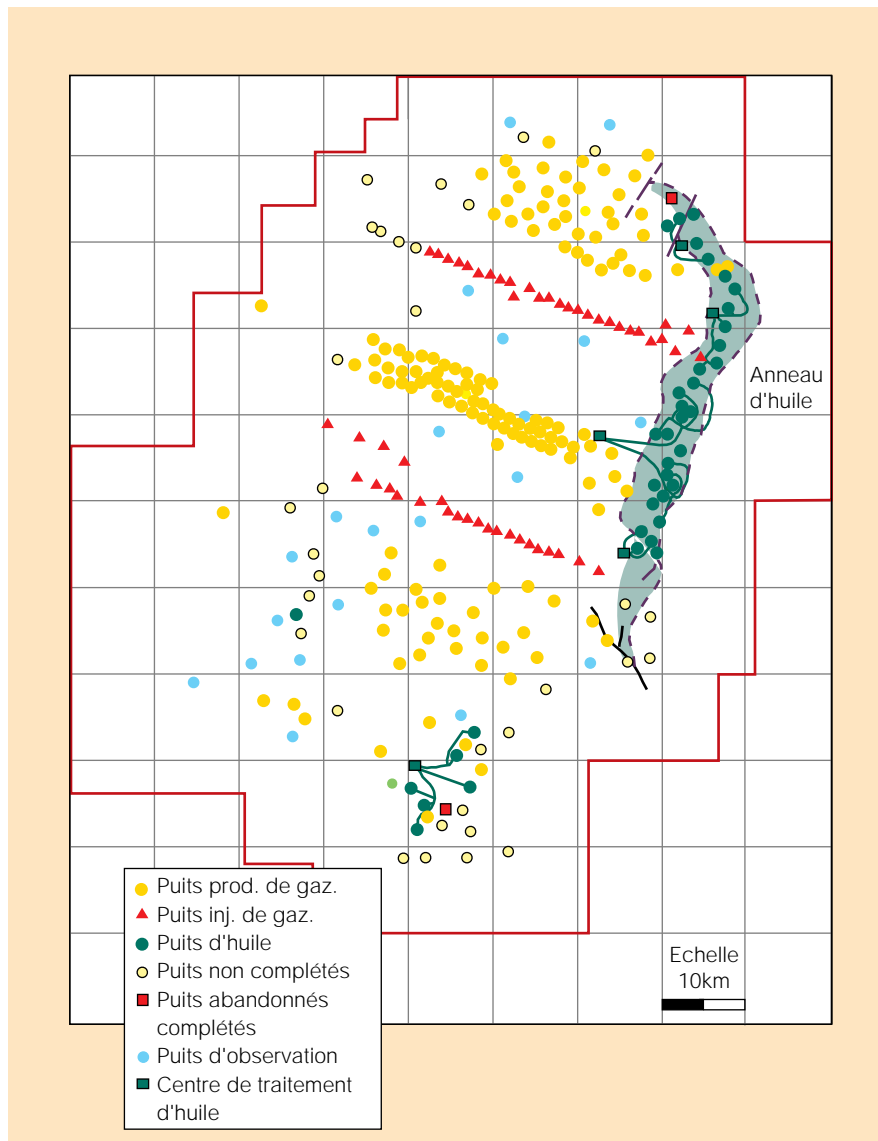


Fig.1

L'huile du niveau supérieur (niveau A) du réservoir gréseux multicouche d'âge triasique, s'étend sur une distance d'environ 60km avec une largeur moyenne de 4km.

The oil in the upper level (layer A) of this multi-layered Triassic sandstone reservoir extends over a distance of about 60km with an average width of 4km.

Les qualités de réservoir du niveau A sur le flanc Est contenant l'anneau d'huile sont caractérisées par des perméabilités moyennes de 160md. L'environnement dépositionnel de type deltaïque ou marin peu profond est reflété par une sédimentation variable conférant à la formation une hétérogénéité latérale et verticale plus ou moins prononcée selon les endroits.

Les volumes d'huile initialement en place sont estimés, pour le A, à plus de 70 millions de mètres cubes dans les conditions de surface. Les réserves récupérables ne peuvent être évaluées avec précision pour le moment. Elle dépendent, dans une large mesure, des techniques de production qui seront mises en œuvre, notamment celles des puits horizontaux.

Exploitation de l'huile

L'exploitation de l'huile dans le flanc Est du niveau A a fourni une production cumulée de 3,2 millions de m³ au 31 Décembre 1993.

Il existe quatre centres de traitement alimentés par une trentaine de puits produisant près 2000m³/jour d'huile. De nouveaux puits sont périodiquement forés et reliés aux divers centres.

Afin de contrôler au mieux les problèmes d'effet de cône du gaz et/ou de l'eau, les puits sont perforés sur une hauteur aussi réduite que possible (2,5 mètres et parfois 50cm). Ceci permet d'obtenir une garde d'environ quatre à cinq mètres par rapport au gaz ou à l'aquifère. Malgré cela, les problèmes d'effet de cône affectent considérablement la productivité des puits. Les venues de gaz peuvent être sévères avec des GOR allant jusqu'à 2000 m³/m³.

L'effet de cône de l'eau provoque des problèmes d'une autre nature. L'eau étant saturée en sel (330gr/litre), celui-ci se dépose dans les parties supérieures du tubing de production, suite à la réduction de température vers le haut, et provoque un arrêt de la production qui nécessite des opérations de débouchage. Pour remédier à cet état de faits, la plupart des puits ont été équipés de packers spéciaux et sont dotés d'un dispositif d'injection d'eau à travers l'annulaire grâce à une pompe de surface. L'eau de formation est ainsi diluée, ce qui prévient les dépôts de sel dans le tubing mais aussi alourdit la colonne de fluide et diminue donc la productivité du puits.

Il faut par conséquent augmenter le nombre de puits afin de compenser les limitations imposées à leur production.

The reservoir qualities of layer A, on the east flank containing the oil, are characterised by average permeabilities of 160md. The deltaic or shallow marine depositional environment is reflected by a variable sedimentology. This gives the formation a more or less marked vertical and lateral heterogeneity which varies from location to location.

The initial volume of oil in place for layer A is estimated at over 70 million m³ at surface conditions. The recoverable reserves cannot be accurately evaluated for the moment as they depend largely on the production techniques which will be used, particularly horizontal wells.

Development of the oil

The development of the oil on the eastern flank of the A level has given a cumulative production of 3.2 million m³ at 31/12/93

There are four processing centres served by around 30 wells producing about 2000m³/day of oil. New wells are regularly drilled and connected to various centres.

The wells are perforated over as small an interval as possible (2.5m and sometimes as little as 50cm) in an effort to control gas and/or water coning. This puts the perforations about 4 to 5 metres from the gas or the aquifer. In spite of this, gas coning has a marked influence on production from these wells. Gas entry can be high, with the GOR reaching 2000 m³/m³ in some instances.

Water coning presents a different type of problem. The water is salt saturated (330g/l); as a result, salt is deposited in the upper part of the tubing with the temperature drop, creating a halt in production. This means a cleaning job. To remedy this situation most of the wells are equipped with special packers with a device for water injection through the annulus using a surface pump. The formation water is hence diluted which prevents the salt deposits in the tubing but also weights up the fluid column and drops the wells productivity.

Thus, the number of wells has to be increased to compensate for the limitations imposed on their production.

L'autre problème à surmonter est dû au fait que l'exploitation de l'anneau d'huile a commencé en 1981 bien après celle du gaz (développement limité à partir de 1958, global à partir de 1980) dont la déplétion de plus en plus grande ne manquera pas d'induire au niveau de l'huile des mécanismes défavorables tels que:

- Influx de l'aquifère et déplacement de l'huile au-delà de l'intervalle perforé avec piégeage d'huile résiduelle derrière le front d'eau;
- Déclin de la pression et baisse de la productivité;
- Accroissement des venues d'eau de formation et de l'injection d'eau douce dans les puits avec, pour conséquence un alourdissement de la colonne de fluides dans le tubing amplifiant d'avantage la baisse de productivité.

