

基于岩性划分的渗透率预测模型研究

陈德元¹, 谭成仟¹, 徐振永², 苏 超³

(1. 长安大学 地质工程与测绘学院 陕西 西安 710054; 2. 中国石油勘探开发公司
海外研究中心, 北京 100083; 3. 中国石化中原油田公司 勘探开发研究院, 河南 濮阳 457000)

摘要: 针对常规渗透率解释模型预测的渗透率误差较大, 难以满足油田开发中后期油藏数值模拟需求的难题, 在分析渗透率中储层岩性、孔隙度、泥质含量诸影响因素的基础上, 提出先使用测井曲线采用交会图技术识别出储层岩性, 然后根据不同的储层类型, 分别建立不同的渗透率预测模型。该方法综合考虑了储层岩性、孔隙度以及泥质含量对渗透率的影响, 经过在秘鲁 B 油田中应用, 取得了良好的地质效果, 其渗透率预测精度得到了较大提高, 为后期油田开发调整方案的制订奠定了良好的地质基础。

关键词: 储层类型; 岩性划分; 渗透率; 预测; 模型; 交会图

中图分类号: P618.130.2 **文献标志码:** A **文章编号:** 1672-6561(2007)02-0158-04

Model of Permeability Prediction Based on Lithology Identification

CHEN De-yuan¹, TAN Cheng-qian¹, XU Zhen-yong², SU Chao³

(1. School of Geological Engineering and Surveying, Chang'an University, Xi'an 710054, Shaanxi, China;
2. International Research Center PetroChina, Beijing 100083, China; 3. Research Institute of Petroleum
Exploration and Development, Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang 457000, Henan, China)

Abstract: To solve the problem of great deviations about the forecasted permeability calculated by the normal model of permeability prediction, which cannot be satisfied with the requirements of reservoir numerical simulation in medium- and later-period of oilfield exploration, after analyzing the influential elements systematically about the reservoir permeability, which comprise reservoir lithology, porosity, shale volume etc, this paper advances that: at first, should identify the reservoir's lithology by adopting the well logging curves and the cross plot technology; then, establish different models of permeability prediction according to different reservoir types. This method considers the influences of reservoir lithology, porosity and shale volume on permeability synthetically. The applications to Peru B Oilfield gets fine geological effects and shows that the precisions of permeability prediction had been improved greatly, which gives fine foundations for stipulating for adjustable plans of oilfield exploration in later period.

Key words: reservoir type; lithology identification; permeability; prediction; model; cross plot

0 引言

储层渗透率是评价储层性质和生产能力大小的主要技术指标之一。提高储层渗透率的预测精度可以为油藏数值模拟工作提供高精度的实际地质模型, 特别是对于老油田开发中后期的剩余油分

布研究有极其重要的意义。目前, 储层渗透率与各影响因素之间尚无精确的理论模式, 采用的关系式均建立在数据统计的基础之上。笔者结合常规统计方法, 分储层类型来建立渗透率解释模型, 对储层渗透率进行预测, 显著地提高了渗透率的预测精度。

收稿日期: 2006-08-15

基金项目: 国家重大基础研究计划项目(2003CB214607)

作者简介: 陈德元(1982-), 男, 辽宁沈阳人, 硕士研究生, 从事测井资料处理与解释研究, E-mail: xiaoyu585858@sina.com

1 常规渗透率预测方法

目前, 获取渗透率资料的方法主要有测井评价、岩心测试和试井。岩心测试和试井虽然精度较高, 但仅提供离散的数据点, 而且相对于测井资料预测渗透率, 其成本较高。因此, 在地层评价中常利用测井资料来获取连续的地层渗透率资料。基于测井资料预测渗透率的方法有: 利用常规测井资料及其导出参数与渗透率的经验关系预测渗透率; 利用非常规测井资料, 如核磁共振和地球化学测井资料预测渗透率; 利用渗透率对斯通利波能量的影响关系预测渗透率。

与渗透率直接相关的核磁共振测井法, 由于其昂贵的费用限制了在大量开发井中的应用。在实用性和可行性上, 利用常规测井资料及其导出参数与渗透率的经验关系预测渗透率的方法最常用。

常规测井资料目前还没有一种是与渗透率直接相关的。岩石个体的差异性及强烈的非均质性导致渗透率预测至今也无法找到一个通用的、普遍适用的预测模型。

在中国各个油田^[1-4] 常使用 k 值来表达储集层的渗透率

$$k = c \frac{\varphi^x}{S_{wi}^y} \tag{1}$$

式中: x 、 y 、 c 为系数, 根据不同地质条件选择不同的数值。在不同地区 x 可以取 4.4、2.254、6.0、3.211 4、3.468、0.625、5.0; y 可以取 2.0、1.474、2.038 9、2.231 7、2.650 2、2.2 等。

