

文章编号: 1001—1749(2011)02—0202—05

DH 油田隔夹层测井识别研究

陈 伟, 何俊富, 杨 斌, 鲁洪江, 王帅成

(油气藏地质及开发工程国家重点实验室 成都理工大学, 四川 成都 610059)

摘 要: 在储层中隔夹层引起的渗流屏障和渗流差异, 是影响剩余油分布的重要因素。非均质性研究是油藏三维地质建模的重要内容, 因此隔夹层研究是东河砂岩非均质性不可缺少的研究内容。针对东河砂岩低阻、非均质性较强的储层特征, 这里以岩芯物性为基础, 测井资料为依据, 将 DH 油田东河砂岩隔夹层分为三类。在孔隙度、渗透率精细计算基础上, 建立隔夹层测井识别标准。对东河砂岩单井隔夹层进行系统识别, 并做多井对比, 研究隔夹层空间分布特征, 取得了较好的效果。

关键词: 东河砂岩; 隔夹层; 测井资料; 岩芯物性; 储层参数

中图分类号: TE 122.2⁺21 **文献标识码:** A

0 前言

影响剩余油分布因素较复杂, 储层中隔夹层引起的渗流屏障和渗流差异是影响剩余油分布的重要因素^[1]。预测隔夹层空间分布, 是揭示油藏非均质性不可缺少的研究内容。直接观察岩芯, 是识别隔夹层的基础, 但岩芯数量有限。测井资料比岩芯资料更丰富, 且有较高垂向分辨率。DH 油田区域构造位置属塔里木盆地塔北隆起哈拉哈塘凹陷北西部, 是一个受南、北二条断层夹持的古生界挤压背斜构造带, 含油层系为下石炭统滨海相东河砂岩段。东河砂岩段为一套厚的灰色、灰白色石英细砂岩夹薄层灰白色粉砂岩, 自然伽玛、自然电位等常规测井曲线呈平直块状, 因此难以进行沉积微相精细划分。焦翠华等^[2,3]利用地层倾角测井资料处理解释成果, 对该区进行沉积微相划分。随着对 DH 油田的开发, 需要对储层做精细油藏描述, 进一步研究储层非均质性及剩余油分布特征, 隔夹层应是储层非均质性研究的重要内容。

1 隔夹层分类及测井响应特征

隔夹层分布在储层内不渗透层或特低渗透层,

它把厚油层分成多个独立流体流动单元, 影响流体在储层中流动, 是储层内部产生非均质性的的重要因素。DH 油田含油层系为下石炭统滨海相东河砂岩段, 是一套厚的灰色、灰白色石英细砂岩夹薄层灰白色粉砂岩, 结构成熟度及成份成熟度均较高。根据岩芯与测井资料特征, 该区主要发育三类夹层: 灰质砂岩夹层、泥质灰质砂岩夹层和泥质砂岩夹层。

1.1 灰质砂岩夹层测井响应特征

DH 油田灰质砂岩夹层岩性致密, 碳酸盐岩含量大于 16.5%。经岩芯分析显示, 灰质砂岩夹层孔隙度较小, 为 3% ~ 10.5%; 渗透率低, 为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。东河砂岩段电阻率整体呈低电阻率特征, 灰质砂岩夹层在测井曲线上, 表现为相对邻近油层电阻率值有增大现象, 球形聚焦成尖峰状且明显高于地层电阻率。其声波时差明显降低且降低幅度最大, 为 $56 \mu\text{s}/\text{ft} \sim 60.5 \mu\text{s}/\text{ft}$; 密度增大、中子降低; 自然伽玛相对较小, 为 25 API ~ 45 API。X1 井的 5 813.3 m ~ 5 814.5 m 为灰质砂岩夹层的测井曲线特征(如下页图 1 所示)。