L'option d'augmenter le nombre de puits verticaux pour maximiser la récupération ultime d'huile dans le temps très court est techniquement réalisable mais économiquement préjudiciable en raison du nombre prohibitif de puits nécessaires. Les puits verticaux n'apportant qu'une solution très limitée au problème, l'alternative offerte par les puits horizontaux a donc été étudiée et jugée économiquement prometteuse pour accélérer la production et accroître en même temps les réserves récupérables. Ceci nous permet également de devancer pendant un certain temps les effets négatifs de la déplétion du gaz.

STRATEGIE DE FORAGE DE DRAINS HORIZONTAUX

L'objectif fondamental de cette stratégie consiste à positionner le drain au sein du réservoir de manière à produire à des débits très élevés tout en se prémunissant au mieux des problèmes d'effet de cône.

Il existe à cette fin deux approches principales (Fig. 2).

Drain perpendiculaire au pendage du réservoir

L'alternative 1 de la figure 2 illustre la trajectoire du puits et sa relation avec le réservoir.

Le drain est foré perpendiculairement au pendage et juste sous le toit du réservoir à mi-distance entre le coin de gaz et le coin d'eau. Il sera donc assez distant du gaz, ce qui évitera ou retardera sa percée, mais ne se situera qu'à cinq mètres au-dessus du plan d'eau.

Another problem to confront is the fact that the development of the oil rim started in 1981, well after gas development was initiated (there has been limited gas development since 1958, and global development from 1980). The increasing gas depletion creates unfavourable situations for the oil such as :

- Water influx displacing the oil beyond the perforated interval and trapping the residual oil behind the water front;
- Pressure decline and drop in productivity;
- Increase in the production of formation water, and therefore in fresh water injection with the subsequent weighting of the fluid column in the tubing, amplifying the decrease in production.

The option of increasing the number of vertical wells to maximise the ultimate oil recovery in the shortest time is technically possible but economically unattractive because of the prohibitive number of wells which would be necessary. Vertical wells could not solve the problem and the alternative, horizontal drilling, was studied and judged on an economic basis as a way to accelerate production, while increasing overall recoverable reserves. The use of horizontal wells is also a way of offsetting, for a certain amount of time, the detrimental effects of gas depletion.

STRATEGY FOR DRILLING HORIZONTAL WELLS

The fundamental objective of this strategy consists of positioning the drain hole within the reservoir to produce at a very high rate while guarding as much as possible against coning problems.

There are two principal approaches to this end (Fig. 2).

Drain oriented perpendicular to reservoir dip

Option 1 in figure 2 shows the trajectory of a well in relation to the reservoir.

The drain is drilled perpendicular to the dip and just below the top of the reservoir, half-way between the gas and the water. It will be far from the gas, which will eliminate or hold back its breakthrough, but only five metres above the water table.

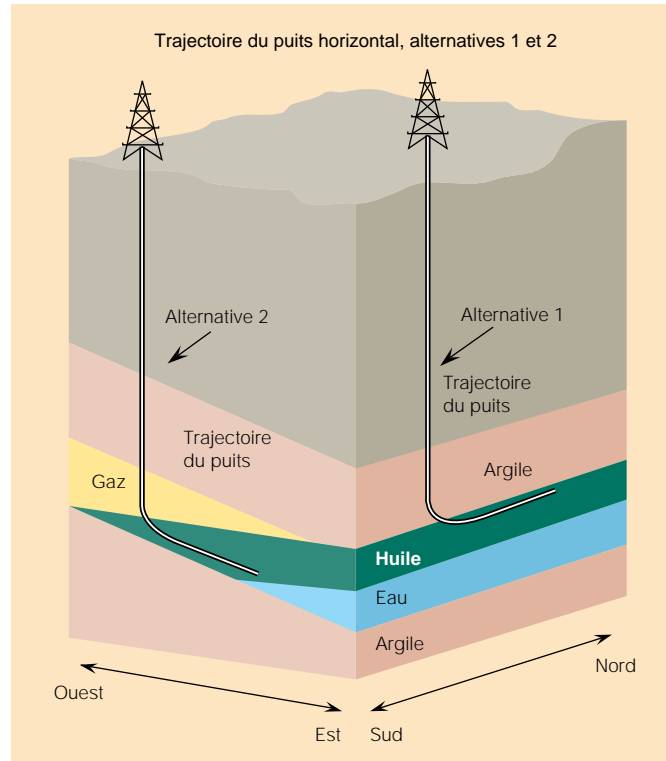


Fig.2

Deux approches principales pour le forage de drains horizontaux - perpendiculaire au pendage (alt. 1) et parallèle au pendage (alt. 2).

The two principal approaches to horizontal drilling - perpendicular to (alt. 1) and parallel to reservoir dip (alt. 2).

Cette trajectoire a cependant des inconvénients en raison des risques d'échec liés aux problèmes suivants:

- Impossibilité de prévoir avec suffisamment de précision la position structurale du réservoir. Dans le cas où le toit du réservoir se trouve plus haut ou plus bas que supposé, le drain se trouvera soit trop près du gaz ou de l'aquifère, soit entièrement dans le gaz ou dans l'aquifère;
- En cas d'influx de l'aquifère le drain sera rapidement noyé et irrémédiablement perdu;
- L'absence d'un intervalle gazeux dans le puits supprimera la possibilité d'alléger la colonne de fluide contenue dans le tubing de production par gaz-lift naturel lorsque la pression du gisement deviendra insuffisante pour la faire remonter en surface.

Les difficultés anticipées avec cette première approche ont conduit à concevoir une seconde approche plus flexible et moins risquée.

However this trajectory is inconvenient because of the risks of failure due to the following problems:

- It is impossible to predict the structural position of the reservoir precisely. In cases where the top is higher or lower than expected the well could be too close to, or entirely within, the gas or the water;
- In the case of water influx the well will be drowned and irretrievably lost;
- The absence of a gas interval in the well eliminates the possibility of lightening the fluid column in the tubing using natural gas-lift as the field pressure will become insufficient to lift it to the surface.

The anticipated difficulties with this first approach lead to designing a second method, more flexible and less risky.

Drain parallèle au pendage du réservoir

C'est une approche à 90° de la précédente, représentée dans l'alternative 2 de la figure 2. Elle consiste à traverser la zone à gaz, à pénétrer l'huile jusqu'à atteindre le mur du réservoir dans le secteur où il se trouve structuralement au-dessus du contact huile-eau, puis à le suivre sur la plus grande distance possible en évitant de trop se rapprocher du biseau aquifère.

On peut également considérer la possibilité de forer le drain au-delà de ce biseau tout en le maintenant à mi-distance des interfaces gaz/huile et huile/eau.

Les avantages qui découlent de cette approche par rapport à la précédente sont les suivants:

- Le drain chemine à proximité de la base argileuse du réservoir (1 à 2 mètres de distance) dans le but de maximiser la distance le séparant du contact gaz/huile;
- Dans le cas où la position structurale du réservoir s'avérerait différente de celle anticipée, il suffirait d'ajuster la trajectoire du puits pour s'y conformer;
- La zone à gaz peut servir d'exutoire à l'huile en cas de mouvement provoqué par l'influx de l'aquifère. Si cela se produisait, il serait possible d'y remédier en isolant le bas des perforations du liner et en perforant l'intervalle envahi par l'huile;
- La zone à gaz peut également, en cas de besoin, être perforée pour procéder à un gaz-lift naturel suite à un alourdissement éventuel de la colonne de fluides dans le puits et/ou un déclin de pression dans le gisement.

MODELISATION ELECTRIQUE DU RESERVOIR

Les chances de succès dépendront de la précision avec laquelle le drain horizontal sera positionné par rapport au mur du réservoir et au plan d'eau, conformément à la stratégie retenue (Fig. 2, alternative 2).

Pour y parvenir, il est nécessaire de développer une méthode de GeoSteering capable d'estimer à tout moment la distance existant entre l'un des deux repères et le drain, en complément des informations directionnelles fournies par le MWD (measurement while drilling) (Fig. 3).