考虑影响渗透率的因素, 实际生产中经常使用的具有代表性的渗透率预测模式还有^[1]

$$k = D_1 + D_2 \lg M_d + D_3 \lg \varphi \tag{2}$$

$$\lg k = A_1 + A_2 \Delta GR + A_3 \varphi \tag{3}$$

$$\lg k = B_1 + B_2 V_{SH} + B_3 \varphi \tag{4}$$

式(1)~(4)中: M_d 表示岩石的粒度中值; ΔGR 表示自然伽马相对值; S 表示比表面积; S_{wi} 表示束缚水含量; V_{SH} 表示泥质体积分数; k 表示渗透率; φ 表示孔隙度。

2 渗透率模型评价及建模参数选取

砂岩储集性能的影响因素分沉积作用、成岩后生作用和粘土矿物作用。砂岩成分、基质含量、粒度、排列方式、分选、磨圆度和胶结物的含量和类型都和沉积作用有关, 其中基质含量对砂岩孔隙性的

影响最大, 往往成为一个地区储层物性的主要影响因素。粒度、分选性对物性有一定的影响, 但不是主要因素, 渗透率是粒度和分选性的函数。比尔德和韦尔研究认为: 低球度和高棱角度可能的影响是使孔隙度和渗透率增大^[56]。成岩后生作用包括压实作用、胶结作用、溶解作用、交代作用、重结晶作用等, 其中压实作用和胶结作用使砂岩孔隙减小, 交代作用可以产生可溶性矿物, 后者发生溶解而产生孔隙, 其余成岩后生作用均增加砂岩孔隙。通常砂岩中存在粘土矿物, 会降低砂中的孔隙度及渗透率。自生粘土矿物主要以孔隙衬边和孔隙充填方式形成, 它们在降低孔隙度和渗透率方面比碎屑粘土矿物更为重要。Calloway 曾估算, 围绕碎屑颗粒周围的粘土膜能使颗粒半径增加 1%~6%, 颗粒直径增加虽很少, 但可大大降低孔隙喉道。粒度增加 4%, 可使孔隙直径减少 26%, 而且由于渗透率大致与喉道直径的平方成正比, 因而渗透率降低更多。

2.1 岩石渗透率与岩石孔隙度密切相关

对大量岩心测试渗透率和孔隙度的相关分析表明, 在渗透性地层孔隙度变化范围内, 相同岩性地层的孔隙度与渗透率具用较高的相关性。多数地层是幂函数和指数函数相关性较好。图 1 是由秘鲁 B 油田实际岩心测试数据得到的岩心渗透率与孔隙度关系图, 采用指数曲线模型能够达到很好地拟合, 相关系数为 0.788 8, 说明渗透率与孔隙度存在较好的相关性。

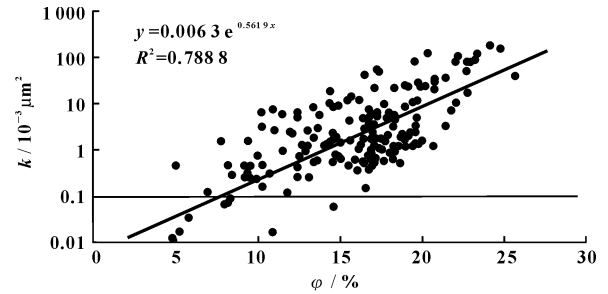


图 1 岩心渗透率与孔隙度相关图

Fig. 1 Crossplot of Core Permeability and Porosity

2.2 岩石渗透率与泥质含量密切相关

孔隙度和渗透率是表征地层性质两个不同的物理量, 两者相关但不相同。前者取决于介质的孔隙空间, 后者不仅与介质空间有关, 而且取决于孔隙的连通情况, 因此, 仅依赖孔隙度还不足以完整地描述渗透率的变化规律。

现有研究表明, 当泥质以分散状形式充填在储层的孔隙空间时, 孔隙结构将变得复杂, 岩石的平

均粒度、孔喉直径将降低,比表面积、束缚水含量将升高,进而导致流体流动阻力明显增大,因此,随着地层中泥质含量增加,其最终将导致地层渗透率急剧下降。由此可见,在砂泥岩地层的渗透率预测中,除孔隙度外,泥质含量也应作为建模的另一重要参数。

此外,岩石粒度中值、自然伽马、比表面积、束缚水含量和岩石的泥质含量也从不同角度反映了泥质含量对岩石渗透性的影响,因此,在建立渗透率通用计算模型时,还可以根据具体情况选取岩石的粒度中值、自然伽马、比表面积以及束缚水含量中的一个作为建模参数。

2.3 岩石渗透率与岩性密切相关

采用常规方法对整段储集层建立了一个渗透率解释公式。对比利用公式求取渗透率与岩心分析的渗透率发现:尽管有些层段效果还可以,但是大多数层段计算的渗透率与实际渗透率有较大差异,这是由于储集层段砂体类型不同而造成的,所以在建立渗透率解释模型时岩性差异是一个重要的影响因素。