1.2 泥质灰质砂岩夹层测井响应特征

泥质灰质砂岩夹层在东河砂岩段出现频率较

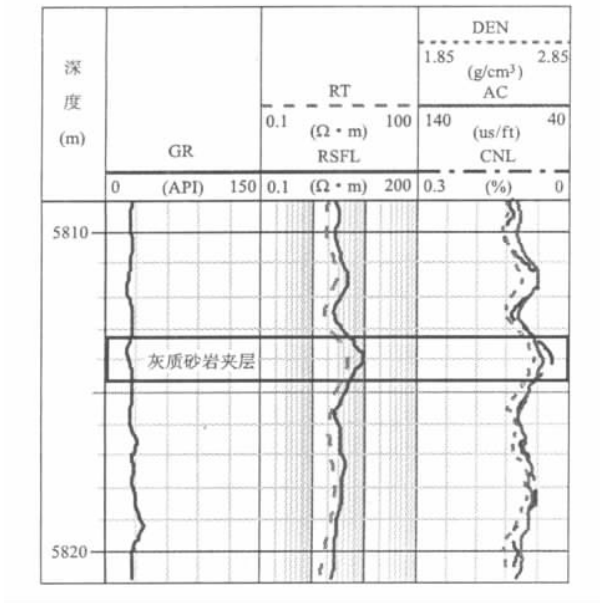


图1 灰质砂岩夹层测井曲线特征

Fig.1 Calcareous sandstone intercalations log characteristics

高,岩芯物性显示泥质灰质夹层的孔隙度为6%~12.5%,渗透率为 $0.1\times10^{-3}\mu\text{m}^2\sim6\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。该类夹层的岩石导电性较差,地层电阻率略有增大但增大幅度不明显,球形聚焦增大幅度较明显;声波时差表现为低值,为 $60.5\mu\text{s}/\text{ft}\sim70\mu\text{s}/\text{ft}$;密度较高、中子较低;自然伽玛值为30 API~55 API。X2井5787.5 m~5788.8 m为泥质灰质砂岩夹层测井曲线特征(见图2)。

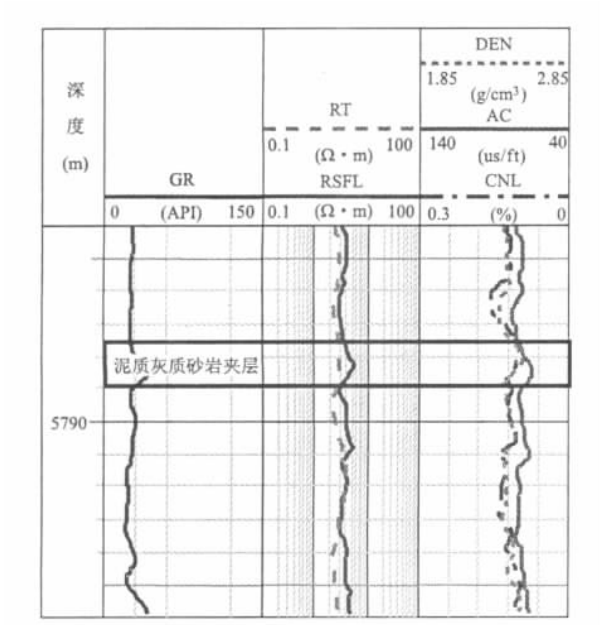


图2 泥质灰质砂岩夹层测井曲线特征

Fig.2 Shaly calcareous sandstone intercalations log characteristics

1.3 泥质砂岩夹层测井响应特征

泥质砂岩夹层以泥质为主,其特征是自然伽玛值较大,一般大于55 API。在三类夹层中,泥质夹层物性最差,孔隙度小于10.5%,渗透率小于 $0.1\times10^{-3}\mu\text{m}^2\sim1.5\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。自然电位曲线有明显的回返幅度;电阻率略有增大;声波时差降低,为 $60.5\mu\text{s}/\text{ft}\sim64\mu\text{s}/\text{ft}$;密度增大,中子减小。X3井的5833.75 m~5835.1 m为泥质砂岩夹层测井曲线特征(见图3)。