Drain parallel to the reservoir dip

This is an approach at right angles to the previous one and is shown in the option 2 of figure 2. Here, the well crosses the gas zone, penetrates the oil until the base of the reservoir is reached in the section where it is structurally above the oil-water contact, and then follows this base for the longest possible distance staying as far as possible from the water wedge.

The possibility of drilling the well beyond this wedge, halfway between the oil-water and gas-oil interfaces is another option.

The advantages of this approach are as follows :

- The well closely follows the shaly bottom of the reservoir (approximately 1 - 2m away from it) with the goal of maximizing the distance from the gas-oil contact;
- If the structural position of the reservoir turns out to be different from that expected, the well trajectory can be simply readjusted to follow it;
- The gas zone can act as an outlet for the oil in the case of movement caused by water influx. If this happens, it would be possible to remedy the new situation by isolating the bottom perforations of the liner and perforating the interval invaded by oil;
- If necessary, the gas zone can also be perforated to produce by natural gas-lift following a weighting of the fluids in the well and/ or a pressure decline in the field.

ELECTRICAL MODELLING OF THE RESERVOIR

The chances of success depend on the precision with which the horizontal drain is placed with respect to the reservoir bottom and to the water table in accordance with the chosen strategy (Fig. 2, alternative 2).

To succeed, it is necessary to develop a method of GeoSteering capable of estimating, at any time, the distance between one of the two markers, and the drain hole complementing the directional information furnished by the MWD (measurement while drilling) (Fig. 3).

Le choix de l'outil de résistivité CDR, parmi les instruments diagrammés disponibles, s'impose en raison de sa profondeur d'investigation très supérieure à celle des autres (2 à 3 m).

La profondeur d'investigation sera suffisante en ce qui concerne la base du réservoir dont on cherche à se rapprocher le plus près possible sans s'en éloigner à plus de deux mètres.

Elle ne le sera pas pour le plan d'eau dont on cherche à s'éloigner de 5 mètres environ. Néanmoins, le CDR sera d'une extrême utilité car chaque fois qu'il détectera la présence de l'aquifère cela signifiera qu'il s'en est trop rapproché (2 mètres environ) et qu'il y aura lieu de changer de trajectoire. Cette correction pourra se faire à temps car, bien que le CDR se situe à une dizaine de mètres derrière l'outil de forage, celui-ci sera pratiquement à une profondeur verticale identique puisque le drain sera horizontal ou presque.

L'outil CDR (Compensated Dual Resistivity tool)

L'outil CDR est un outil de propagation électromagnétique et de rayonnement de gamma spectral construit dans une massette. Il a beaucoup de similarités avec les outils d'induction; il mesure la conductivité plutôt que la résistivité, opère dans les boues à eau ou à huile, et fournit deux profondeurs d'investigation. Il a une meilleure résolution verticale mais une profondeur d'investigation inférieure à celle des outils d'induction.

L'outil émet une onde électromagnétique de 2 Mhz et mesure l'atténuation et le changement de phase de l'onde entre deux récepteurs. Ces quantités sont transformées en deux résistivités indépendantes qui fournissent les deux profondeurs de pénétration. Le changement de phase est transformé en une résistivité peu profonde (Rps, pour la résistivité de changement de phase-peu profonde); l'atténuation est transformée en une résistivité profonde (Rad pour la résistivité d'atténuation - profonde).

L'outil CDR a des émetteurs supérieur et inférieur qui fonctionnent alternativement (figure 3). La moyenne de ces atténuations et changements de phase pour les deux ondes, ascendante et descendante, fournit une mesure avec compensation pour effet de trou similaire en principe à la compensation de l'outil sonique. La compensation réduit les effets de trou dans les sondages à parois rugueuses, améliore la réponse verticale, augmente la précision des mesures et fournit un contrôle de qualité pour la diagraphie. Un diamètre électrique du trou est

The choice of the CDR amongst the logging devices available is because its depth of investigation (2-3 m) is far superior to the others.

The depth of investigation is sufficient to see the base of the reservoir which the well tracks as closely as possible, within 2 metres.

It is not deep enough for the water table, which should be kept at about 5 m. However, the CDR will be very useful because each time it detects the aquifer this means that the well is too close (approximately 2 m) and the trajectory has to be changed. This correction can be made in time because, although the CDR is situated about 10 m behind the bit they are practically at the same vertical depth as the well is horizontal.

The CDR (Compensated Dual Resistivity tool)

The CDR tool is an electromagnetic propagation and spectral gamma ray tool built into a drill collar. It has many similarities to dual induction tools: it responds to conductivity rather than to resistivity, operates in water- or oil-base muds, and provides two depths of investigation. It has a better vertical resolution but a shallower depth of investigation than dual induction tools.

The tool emits a 2-MHz electromagnetic wave and measures the phase shift and the attenuation of the wave between two receivers. These quantities are transformed into two independent resistivities that provide the two depths of investigation. The phase shift is transformed into a shallow resistivity (Rps, for resistivity from phase shift-shallow); the attenuation is transformed into a deep resistivity (Rad, for resistivity from attenuation-deep).

The CDR tool has upper and lower transmitters that fire alternately (Fig. 3). The average of these phase shifts and attenuations for the upward and downward propagating waves provides a measurement with borehole compensation similar in principle to that of the borehole-compensated sonic tool. Borehole compensation reduces borehole effects in rugose holes, improves the vertical response, increases measurement accuracy and provides quality control for the log. An electrical hole diameter is computed

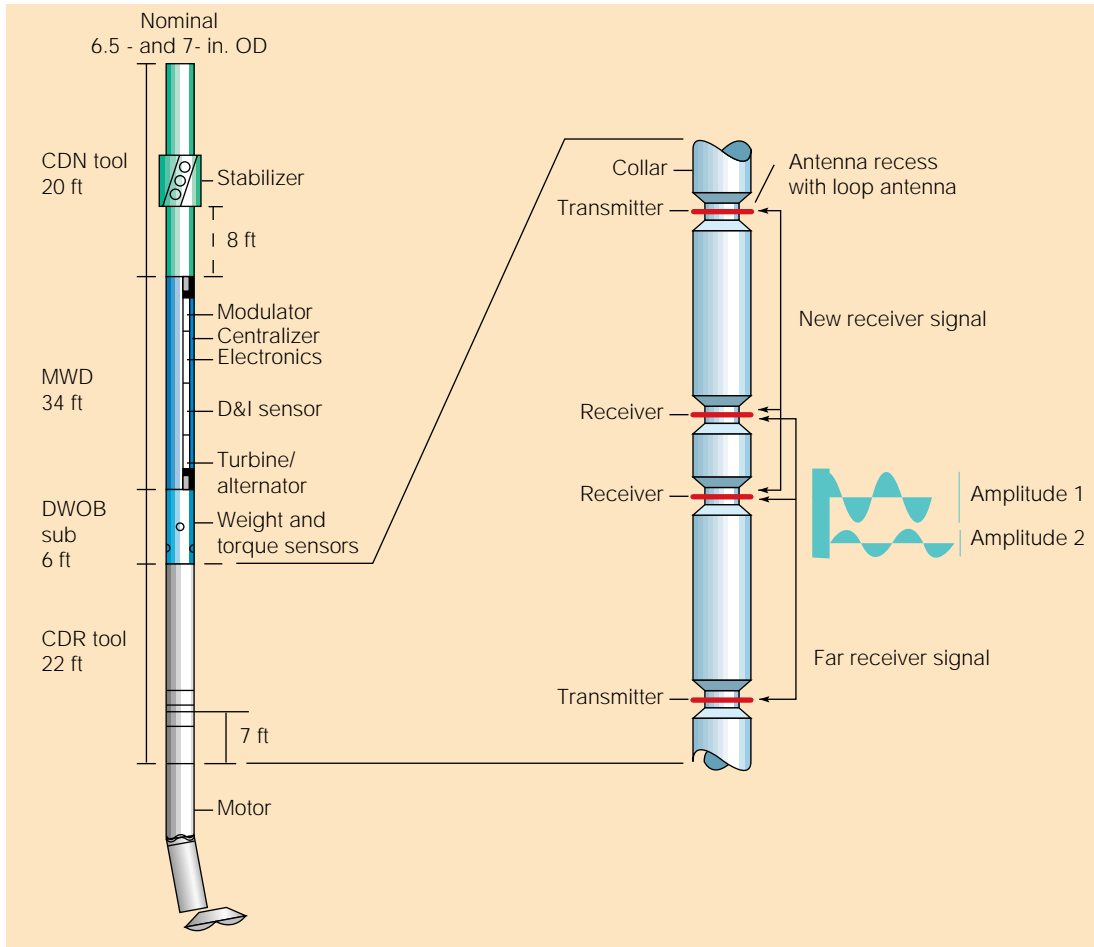


Fig.3

Le système GeoSteering

The GeoSteering system

calculé à partir des données CDR et employé comme entrée pour les corrections de dimension de trou.

