

鄂尔多斯盆地苏里格气田相对高渗砂体的成因及其岩石物理测井识别方法

朱怡翔^{1,2}, 田昌炳^{2,3}, 于兴河¹, 何东博^{1,2}, 贾爱林²

(1. 中国地质大学, 北京 100083; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 3. 石油大学, 北京 102249)

摘要: 研究苏里格低效气藏中相对高渗砂体的成因、特征及其相应的岩石物理测井响应机理和解释模型, 从而得到相对高渗砂体识别的有效方法是苏里格气田高效开发的关键。苏里格气田具有典型的煤系地层特征, 因强烈的成岩作用使原生孔隙损失较多, 表现出粗岩相和次生孔隙发育是相对高渗砂体最主要的特征。在此地质成因分析的基础上, 分析其岩石物理测井响应机理, 建立响应的测井解释模型是识别相对高渗砂体的主要途径之一。不同的测井系列对孔隙结构和岩石相具有不同的岩石物理响应机理。地层密度测井与声波测井虽然同为孔隙度测井系列, 但是它们响应的是不同的孔隙结构, 由此可以得到储层次生孔隙度指数测井解释模型。在关键井岩性标定下, 选择自然伽马、光电截面和地层密度等一组对岩性响应敏感的测井曲线进行聚类分析, 是岩石相识别的有效方法。基于这种次生孔隙和岩石相测井解释模型所识别的相对高渗砂体, 与岩心分析和气井产能测试具有很好的 consistency。

关键词: 苏里格气田; 测井响应; 次生孔隙; 解释模型; 岩相识别

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

苏里格气田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡西北侧, 是我国目前已发现的世界级大型气田之一, 主要气层段位于二叠系下中统的山西组 S1 段至石盒子组 H8 段, 是一套以湖泊三角洲平原上的河流相沉积为主的砂泥岩地层。目前的资料证实, 苏里格气田的地质情况十分复杂, 具有低孔、低渗、低丰度和低压特点, 往往表现出砂岩大面积分布, 厚度相差不大, 但各井产能却相差悬殊(图 1), 因此, 弄清气田相对高渗砂体的成因和识别方法, 是气田高效开发亟待解决的首要问题。

进行储层识别和质量评价的常规方法是采用孔隙度、砂岩厚度、有效储层厚度、地层声波时差和视电阻率测井等参数进行判别和交会分析。然而, 对于具有煤系地层特点的苏里格气田储层, 由于压实和成岩作用强, 使得储层岩性致密、孔隙结构发生了变化。储层的孔隙度、砂岩厚度和单一的有效储层厚度还不足以完全反映储层性质的差别, 即使孔隙度和有效厚度基本相同的两口井, 其测试产能相差可达 5 倍以上。因此, 有必要弄清苏里格气田相对高效砂体的主控因素和成因, 分析其岩石物理测井

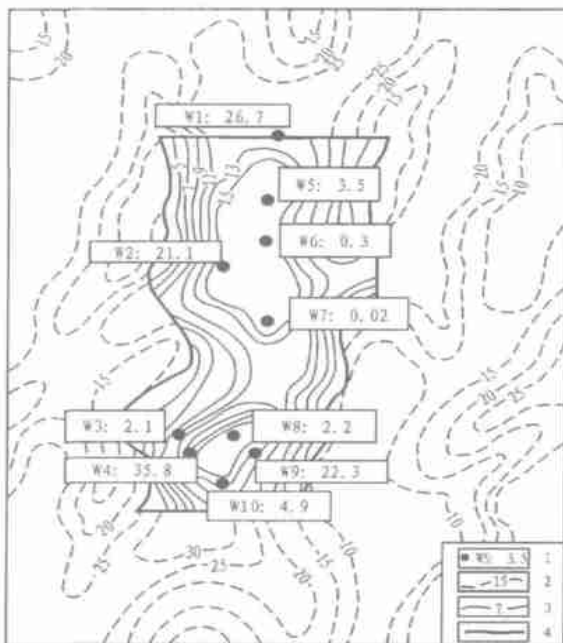


图 1 苏里格气田 H8 砂体和关键井产能分布图
1. 井位与产气量/ 10^4m^3 ; 2. 砂厚/m; 3. 界线; 4. 重点区

Fig. 1 Distribution of H8 sandstones and productivity of key wells

收稿日期: 2004-03-01; 修订日期: 2004-06-28.