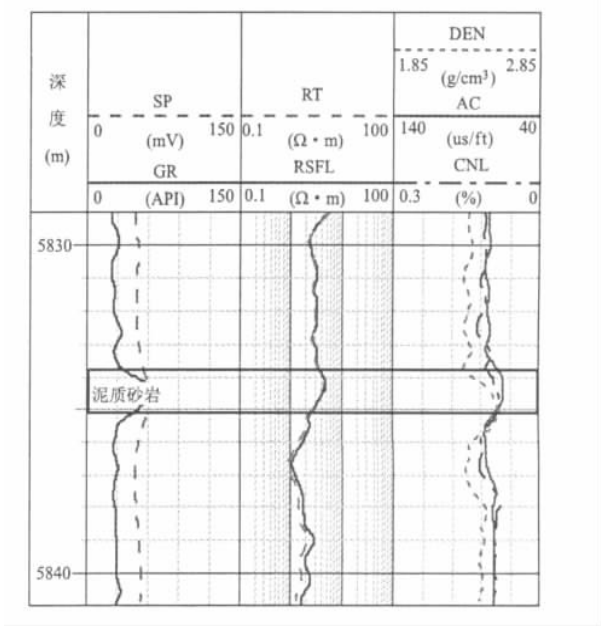


图3 泥质砂岩夹层测井曲线特征

Fig.3 Shale sandstone intercalations log characteristics

2 DH 油田隔夹层研究

隔夹层是油层内非有效储层,表现为物性相对较差。研究区取芯井资料有限,测井资料齐全,因此,DH 油田识别隔夹层的最佳方法,是应用岩芯标定测井资料,建立储层参数精细解释模型,计算出研究区各单井孔隙度、渗透率等储层参数,然后综合测井资料和储层物性特征,建立不同类型隔夹层测井识别标志,对隔夹层分布特征进行研究。

2.1 储层参数解释

岩芯刻度测井曲线,提取岩芯物性分析对应深度测井值。用交会图法分析各测井曲线与岩芯孔隙度、渗透率间相关性。选择与孔隙度、渗透率相关性较好的测井曲线作为神经网络^[4]输入曲线,分别建立测井曲线与孔隙度、渗透率的神经网络解释模型。用建立的神经网络模型,对研究区单井

进行孔隙度、渗透率解释。图 4 为 X1 井储层参数解释成果图,从图 4 中可看出,孔隙度、渗透率预测值与岩芯分析值(杆状图)有很好的吻合性。

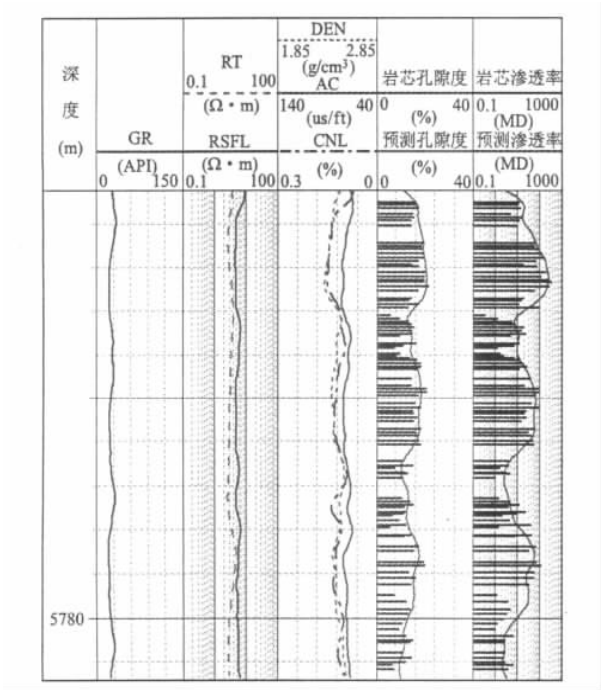


图 4 X1 井解释成果图

Fig.4 X1 well to explain the results map

2.2 隔夹层识别标准

通过对 DH 油田岩芯物性特征分析,提取岩芯深度校正后对应深度测井曲线值。在岩芯刻度测井资料基础上,分析 AC 与 DEN、GR、POR、PERM 测井曲线交会图(见图 5)可知,在三类夹层中:

- (1) 灰质砂岩夹层声波时差较小,易于和其它二类夹层区分,泥质灰质砂岩夹层声波时差为 60.5 μs/ft ~ 70 μs/ft,分布范围较大,泥质砂岩夹层为 60.5 μs/ft ~ 64 μs/ft,分布范围较小。
- (2) 从整体上看,灰质砂岩夹层密度最大,泥质砂岩夹层次之,泥质灰质砂岩夹层最小。
- (3) 泥质砂岩夹层自然伽玛较大,明显区别于其它二类夹层;泥质灰质砂岩夹层自然伽玛略高于灰质砂岩夹层。
- (4) 相对于储层段,三类夹层的孔隙度较低、

渗透率较差;泥质灰质砂岩夹层孔隙度略高于其它二类夹层,泥质砂岩夹层渗透率最差。

根据上述总结的三类隔夹层测井响应特征与物性特征,作者建立了研究区三类隔夹层识别标准(见表 1)。

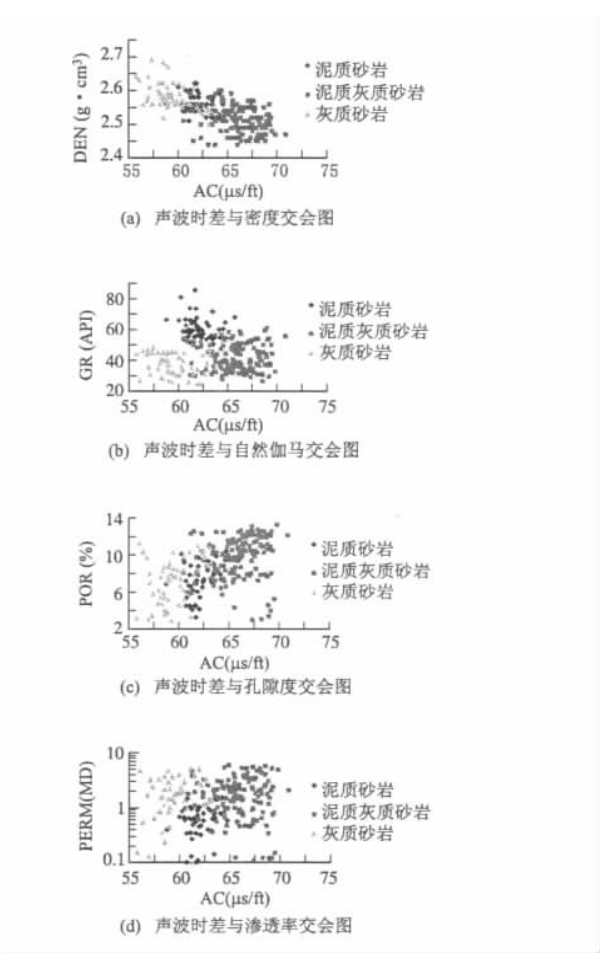


图 5 三类隔夹层测井曲线交会图

Fig.5 Three types of intercalations log crossplot

2.3 隔夹层识别

在储层参数精细解释的基础上,用建立的隔夹层识别标准,对 DH 油田单井进行隔夹层识别。图 6(见下页)为 X1 井隔夹层识别成果图,X1 井的 5 811.25 m ~ 5 811.625 m、5 813.75 m ~ 5 814.25 m、5 888.125 m ~ 5 888.625 m 等为灰质砂岩夹层,其孔隙度、渗透率较低,球形聚焦增大幅度大致成尖

表 1 隔夹层识别标准

Tab.1 Intercalations identification standards

夹层类型	自然伽玛 (API)	密度 (g/cm³)	声波时差 (μs/ft)	孔隙度 (%)	渗透率 (MD)
灰质砂岩夹层	25 ~ 45	> 2.55	56 ~ 60.5	3 ~ 10.5	0.1 ~ 5
泥质灰质砂岩夹层	30 ~ 55	2.45 ~ 2.55	60.5 ~ 70	6 ~ 12.5	0.1 ~ 6
泥质砂岩夹层	> 55	2.52 ~ 2.60	60.5 ~ 64	3 ~ 10.5	0.1 ~ 1.5