On peut détecter des couches de 3 pouces (7,5cm) avec l'outil CDR. Cependant, à cause de l'effet des bancs adjacents, Rps et Rad liront trop bas dans une couche résistante et mince en contact avec des couches adjacentes conductrices, et une petite correction pour l'épaisseur de couche est nécessaire afin d'obtenir la résistivité vraie, R_t . Un avantage majeur de l'outil CDR est sa capacité à mesurer R_t dans des couches minces avant qu'elles ne soient envahies. Une fois que les couches minces sont profondément envahies, il n'y a aucune méthode fiable pour obtenir la résistivité vraie.

Modélisation

La méthode de GeoSteering préconisée consiste, dans une première étape, à modéliser la résistivité du réservoir, y compris celle du banc d'argile sous-jacent ou celle de l'aquifère, en se basant sur le profil de résistivité mesuré dans le puits clé le plus représentatif.

from the CDR data and is used as an input to hole size corrections.

Detection of 3-in. (7.5-cm) beds is possible with the CDR tool. However, because of shoulder bed effects, Rps and Rad will read too low in a thin, resistive bed with conductive shoulder beds, and a small correction for bed thickness is required to obtain true resistivity, R_t . A major advantage of the CDR tool is its ability to measure R_t in thin beds before invasion occurs. Once thin beds are deeply invaded, there is no reliable method for obtaining true resistivity.

Modelling

The recommended GeoSteering method consists, as a first stage, in modelling the resistivity of the reservoir including the shale or aquifer below. This is based on the resistivity measured in the most representative key well. The reservoir

Le réservoir est subdivisé en couches électriques aussi détaillées que possible. Une autre modélisation portant sur le CDR lui-même est effectuée pour déterminer sa réponse dans un drain vertical traversant le modèle de réservoir. Celui-ci est jugé satisfaisant lorsque le profil de résistivité simulé se cale suffisamment bien sur celui de la résistivité mesurée dans le puits clé.

Dans une seconde phase le modèle de réservoir ainsi défini est réétudié avec un drain horizontal placé à des distances variables par rapport à l'une ou l'autre des interfaces à détecter. Deux modèles différents seront nécessaires selon qu'il s'agisse de l'interface argileuse ou de l'interface aquifère.

is subdivided into electrical beds as detailed as possible. Another modelling on the CDR itself is made to determine its response in a vertical well crossing the reservoir which is considered satisfactory when the simulated profile compares well with the key well log.

In the second phase, the defined model is re-examined with the drain now horizontal at variable distances from the interfaces to be detected. Two different models are needed, one for the shale and one for the aquifer.

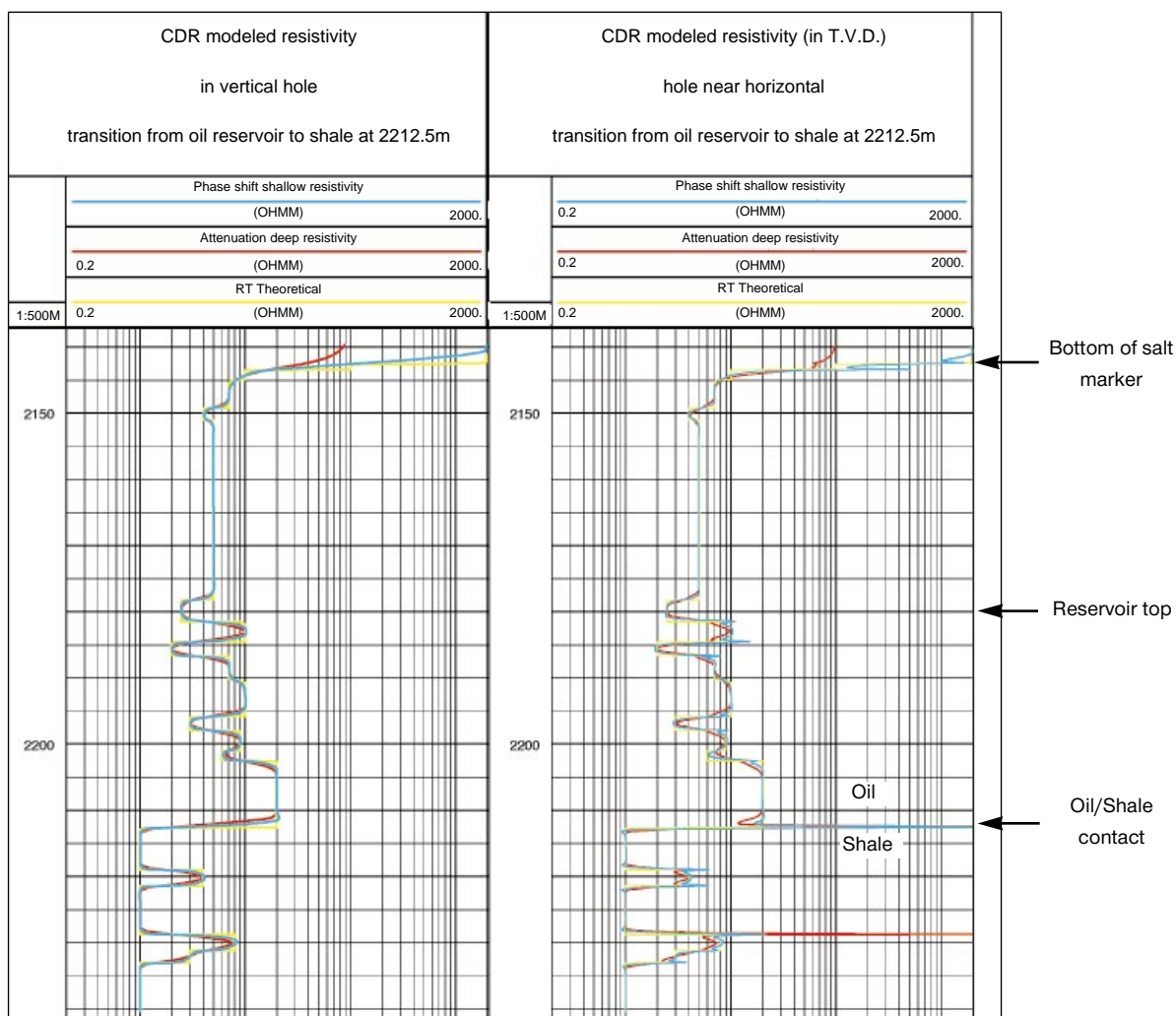


Fig. 4
 Résultat de la modélisation dans le cas d'un contact huile/argile.
 The result of modelling an oil/shale contact

Nous définirons ensuite une relation permettant, en fonction de la résistivité mesurée, de calculer la distance séparant le LWD de l'interface considérée. Cette méthode de Geosteering sera quantitative lorsque le réservoir change peu par rapport à celui du puits de référence et qualitative à semi-quantitative dans le cas contraire.