基金项目: 国家重大基础研究发展规划(973)项目(2001CB209100).

作者简介: 朱怡翔(1960-), 男(汉族), 江苏南京人, 高级工程师, 主要从事储层综合表征和预测、测井储层评价等研究工作.

响应机理, 建立有针对性的测井解释模型和表征方法, 进而达到有效地识别相对高渗砂体目的。这也正是本文研究和探讨的主要目的。

1 苏里格气田相对高渗砂体的特征和成因

1.1 岩石类型与岩石渗透性的关系

根据 562 个岩样渗透率数据的分类统计, 发现不同颜色和粒度的岩样, 其渗透率呈现有规律的变化, 即岩石的颜色越浅, 粒度越粗, 则其物性越好(图 2)。颜色变浅, 反映石英含量增高, 抗压实能力强; 岩石颗粒变粗, 反映孔隙喉道大。图中可以看出, 灰白色的(含砾)粗中粒石英砂岩物性最好, 平均渗透率为 $1.52 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 是其它岩类渗透率的 5 至 100 倍, 表明强烈的成岩作用, 而中—细粒砂岩已接近或低于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

1.2 沉积分异作用影响着岩石的成分、结构和岩石物性

苏里格地区砂岩总体上来自北部的多个物源的混合沉积^[1], 岩屑含量较高且类型繁多。由于不同类型岩屑物理性质不同, 在搬运过程中稳定程度存在差异。石英质岩屑稳定程度较高, 而火山喷出岩岩屑、千枚岩岩屑等塑性颗粒稳定性较差, 经过一定距离的搬运后粒径有明显变细的趋势, 因而造成了不同类型岩屑的沉积分异作用。表现出随砂岩粒度的增加, 石英质岩屑含量明显增加, 火山岩屑和塑性的千枚岩岩屑含量随粒度增加明显降低, 且主要分布在细砂岩中。因此, 不同水动力强度的沉积分异作用将直接影响着岩石的成分和结构, 亦即影响着岩石物性。另外, 反映水动力强弱和沉积分异作用的砂岩粒度是苏里格气田储层质量评价的一个重要参数。

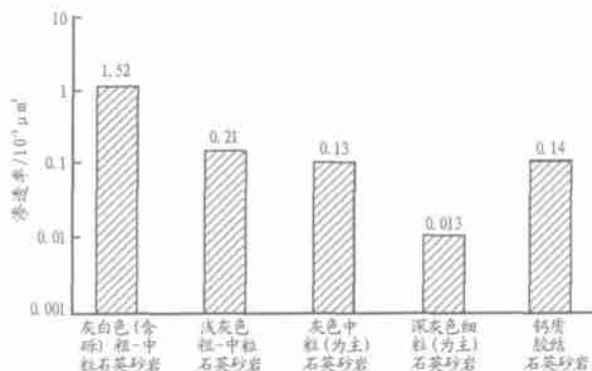


图 2 盒 8 不同岩性渗透率分布频率

Fig. 2 Permeability frequency distribution of different sandstones in member H8

1.3 储层孔隙类型主要为次生孔隙

气田岩心薄片统计分析表明, 气层的主要孔隙类型为各类铸模孔和粒间溶孔(图 3)。铸模孔占各类孔隙类型的 54.66%, 粒间溶孔占 26.09%, 这两种孔隙类型共占 80.8%。说明砂岩储层中溶蚀作用强度很大, 直接导致形成各种溶蚀孔隙。图 4 为 WT5 井 3 271.8 m 铸体薄片, 其孔隙主要为杂基溶孔、岩屑溶孔和粒间孔。

1.4 相对高渗砂体的特征和成因

由此前面的分析可以得出, 富含石英的粗岩相和次生孔隙的发育是苏里格气田相对高渗砂体最主要的特征, 造成这种现象的主要原因是由于典型的煤系地层成岩作用造成的^[4]。在成岩早期即为酸性—弱酸性成岩环境, 缺乏碳酸盐胶结物, 使砂岩的抗压实能力弱, 强烈机械压实作用而损失的原生孔隙较多(20%~36%), 易形成低孔、低渗致密储层。而灰白色(含砾)粗砂岩粒度粗且石英颗粒含量高, 细粒的塑性岩屑填隙物少, 其抗压实能力较强。并且, 在强烈的成岩作用下, 含砾粗—中粒石英岩屑砂