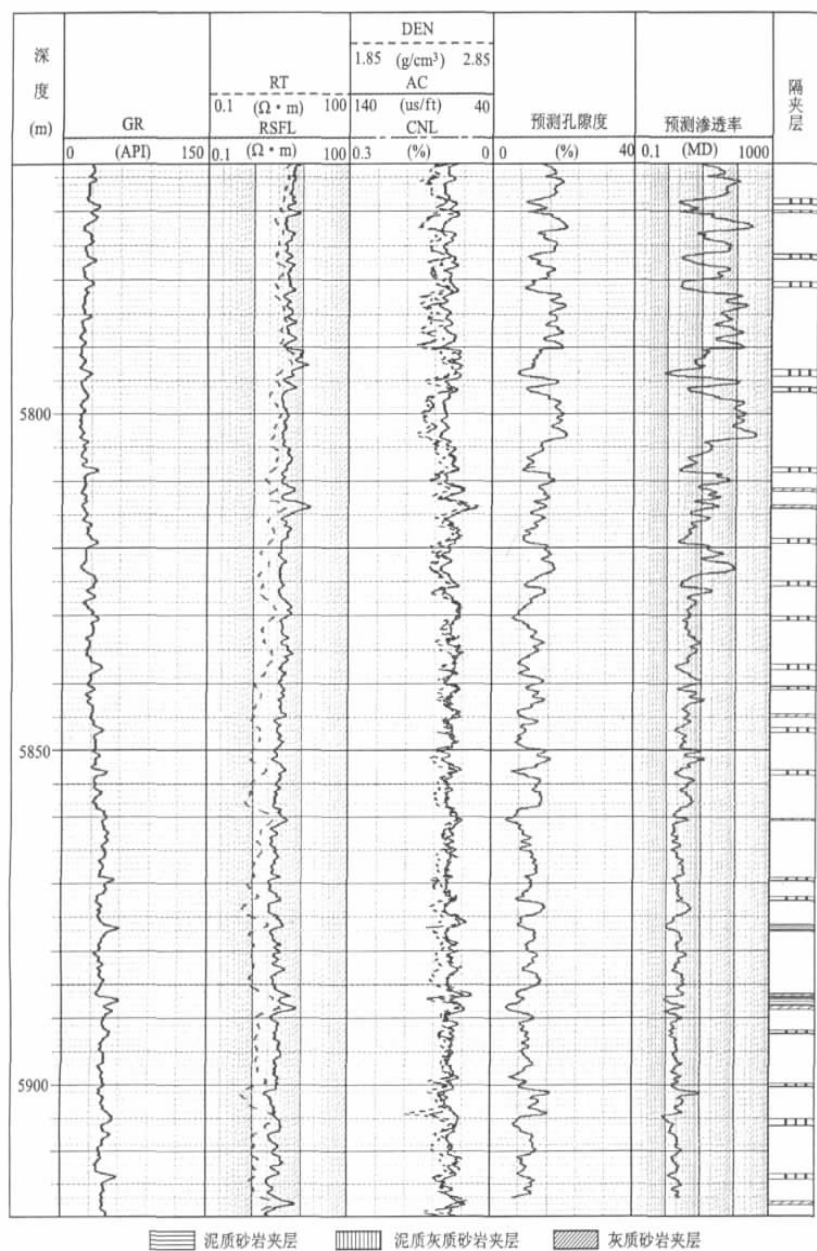


图6 X1井解释成果图

Fig.6 Interpretation results of well X1

峰状, 声波时差降低幅度大。5 780.375 m ~ 5 781.25 m、5 852.875 m ~ 5 853.625 m、5 913.5 m ~ 5 814.25 m 等为泥质灰质砂岩夹层; 5 876.25 m ~ 5 877.25 m 为泥质砂岩夹层, 自然伽玛较高。