Il est bon de noter, cependant, que la modélisation repose sur des résistivités horizontales. Dans le cas où il existe une anisotropie électrique (différence entre les résistivités horizontale et verticale), il y a lieu d'en tenir compte pour améliorer la représentativité du modèle.

La figure 4 illustre le résultat de la modélisation dans le cas d'un contact huile/argile. Le réservoir a pu être subdivisé en 8 couches d'épaisseurs diverses y compris les intercalations d'argile.

La superposition du profil vertical de résistivité mesuré dans le puits clé avec celui qui est fourni par la réponse théorique du CDR dans le modèle théorique montre qu'ils sont pratiquement identiques. Cela confère déjà une certaine confiance dans la précision et la résolution de l'outil.

Nous constatons également que la résistivité des intercalations argileuses est nettement plus élevée (2 à 6 $\Omega\text{-m}$) que la base argileuse (1 $\Omega\text{-m}$). Ceci permet de distinguer l'une de l'autre, cette différence se retrouvant dans tous les puits du secteur.

Le contraste de résistivité entre le réservoir imprégné d'huile et le mur argileux est élevé (rapport de 20) créant ainsi des conditions favorables de détection. En outre le profil des couches montre une transition abrupte entre l'huile et le banc argileux.

Ces constatations s'étendent au cas d'un contact huile/eau. La différence étant que la modélisation d'une zone de transition entre les 2 fluides doit tenir compte du changement progressif et non abrupt de la résistivité au fur et à mesure qu'on se rapproche de l'interface (Fig. 5).

Effet de polarisation du CDR lors de l'approche d'une interface présentant un contraste de résistivité

La modélisation de la réponse du CDR lors de l'approche d'une interface présentant un contraste abrupt de résistivité a permis de constater des effets de polarisation se manifestant sous la forme de pics (ou spikes) prononcés sur les courbes de résistivité. Ceux-ci commencent à prendre forme à environ 50 cm au-dessus de l'interface et atteignent une amplitude maximum à environ 30 cm de cette interface. La figure 6b fournit un

A relationship will then be defined, depending on the measured resistivity, which allows the distance from the LWD tool to one of the interfaces to be computed. This method is quantitative when the reservoir changes little with respect to the reference well and is qualitative or semi-quantitative when reservoir changes are more significant.

The model is based solely on horizontal resistivities. In the case of electrical anisotropy (where there is a difference between the horizontal and vertical resistivities) this factor has to be taken into account to increase the accuracy of the model.

Figure 4 illustrates the result of the modelling in the case of an oil-shale contact. The reservoir was subdivided into 8 layers of differing thickness including shale intercalations.

Superimposing the key well resistivity profile with that of the theoretical response of the CDR in the resistivity model of the well shows they are practically identical. This already gives some confidence in the precision and resolution of the tool.

We also observe that the resistivity of the shale intercalations is clearly higher (2-6 $\Omega\text{-m}$) than the shale base (1 $\Omega\text{-m}$). This allows them to be distinguished from each other as this difference is seen in all the wells of the sector.

The resistivity contrast between the oil reservoir and the shale is high (factor of 20) hence creating favourable conditions for detection. The profile shows an abrupt transition between the oil and the shale.

The same observations extend to the oil/water case. The major difference is that the modelling of a transition zone between the two fluids leads to a progressive resistivity change as the interface is approached (Fig 5).

Horn effect on the CDR measurement across an interface with a resistivity contrast.

The model of the CDR response across an interface with a sharp resistivity change shows spikes or horns on the resistivity curves. These begin about 50 cm above the interface, reaching a maximum approximately 30 cm away from the interface. Figure 6b presents an example in the case of an oil-shale interface with resistivities of 1 $\Omega\text{-m}$ and 20 $\Omega\text{-m}$ respectively. The large and sudden change observed on the

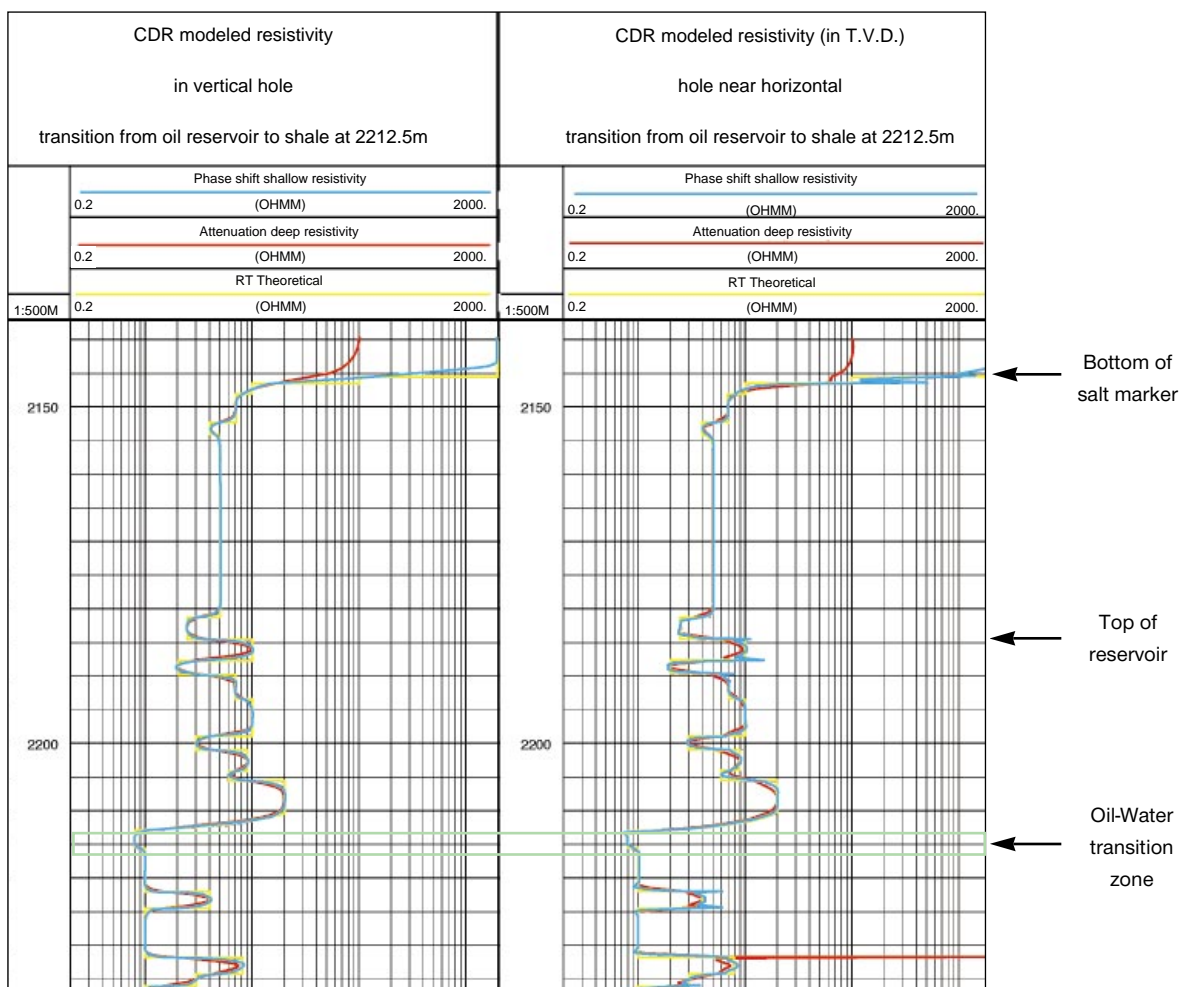


Fig. 5

La modélisation d'une zone de transition entre les 2 fluides huile/eau indique un changement progressif de la résistivité.
 Modelling an oil-water transition zone indicates a progressive resistivity change

exemple concret dans le cas d'un contact huile/argile possédant des résistivités respectives de $1 \Omega\text{-m}$ et $20 \Omega\text{-m}$ (Fig. 6b). Le décrochement important et soudain de la courbe de résistivité est caractéristique. Son amplitude s'accroît avec le contraste de résistivité ainsi que le montre l'examen comparatif des courbes pour divers contrastes (Fig. 6a- 2 et $20 \Omega\text{-m}$ et Fig. 6c- 1 et $50 \Omega\text{-m}$).