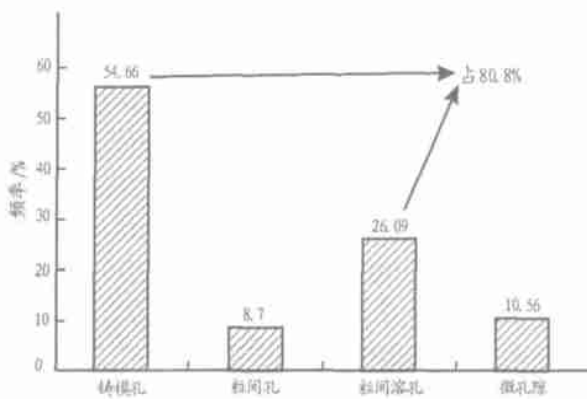


图 3 苏里格气田砂体储层储集空间分布频率图

Fig. 3 Frequency distribution of reservoir pores in Sulige Gasfield

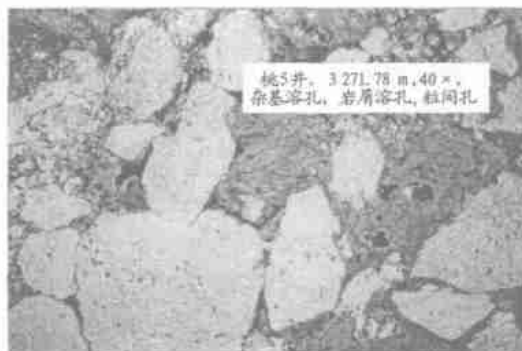


图 4 WT5 井(3 271.78 m)储层岩石铸体薄片

Fig. 4 Photo of casting thin section of sandstone from well WT5

岩保留较多原生孔隙, 有利于孔隙流体的流动和溶蚀物质的及时排出, 因此粗岩相的岩石次生孔隙发育。

2 次生孔隙指数和岩石相的物理测井响应机理及解释模型

不同的测井方法有着不同的探测特性和物理本质, 只有在深入分析储层的岩石物理测井响应机理的基础上, 才能够建立起有效的次生孔隙和岩石相的测井解释模型。

2.1 次生孔隙指数的岩石物理测井响应机理和解释模型

密度、中子和声波测井通常都用来求取储层孔隙度的大小, 俗称“三孔隙度测井”, 其实, 它们对储层孔隙结构的岩石物理响应机理是不同的。

密度测井利用的是 γ 光子撞击地层原子核所产生的康普顿散射效应(Compton response), 通过检测散射 γ 光子强度的变化(图 5a), 来反映地层的电子密度进而反映体积密度的变化^[3]。根据 Klein-Nishina 的理论研究^[4], 散射 γ 光子的能量与其散射角是有密切关系的, 当入射 γ 光子能量 $h\nu_0=0.5 \text{ MeV}$ 时, 散射角 $\theta > 90^\circ$ 的几率已小到忽略; 当 $h\nu_0 \geq 2.5 \text{ MeV}$ ($\omega_0 = h\nu_0 / m_0 c^2 = 5$) 时, 散射角 $\theta > 90^\circ$ 的几率实际上为零, 图中 I_e 和 I_0 分别表示入射光子和散射角为 θ 的散射光子的强度(图 5b)。

密度测井采用 ¹³⁷Cs 为 γ 源, 能量为 0.662 MeV ^[3], 因而所产生的散射角 $\theta > 90^\circ$ 的散射 γ 光子的几率可以忽略。并且, 由于 γ 光子在与物质的一

次碰撞中, 损失其大部分能量或全部能量, 同时密度测井仪器捕获的是高能 H 段的散射光子, 反映一次 γ 散射的信息, 因此, 根据 γ 光子的散射理论、圆周角和三角形外角的性质可以证明, 密度测井的响应范围主要来源于以源距为直径的半球地层体积, 反映的是该体积中地层密度(孔隙度)的大小和变化(图 5c)。

同样, 中子测井反映的是一定范围(约 $30 \sim 40 \text{ cm}$) 地层体积中含氢量的变化。在消除了岩石中的泥质影响后, 可直接反映砂岩孔隙度的变化。