通过对 X1 井隔夹层的识别研究可以发现: 研究区隔夹层主要以泥质灰质砂岩夹层为主, 该类夹层在整个东河砂岩段都较发育, 泥质砂岩夹层、灰质砂岩夹层不发育, 且分布比较随机, 灰质砂岩夹层的厚度较薄。

2.4 隔夹层分布特征

在隔夹层研究中, 最重要是研究储层内隔夹层空间分布特征。因此, 要求在大量单井的隔夹层识

别基础上, 对比邻井隔夹层特征来分析 DH 油田隔夹层的空间分布特征。通过对 X1、X4、X5、X6 等大量单井隔夹层的识别发现:

(1) 在垂向分布上, 夹层的分布是不均衡的, 油水界面以下夹层数明显增多, 油水过渡带上夹层密度最大, 水层段次之, 油层段最小。在整个东河砂岩段内, 主要以泥质灰质砂岩夹层为主, 该类夹层较发育, 出现频率较高; 泥质砂岩夹层、灰质砂岩夹层不发育、出现频率较少且分布比较随机; 灰质砂岩夹层厚度较薄, 一般约 30 cm ~ 50 cm。

(2) 在横向分布上, 通过 X4、X5、X6 井间对比发现: 井与井间夹层的分布差异较大, 可对比性

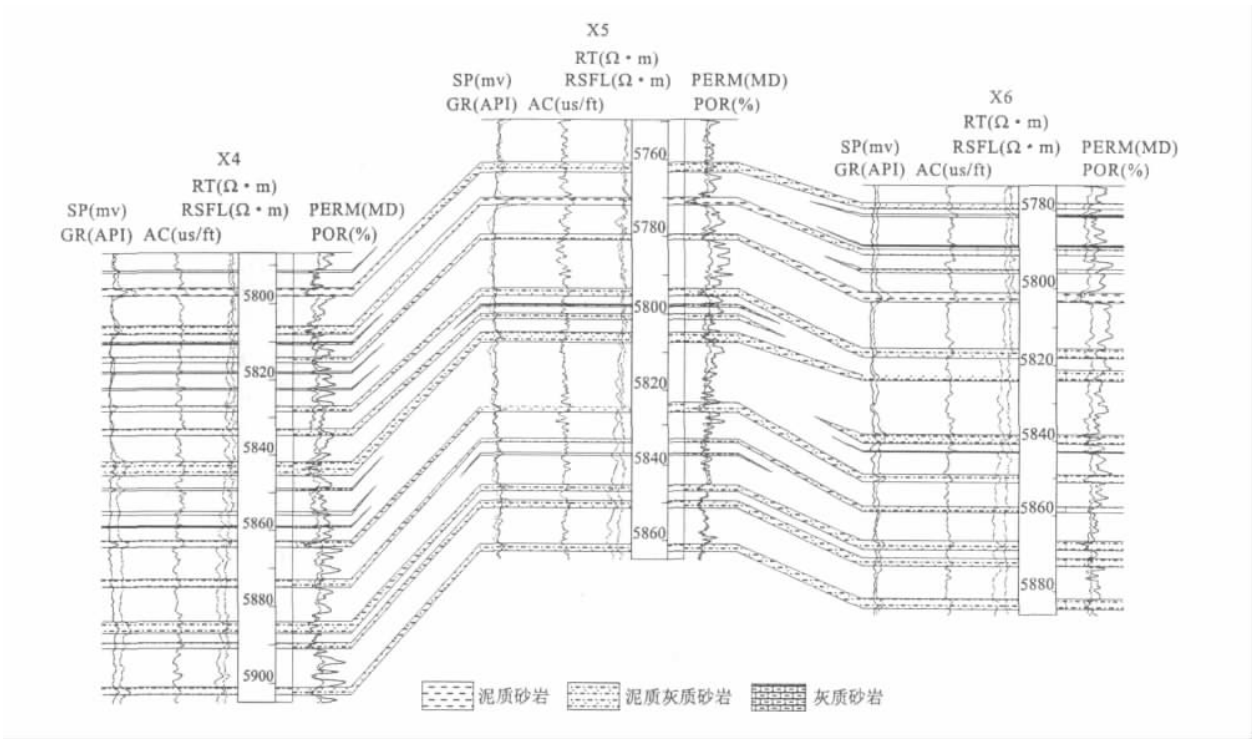


图7 隔夹层对比剖面
Fig.7 Intercalations interpretation section

较差,储层非均质性较强。泥质砂岩夹层、灰质砂岩夹层的随机分布,灰质砂岩夹层厚度较薄,使得这二类夹层的井间可对比性较差;厚度较大的泥质灰质砂岩夹层具有一定的井间可对比性,但厚度小于 50 cm 的该类夹层井间对比性也较差(见图 7)。

3 结论

(1) 根据 DH 油田的岩芯分析孔隙度、渗透率、测井资料等,总结出了该区隔夹层测井曲线响应特征,并将隔夹层分为三类:灰质砂岩夹层、泥质灰质砂岩夹层和泥质砂岩夹层。

(2) DH 油田隔夹层主要以泥质灰质砂岩夹层为主,该类夹层在整个东河砂岩段都较发育。泥质砂岩夹层、灰质砂岩夹层不发育,且分布比较随机,灰质砂岩夹层厚度较薄。隔夹层的井间差异较大,储层非均质性较强。