Il s'agit là d'une signature pouvant s'avérer très utile en cours de forage car elle permet au CDR de détecter très clairement la proximité immédiate d'un banc d'argile.

Lorsqu'on est en présence d'une interface huile/eau, cet effet ne s'observe plus car dans ce cas le passage d'un fluide à l'autre, ainsi que nous l'avons vu plus haut, se fait par l'intermédiaire d'une zone de transition introduite dans le modèle. (Fig. 7a).

Pour des contrastes importants, supérieurs à ceux observés à Hassi Rmel, le pic de polarisation peut apparaître timidement en présence d'une zone de transition. (Fig. 7b)

resistivity curve is characteristic. The amplitude increases with the contrast. Note the difference between Fig. 6a which has a resistivity of $2 \Omega\text{-m}$ and $20 \Omega\text{-m}$ and Fig. 6c where the resistivity is $1 \Omega\text{-m}$ and $50 \Omega\text{-m}$.

The 'signature' which is produced can be extremely useful during drilling since it identifies very clearly the close proximity of a shale layer.

In the oil-water case the effect is no longer observed because, in this case, the passage across a transition zone is progressive (Fig. 7a).

For higher contrasts than seen at Hassi Rmel the spike could appear weakly in a transition zone (Fig. 7b)

Fig. 6a

Fig. 6b

Fig. 6c

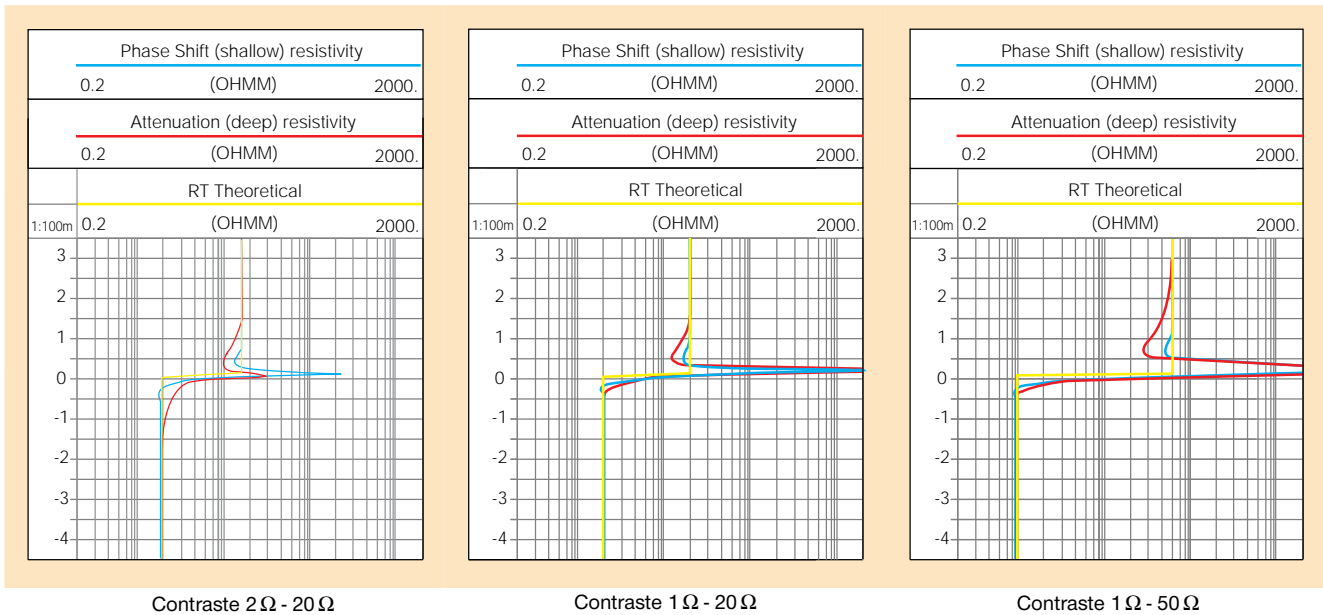


Fig. 6

Cas d'un contact huile/argile pour divers contrastes de résistivités

An oil-shale interface with various resistivity contrasts

Fig. 7a

Fig. 7b

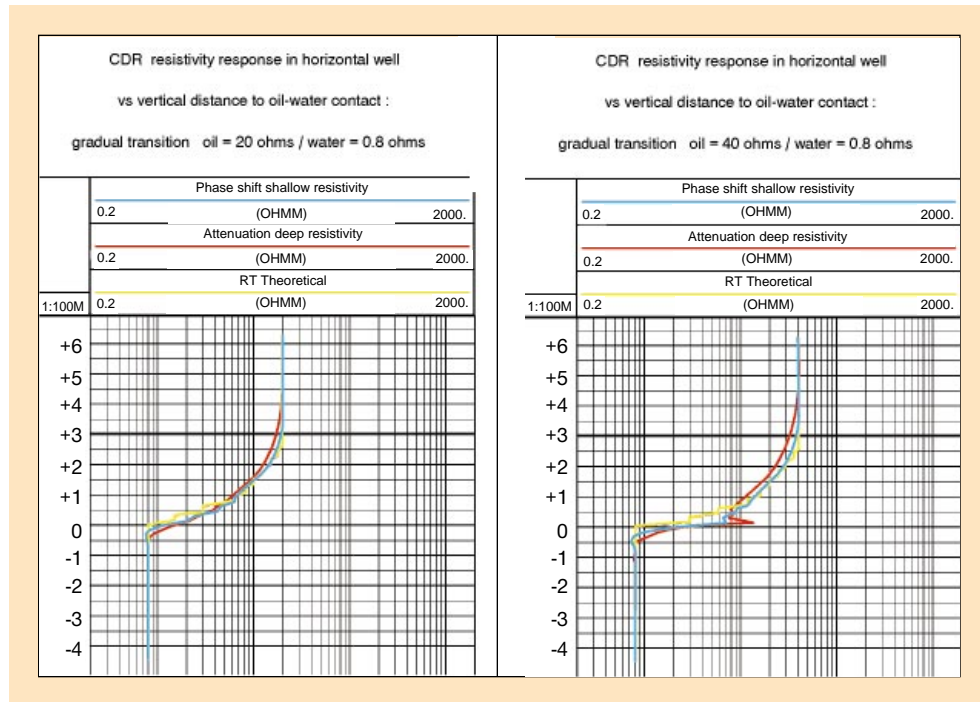


Fig. 7

La zone de transition entre les deux fluides huile/eau élimine les pics.

The transition zone between the oil and water eliminates spikes.

Simulation d'une trajectoire théorique variable pour une interface huile/argile

La figure 8 représente une trajectoire théorique traversant trois secteurs différents le long d'une section Ouest-Est de l'anneau d'huile.

Le puits traverse, en déviation, la zone à gaz (secteur 1), pénètre la base argileuse, en ressort dans la zone à l'huile et suit la base du réservoir tout en s'en éloignant à des distances plus ou moins grandes (secteur 2). L'objectif principal d'une telle trajectoire consiste à évaluer la réponse du CDR en fonction de différentes distances par rapport au mur du réservoir afin d'établir une relation entre la résistivité mesurée et la distance, ce qui permettra d'estimer la proximité du banc argileux à tout moment pendant le forage du drain horizontal.

Simulation of a theoretical variable trajectory for an oil/shale interface

Figure 8 shows a theoretical trajectory crossing three different sectors along a west-east cross-section of the oil rim.

The well is deviated across the gas zone (sector 1), penetrates the base shale, comes up out into the oil zone and follows the base of the reservoir at various distances (sector 2). The principal objective of such a trajectory is to evaluate the CDR response at different distances from the shale bed and so establish a relationship between the measured resistivity and the distance. The proximity of the shale bed during the drilling of the horizontal drain can hence be estimated at all times.