所以密度和中子测井实际上反映的是三维空间中地层总孔隙度的大小。

声波测井接受的是沿井壁岩石滑行的首波, 因此, 声波测井反映的是地层中分布较均匀的基质孔隙。

由上面分析可以推断, 用密度和中子测井孔隙度的几何平均值(消除天然气挖掘效应影响)与声波测井孔隙度的差值, 可以反映储层次生孔隙度大小的变化, 故得到次生孔隙度指数(VUGP)测井解释模型

$$VUGP = \Phi_{dn}(DEN, CNL, V_{sh}) - \Phi_{ac}(AC, V_{sh})$$

式中: Φ_{dn} 为密度和中子测井解释孔隙度平均值;

Φ_{ac} 为声波测井解释孔隙度;

DEN, CNL 和 AC 分别为密度、中子和声波测井值;

V_{sh} 为储层泥质含量。

2.2 多维岩石物理属性空间的岩石相识别

苏里格气田的高渗砂体的岩相特征为含砾岩屑石英粗砂岩, 岩性的粗细直接影响着岩石物性的变化, 因此, 测井曲线的岩相解释, 对相对高渗砂体的识别具有十分重要的意义。

岩石相的测井识别是以不同岩相的岩石物理属性空间的分析为基础。不同岩相的地质特征, 如不同的岩性、物性、颗粒粗细和泥质含量、分选、排列和岩石层理构造等, 必然地要在不同的岩石物理测井信息上表现出来。而相同岩相的岩石, 由其具有相同的物质特征所决定, 同样会在一组不同的岩石物理测井属性上表现出相近的特征, 占据着多维岩石物理测井属性空间中相近的区域。因此, 可以用岩石(样品)的物理测井属性(特征)空间的聚类分析方法, 进行岩相的分类和识别。

特征(不同的岩石物理测井属性)的选择是进行聚类分析的重要一环, 有些岩石物理测井在反映岩相变化的同时, 还会受到其它因素的干扰, 如电阻率

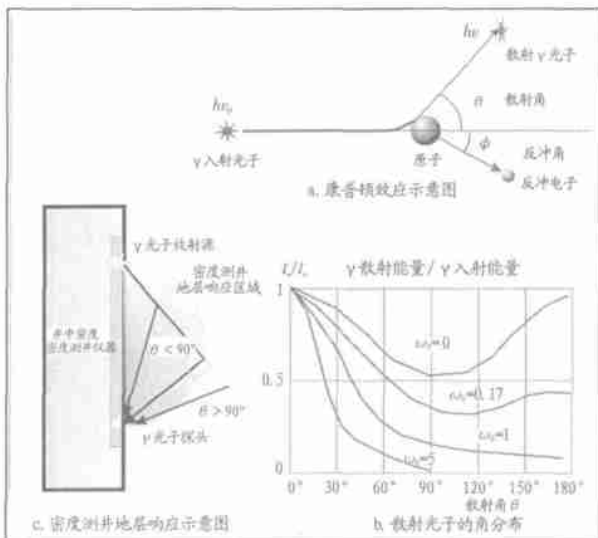


图 5 密度测井响应机理分析

Fig. 5 Mechanism analysis of DEN log response

测井 R_t 受岩石孔隙含流体性质及其饱和度的影响较大;自然电位(SP)测井受泥浆性能和测井环境的强烈影响等等。这些测井属性往往不具备稳定的岩相指示特征,因而不能作为样品的特征参与岩相的聚类分析。

在本次岩石物理测井的岩石相分析中,采用的是改进 K 均值聚类分析方法^[6]。

首先,选择 5 种对岩相响应敏感的岩石物理测井作为样品的属性特征^[7],它们是:密度(DEN)测井、光电吸收截面(PE)测井、自然伽马(GR)测井、中子(CNL)测井和声波时差(AC)测井。

根据地质特征和岩心描述,将关键井 W4 中目的层段上下 184 m 井段($N=1472$ 个样品点)的岩石分成 6 种不同的岩相(即含砾粗砂岩、粗一中砂岩、中细砂岩、细粉砂岩、泥岩、煤),在 5 维(DEN-PE-GR-CNL-AC)岩石物理测井属性空间中,进行点群分析,分别建立各自的点群分布的密度中心。然后,将 $N=6$ 个样品点依据最小距离原则分别归入这 6 类岩相,并重新计算各类的重心,依次迭代,直到前后两次中心基本重合为止,这样就建立了关键井的岩相中心和分布范围的标准模版(图 6)。