(3) 东河砂岩砂岩层较厚,常规测井曲线基本成块状,受常规测井曲线分辨率影响,该方法对于 DH 油田储层内较薄隔夹层识别尚存在一定困难。

参考文献:

[1] 陈志香. 高集油田高 7 区阜宁组储层非均质性及其剩余油分布[J]. 海洋石油,2003,23(2):51.
[2] 焦翠华. 倾角测井在东河砂岩沉积微相划分中的应用[J]. 新疆石油地质,2007,28(3):359.
[3] 焦翠华. 塔里木盆地哈得 4 油田东河砂岩层序地层

界面类型及测井识别方法[J]. 石油与天然气地质,2007,28(1):69.
[4] 薛国勤,苗润航,陈小瑜,等. 非均质厚油层特高含水期剩余油分布研究[J]. 河南石油,2000,14(4):22.
[5] 侯健,杜庆军. 胜二区沙二单元剩余油定量描述技术[M]. 东营:中国石油大学出版社,2006.
[6] 张吉,张烈辉,胡书勇,等. 陆相碎屑岩储层隔夹层成因、特征及其识别[J]. 大庆石油地质与开发,2003:22(4):2.
[7] 王延章,林承焰,李中超,等. 夹层分布模式及其对剩余油的控制作用[J]. 西南石油学院学报,2006,24(5):76.
[8] 欧阳健. 石油测井解释与储层描述[M]. 北京:石油工业出版社,1994.
[9] 胡元现,M CHEN,S. BHARATHA. 西加拿大盆地油砂储层中的泥夹层特征[J]. 中国地质大学学报,2004,29(5):553.
[10] 张吉,张烈辉,胡书勇,等. 陆相碎屑岩储层隔夹层成因特征及其识别[J]. 测井技术,2003,27(3):222.
[11] 杨斌,匡立春,孙中春,等. 神经网络及其在石油测井中的应用[M]. 北京:石油工业出版社,2005.
[12] 尹太举,张昌民,孙中春. 濮城油田沙三中层序格架内储层非均质性研究[J]. 石油学报,2003,18(3):95.
[13] 朱东亚,胡文,孙中春,等. 临南油田隔夹层类型划分及其分布规律研究[J]. 地球科学:中国地质大学学报,2004,21(4):425.