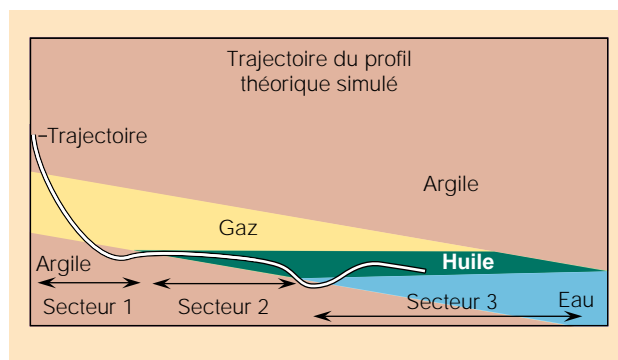


Fig. 8

Trajectoire théorique traversant 3 secteurs différents le long d'une section ouest-est de l'anneau d'huile.

A theoretical trajectory crossing three different sectors along a west-east cross-section of the oil rim

Nous observons sur la figure 9 les valeurs de résistivité qui correspondent à la traversée du réservoir.

On y trouve un exemple de ce qui pourrait être observé si, par accident, le drain pénétrait le banc argileux sous une inclinaison de 88° puis en ressortait à 91° (secteur 1 de la figure 8). L'effet de polarisation est très prononcé dans cet exemple.

La figure 10 présente la continuation du forage (dans le secteur 2). On y observe une fluctuation des valeurs de résistivité au fur et à mesure que le drain s'éloigne ou s'approche de l'interface ainsi qu'une reproductibilité des résultats pour des distances similaires. Au delà d'une distance d'environ deux mètres, le CDR ne "voit" plus l'interface et la résistivité atteint une valeur maximum qui devient constante.

Figure 9 shows resistivity values that would be measured across the reservoir.

This figure also indicates what could be observed if, by accident, the LWD penetrated the shale layer with an inclination of 88° and then came out again at 91° (sector 1 of figure 8). The horn effect is very pronounced in this example.

Figure 10 illustrates the continuation of the well (in sector 2). This example shows the fluctuation in the resistivities as the CDR moves closer or further from the interface with the results repeating at the same distances. Over 2 m, the tool no longer "sees" the interface and the resistivity reaches a maximum value which stays constant.

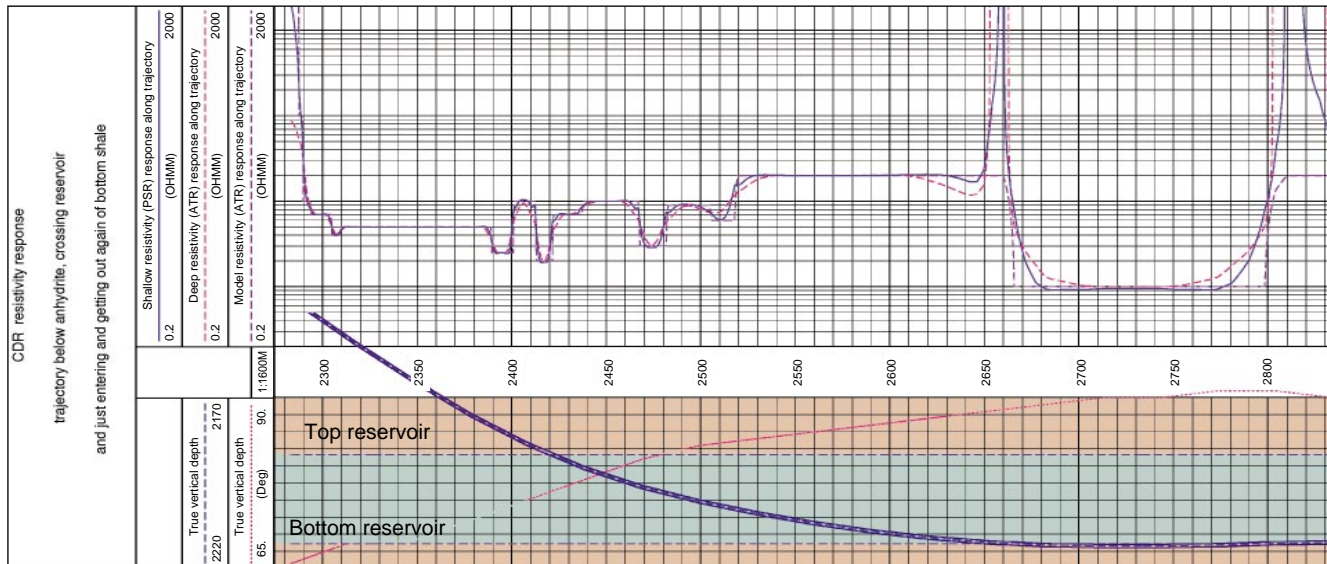


Fig. 9

Secteur 1: Exemple de ce qui pourrait être observé si le CDR pénétrait le mur argileux sous une inclinaison de 88° puis en ressortait à 91°.

Zone 1: An example of what would be seen if the CDR penetrated the shale bed at an angle of 88° and then came back out again at 91°.

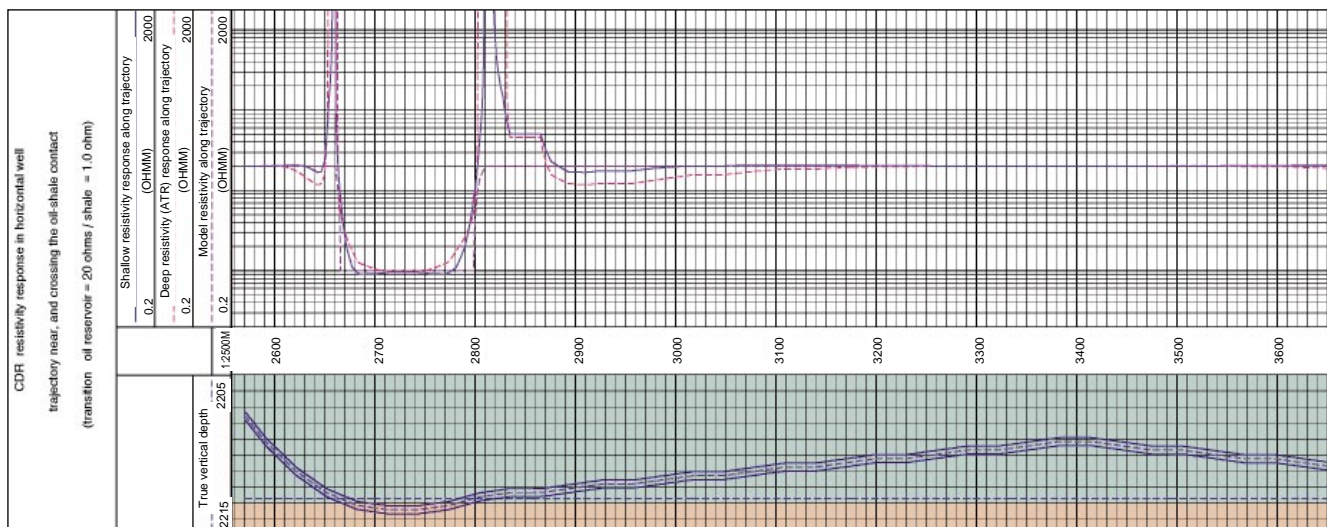


Fig. 10

Secteur 2: La proximité du banc argileux peut être estimée à tout moment pendant le forage du drain horizontal.

Zone 2: The proximity of the shale bed can be estimated at all stages of the horizontal drilling process.

Il est donc possible, à partir des informations qui s'y trouvent, d'établir une corrélation qui servira à guider (GeoSteering) le drain lors de l'opération réelle de forage du puits.

La figure 6 montrait déjà cette information, sous la forme d'un graphe de la distance en fonction des valeurs de résistivité. Elle peut être traduite par une formule établie au

It is possible from these data, to establish a correlation which will act as a guide for the drain (GeoSteering) during a real drilling operation.