以由 W4 井建立的测井岩相解释图版为标准,对全区 56 口井岩相解释证明,岩相解释的结果与岩心描述的结果有很好的 consistency。

3 相对高渗砂体的识别及效果分析

用测井次生孔隙指数($VUGP$)和岩石相解释作为表征参数,能很好地识别出高产气层的分布段。

以 WT5, W22 两口井为例(图 7, 8), 尽管两口

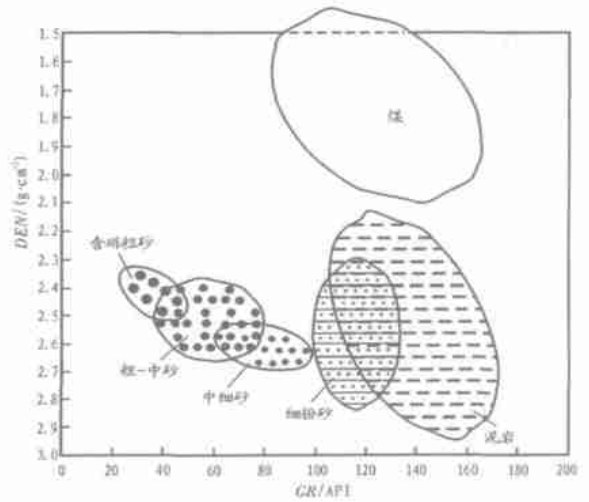


图 6 S6 井 GR-DEN-AC(Z 坐标) 测井属性空间中的岩相分布

Fig. 6 Distribution of lithofacies in attributes of GR-DEN-AC of well S6

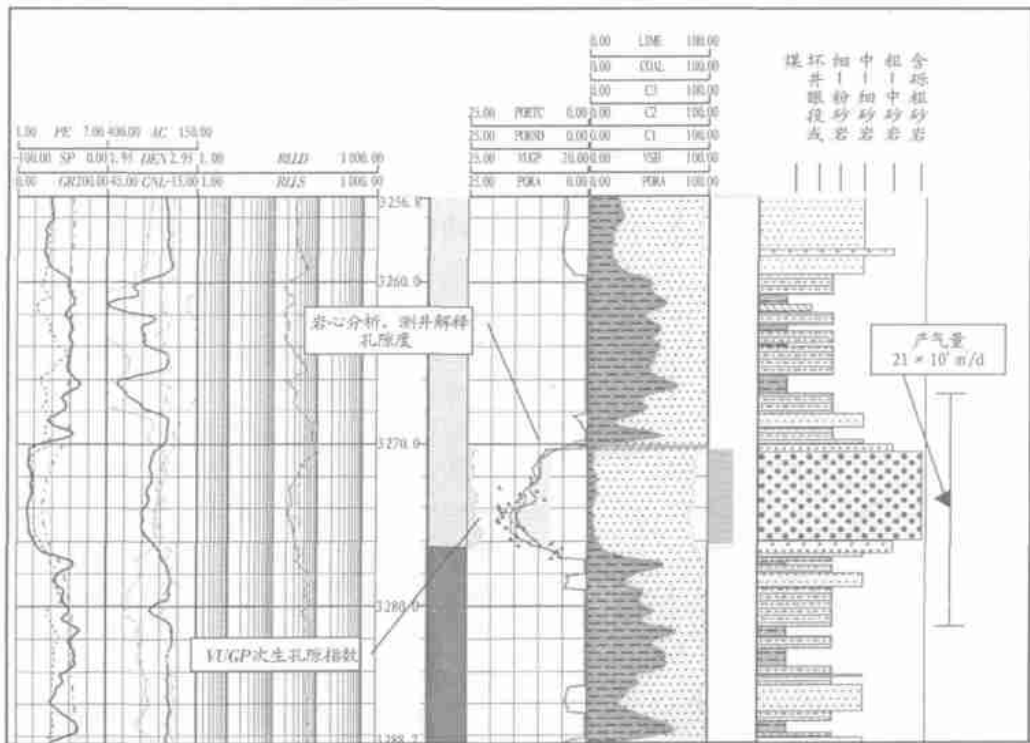


图 7 WT5 井岩石物理测井解释综合成果图

Fig. 7 Results of integrated log interpretation for well WT5

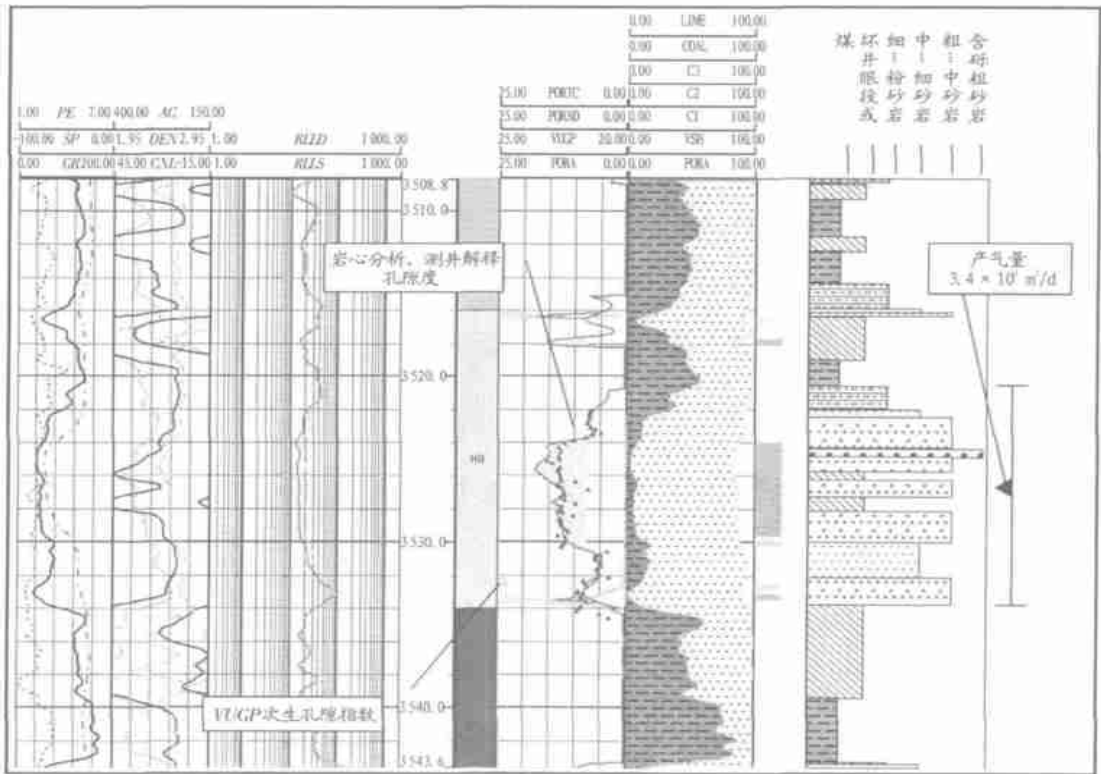


图 8 WT22 井岩石物理测井解释综合成果

Fig. 8 Results of integrated log interpretation for well WT22