作者简介:陈伟(1984-),男,江西省吉安人,硕士,主要从事油气藏地质及储层评价研究。

YANG Bin¹, LU Hong-jiang¹, CHANG Lun-jie², et al. (1. National Reservoir geophysics and explore engineer key laboratory, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla, Xinjiang 841000, China). *COMPUTING TECHNIQUES FOR GEOPHYSICAL AND GEOCHEMICAL EXPLORATION*, 2011, 33(2): 195

The logging interpretation of horizontal well is focus on theoretical modeling of logging device response and experimental study on anisotropic. However, it has not reached the degree and the demand of the actual reservoir parameter interpretation of the horizontal well. In this paper, on a basis of comparing the log response of horizontal well with the vertical well, the corrected logging data of horizontal well has been scaled by the core petrophysical data of vertical well to establish the porosity and the permeability neural networks in order to interpret and evaluate the reservoir parameter of horizontal section in the entire study area. Using the core petrophysical data of vertical well test the logging interpretation result demonstrate that the accuracy of reservoir parameter interpretation through the logging data of horizontal well, and the results have been improved apparently and can reach the degree of property parameter of well in three dimensional geological modeling.

Key words: tarim basin; horizontal well; reservoir parameter; neural networks; logging interpretation

LOGGING RECOGNITION OF THE INTERCALATIONS IN DH OILFIELD

CHEN Wei, HE Jun-fu, YANG Bin, et al. (State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploration, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China). *COMPUTING TECHNIQUES FOR GEOPHYSICAL AND GEOCHEMICAL EXPLORATION*, 2011, 33(2): 202

Seepage flow barriers and differences caused by intercalations in the reservoir is an important factor that affect the distribution of the remaining oil. Heterogeneity is an important research contents of 3D geological modeling. Intercalations of Donghe sandstones are indispensable to the heterogeneity of the studies. Against the sandstone low resistance and the strong heterogeneity of the reservoir characteristics, the Intercalations of Donghe sandstones in DH oilfield are divided into three categories based on the core properties and log data. Based on the calculating porosity and permeability, we build logging identification standards of intercalations. In order to do systematic identification of the Intercalations of Donghe sandstones, we do multi-well correlation and research on the spatial distribution of the intercalations, and the better results are achieved.

Key words: donghe sandstone; intercalations; well log; core properties; reservoir parameter

THE CHARACTERISTICS AND IDENTIFICATION OF THE RESERVOIR INTERCALATION OF TRIASSIC IN TAHE 1 AREA

SU Yuan¹, ZHOU Wen^{1,2}, DENG Hu-cheng¹, et al. (1. Chengdu University of Technology, Chengdu Sichuan 610059, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Sichuan 610059, China). *COMPUTING TECHNIQUES FOR GEOPHYSICAL AND GEOCHEMICAL EXPLORATION*, 2011, 33(2): 207

For the bottom water reservoir, the intercalation distributing upon the oil-water interface has certain hinder to the development of aggression of the bottom water. Therefore, research of intercalation type, thickness and distribution is very important in the geological condition evaluation of the bottom water reservoir controlled by water aggression. This paper comprehensively uses logging data, core and other data for researching the types and characteristics of the intercalation developed in the reservoir of Triassic in Tahe 1 area. The results show that the intercalation in study area can be divided into calcite sandstone intercalation, muddy intercalation and physical property intercalation. Vertically, the intercalation is commonly distributed in the top of the rhythm layer or near the oil-water interface; horizontally, all types of intercalation are widely developed at high structure position of Tahe 1 area, and the muddy intercalation and physical property intercalation always can be connected in a range. The water breakthrough time is comparatively long and the rise of water saturation is comparatively slow, which indicates that the intercalation developed area blocked the bottom water coning (vertical well) and the bottom water cresting (horizontal well) during the reservoir exploitation.

Key words: tahe 1 area; intercalation; bottom water

PREDICATION OF FRACTURAL RESERVOIRS OF MAOKOU FORMATION IN QINGXICHANG AREA

FAN Chun-hua (Exploration Research Institute of the Southern Exploration Branch, SINOPEC, Chengdu 610041, China). *COMPUTING TECHNIQUES FOR GEOPHYSICAL AND GEOCHEMICAL EXPLORATION*, 2011, 33(2): 212

Maokou formation is a set of bioclastic limestone reservoirs in which the main type of reservoir space are dominated by dissolution pores and fractures. In this paper, the fractures in Maokou formation of Qingxichang structure has been predicated by analyzing the P wave amplitude anisotropy, and as a result, the relations among fracture development, lithology and structures are clarified. The strikes, intensity