Figure 6 has already shown this in the form of a plot of distance as a function of the resistivity. The plot can be translated into a formula and introduced into the computer in the

moyen d'une régression et introduite dans l'ordinateur de la cabine de contrôle du forage pour l'estimation automatique de la proximité du repère argileux.

Simulation d'une trajectoire théorique variable pour une interface huile/eau

Cette simulation concerne le cas où le drain horizontal est poursuivi au-delà du secteur 2 dans le secteur 3 de la figure 8.

Les résultats, présentés dans la figure 11, sont similaires à ceux de l'exemple précédent avec cette différence que nous n'observons pas l'effet de polarisation. En outre, le contraste de résistivité étant plus élevé, la profondeur d'investigation sera un peu plus importante (3,0 mètres).

Un second graphe, déjà présenté dans la figure 7, est donc requis pour établir la relation existant entre la résistivité et l'éloignement du plan d'eau.

Par conséquent 2 graphes différents sont nécessaires selon que le GeoSteering doit se faire par rapport au niveau argileux ou par rapport au plan d'eau.

drilling control cabin for an automatic estimation of the proximity of the shale.

Simulation of a variable theoretical trajectory for an oil/water interface

The simulation concerns the case where the horizontal drain goes beyond sector 2 and into sector 3 of figure 8.

The results, shown in figure 11, are similar to those in the preceding example with the difference that we do not observe the effects of polarisation - no spikes are seen. As the contrast is higher there is a differing resistivity curve with a slightly deeper investigation (3.0 m).

A second plot, shown in figure 7, is thus required to establish the relationship existing between the resistivity and the distance to the water table.

Consequently two different plots are necessary, depending on whether the GeoSteering is to be made with respect to the shale layer or the water table.

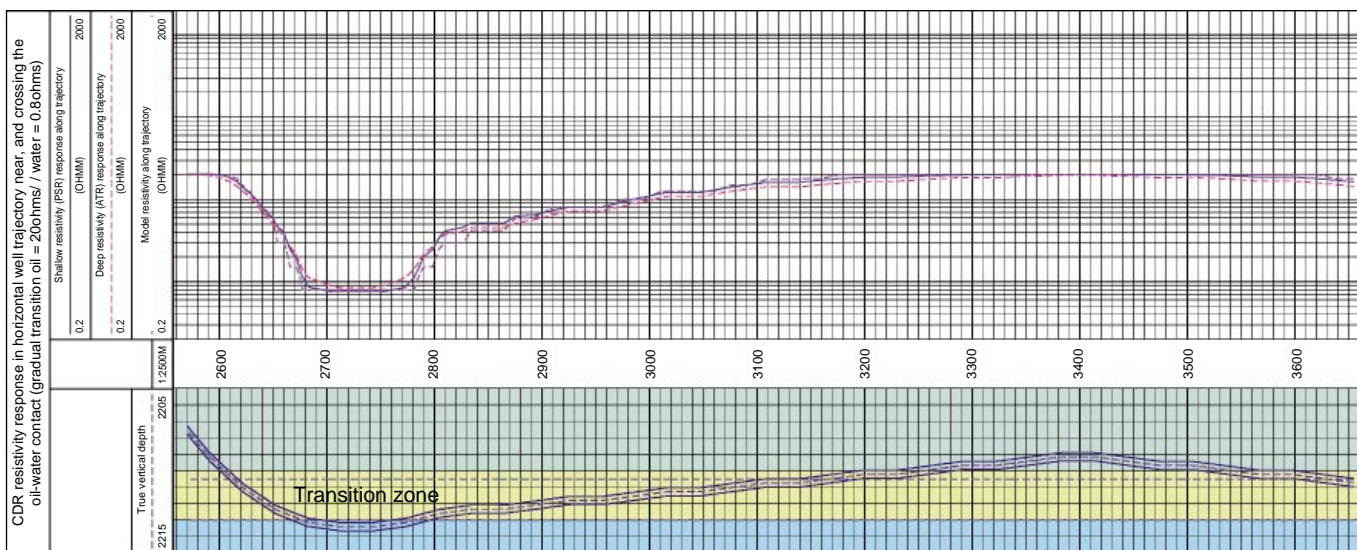


Fig. 11

Secteur 3: Un deuxième graphe est nécessaire pour établir la relation existant entre la résistivité et l'éloignement du plan d'eau.

Zone 3: A second plot is required to establish the relationship between the resistivity and the distance to the water table.

Discussion: Problèmes liés à une variation lithologique du réservoir le long du drain

La modélisation simple qui vient d'être présentée est basée sur des mesures électriques effectuées sur un seul puits clé. Celle-ci suppose un profil de résistivité constant le long du drain horizontal. Cependant la lithologie peut varier latéralement jusqu'à diminuer considérablement la fiabilité du modèle lorsque le drain s'éloigne du puits clé.

Dans le cas du puits horizontal prévu à Hassi Rmel, ce problème est minimisé grâce à la stratégie retenue pour le placement du drain dans le réservoir, et qui consiste à:

- Choisir le puits clé dans un secteur où le réservoir possède non seulement de bonnes qualités pétrophysiques mais aussi une bonne homogénéité;
- Positionner le drain dans ce secteur, le plus près possible du puits clé;
- Utiliser les données fournies par l'avant trou-pilote.

Dans le cas où un changement important de la lithologie, comparée à celle du puits clé, est observé, une modélisation similaire sera entreprise pour l'avant-trou pilote. Des interpolations pourront alors être effectuées entre les deux puits afin d'établir des corrélations plus fiables pour le calcul de la distance séparant le drain de l'interface.

CONCLUSION

Le succès des drains horizontaux dans les anneaux d'huile minces dépend, dans une large mesure, de la précision avec laquelle ils sont positionnés par rapport au plan d'eau, au contact gaz/huile et aux interfaces lithologiques

Le développement d'une technique de GeoSteering peut faciliter le placement du drain selon la position la plus favorable.

La réponse théorique d'un outil de résistivité dans un modèle électrique du réservoir traversé par un drain horizontal permet de connaître avec une bonne approximation la position de l'outil par rapport au repère choisi (plan d'eau, banc d'argile) lorsque le contraste de résistivité est suffisant.

Discussion : Problems linked to lithology variations in the reservoir along the drain

The simple modelling shown is based on electrical measurements in a single key well. This supposes a constant resistivity profile along the horizontal drain. The lithology, and with it the model, can vary laterally, which can considerably reduce the reliability of the latter as the drain becomes distant from the key well.

In the case of the horizontal well at Hassi Rmel this problem is minimised thanks to the strategy adopted for placing the drain. This consists of:

- Choosing the key well in a sector where the reservoir has not only good petrophysical characteristics but is homogeneous;
- Putting the drain hole in this sector as close as possible to the key well;
- Using the data furnished by the pilot well

If there is a major lithology change compared to the key well, a new model will then be made using the pilot well. Interpolations between the two wells will then be possible to find more reliable correlations for the computation of the distance separating the drain hole from the interface.

CONCLUSION

The success of horizontal drains in oil rims depends greatly on the precision with which they are positioned with respect to the water table, the gas/oil contact and to lithological interfaces.

The development of a GeoSteering technique makes the positioning of the well in the most favourable position much easier.

The theoretical response of a resistivity tool in an electrical model of the reservoir allows the position of the tool with respect to the chosen marker (water table, shale bed) to be well known as long as there is sufficient resistivity contrast.

Le choix de l'outil de résistivité (CDR) comme instrument de GeoSteering est motivé par le fait que, parmi les outils diagrammatiques, il possède la plus grande profondeur d'investigation et peut donc "voir" le plus loin.

La mise au point d'outils de résistivité focalisée et l'accroissement de leur profondeurs d'investigations permettront d'affiner la technique de GeoSteering et d'étendre son champ d'application.

The choice of resistivity tool (CDR) as the GeoSteering device is motivated by the fact that amongst all the logging tools it has the deepest depth of investigation and hence can "see" further.

The improvement of focused resistivity tools and the increase of their depths of investigation will allow refinements of the technique and extend its field of application.