井测试段的有效砂层厚度都在 6 m 左右; 平均孔隙度约在 15%, 但由于 W22 井测试段的储层岩相主要为中细砂岩, 只含很少的含砾粗砂岩, 并且, 测试段几乎没有次生孔隙指数 $VUGP$ 显示, 其产气量仅为 $3.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 没有达到经济产能 $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的下限。而 WT5 井测试段具有 5.8 m 的含砾粗岩相, 并且此段的次生孔隙指数 $VUGP$ 很发育, 显示出明显的高产气层特征, 该井的实际产气量达 $21 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 为高产气流。由此证实, 次生孔隙度指数和岩石相的测井解释模型对于识别苏里格气田储层中相对高渗砂体的有效性和正确性。

4 结论

a) 苏里格气田储层具有相当的复杂性, 从相对高渗砂体的成因分析出发, 研究其相应的岩石物理测井响应机理和解释方法, 是有效识别相对高渗砂体的关键。

b) 因强烈的成岩作用使苏里格气田储层原生孔隙损失较多, 表现出粗岩相和次生孔隙发育是相对高渗砂体最主要的特征。

c) 地层密度测井与声波测井分别响应于岩石的总孔隙和基质孔隙, 由此可以解释储层的次生孔隙

指数。

d) 基于关键井岩相标定和测井属性空间聚类分析的岩相识别, 并结合测井次生孔隙度指数解释, 是表征苏里格气田相对高渗砂体的有效方法。

参考文献:

- 1 席胜利, 王怀厂, 秦伯平. 鄂尔多斯盆地北部山西组、下石盒子组物源分析[J]. 天然气工业, 2002, 22(2): 21~24
- 2 于兴河, 郑俊茂, 王德发等. 华北地区二叠系砂岩沉积体系、成岩特点基础层特征和预测[A]. 见: 地质矿产部石油地质研究所编. 石油与天然气地质文集(第4集)——中国天然气地质研究[C]. 北京: 地质出版社, 1994
- 3 O Serra. Fundamentals of well-log interpretation; the acquisition of logging data[J]. Development in Petroleum Science 15A, 1984, 117~320
- 4 郭余峰. 石油测井中的核物理基础[M]. 北京: 石油工业出版社, 1990. 166~189
- 5 段康, 谭廷栋. 测井学[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998. 198~199
- 6 王碧泉, 陈祖荫. 模式识别理论方法和应用[M]. 北京: 地震出版社, 1989. 7~18, 69~73
- 7 唐萍. 多井条件下进行测井神经网络储层参数计算[J]. 石油实验地质, 2003, 25(4): 413~416

(下转第 396 页)

- 3 蒋涛, 夏响华, 陈浙春. 地球化学烃场效应的探讨及应用[J]. 石油实验地质, 2003, 25(3): 290~294
- 4 郑公望. 热释光及其在石油勘探中的应用[J]. 石油勘探与开发, 1993, 20(4): 49~51
- 5 Aitken M J. Thermoluminescence dating[M]. London: Academic Press, 1985. 1 032~1 034

INDOOR SIMULATION AND THERMOLUMINESCENCE RESPONSE OF HYDROCARBON MIGRATION

ZHENG Gong-wang, REN Xiu-sheng, TIAN Zhao-yu

(MOE Key Laboratory of Earth Surface Process Analysis and Simulation, College of Environmental Sciences, Beijing University, Beijing 100871, China)

Abstract: Based on the theory of hydrocarbon exploration by thermoluminescence (TL), it was considered that the formation of radioactivity abnormal areas over oil and gas pools was related to hydrocarbon migration. By thermoluminescence determination on ground sandy soil, this kind of abnormal areas with weak radioactivity can be effectively discovered, and the corresponding underground oil and gas pools can then be found. In order to further prove the reliability of the theory, an indoor simulation experiment was designed especially. The results revealed that 1) hydrocarbon migration can be going on under the condition of normal temperature and pressure by means of gaseous diffusion, 2) sample oil also generated thermoluminescence signals, and 3) the thermoluminescence signals generated from hydrocarbon were enhanced on the top of diffusion layers.

Key words: thermoluminescence; hydrocarbon migration; petroleum geology

(continued from page 393)

GENESIS AND PETROPHYSICAL IDENTIFICATION OF RELATIVE HIGH PERMEABILITY OF SANDBODY IN SULIGE GAS FIELD, ORDOS BASIN

ZHU Yi-xiang^{1,2}, TIAN Chang-bing^{2,3}, YU Xin-he¹, HE Dong-bo^{1,2}, JIA Ai-lin²

(1. China University of Geosciences, Beijing 100083, China;

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina,

Beijing 100083, China; 3. University of Petroleum, Beijing 100083, China)

Abstract: The key problem for developing the Sulige gas field with high efficiency is the identification of the relatively high permeability of sandbodies in low efficient gas reservoirs. In Sulige gas field, with the characteristics of typical coal measure strata, many primary pores have disappeared due to severe diagenesis. As a result, the relatively high permeable sandbodies are mainly developed in coarse sandstone facies with secondary pores. It is known that different log curves, such as density log and acoustic log, reflect different pore structure and lithofacies. Based on this, an interpretation model of secondary porosity index for the reservoir is established. After the calibration with the core lithology of key wells, the sensitive logs to lithology, such as GR, PE, and DEN are used to identify lithofacies by utilizing cluster analysis. The results show that the relatively high permeable sandbodies identified by this log interpretation model of secondary pores and lithofacies are consistent with core analysis and production capacity tests of gas wells.

Key words: Sulige gas field; petrophysical response; interpretation model of secondary porosity index; identification of lithofacies