3 交会图技术划分岩性

测井曲线中包含丰富的岩性信息,不同的测井曲线对于岩性和地层有不同的分辨能力。对岩性反映灵敏的测井曲线有自然电位、自然伽马、自然伽马能谱、岩性密度、密度、声波、中子以及电阻率测井曲线等。测井参数观测值的差异主要取决于岩性以及岩石孔隙度中所含流体的性质;反之,对于一组特定的测井参数值,就对应着地层中的某一种岩性。

秘鲁 B 油田测井系列主要以常规测井为主,包括自然伽马、自然电位、井径测井、深、中、浅电阻率以及三孔隙度(密度、中子、声波)测井曲线,这些资料可以满足本方法的需要。笔者采用泥质含量和孔隙度进行交会来区分不同的岩性类型(图 2),其中泥质含量用自然电位或自然伽马求出,孔隙度由声波、密度、中子测井曲线之一得到。根据不同岩性在该交会图上的分布特征,该区的主要岩性粗砂岩、细砂岩、粉砂岩以及泥岩在图上的划分标准为:粗砂岩孔隙度大于 10%,泥质体积分数小于 10%;细砂岩孔隙度大于 10%,泥质体积分数为 10%~30%;粉砂岩孔隙度为 10%~15%,泥质体积分数为 30%~40%;泥岩体积质量分数大于 40%。

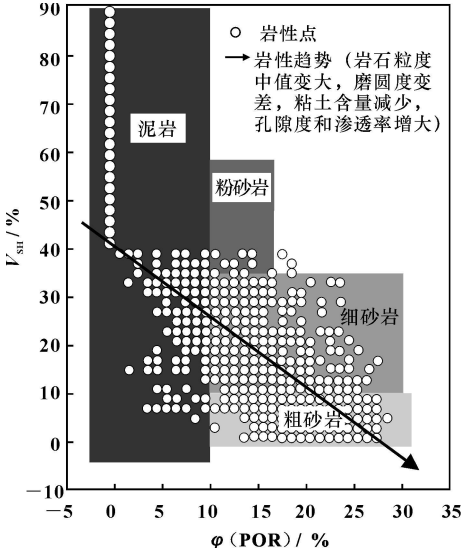


图 2 泥质体积分数与计算孔隙度交会图

Fig. 2 Crossplot of V_{SH} and ϕ_{POR}

根据该划分标准,首先将地层岩性识别出来,用不同的岩性符号表示之,在测井成果图的岩性柱上可将井剖面上的砂体类型直观地显示出来(图 3)。

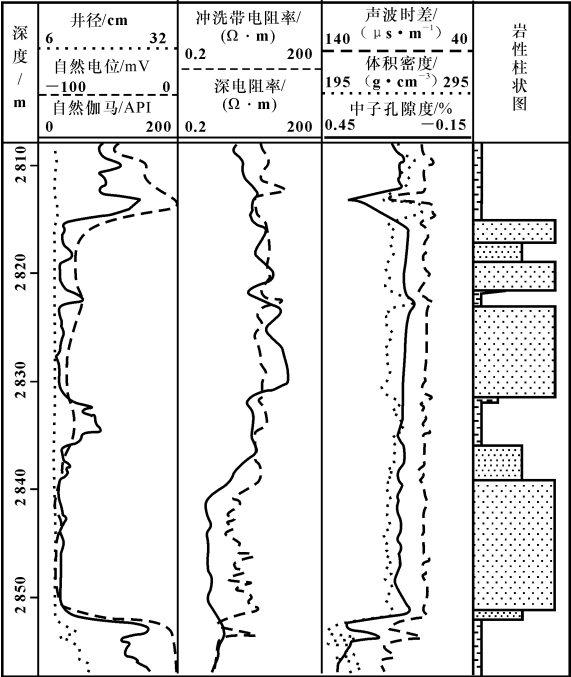


图 3 岩性柱状图

Fig. 3 Lithology Column Chart

4 渗透率预测模型

在交会图技术对砂岩储集层进行分类的基础上,用秘鲁 B 油田的部分岩心分析渗透率与孔隙度、泥质含量,分岩性类型建立该油田的渗透率预测模型。首先对岩心分析渗透率分别与孔隙度和泥质含量进行单相关分析,在剔除个别奇值点,再

进行二元回归。利用式(4)逼近样本数据, 使预测误差达到最小, 然后利用该关系式对剩余样品进行预测。下面给出 B 油田取心井粗砂岩、细砂岩和粉砂岩的渗透率预测模型:

- (1)粗砂岩渗透率预测模型
- $$\lg k=3.897-0.102 V_{\text{SH}}+0.879 \varphi$$

相关系数 $R=0.915$
- (2)细砂岩的渗透率预测模型
- $$\lg k=3.916-0.132 V_{\text{SH}}+0.678 \varphi$$

相关系数 $R=0.875$
- (3)粉砂岩的渗透率预测模型
- $$\lg k=3.285-0.131 V_{\text{SH}}+0.512 \varphi$$

相关系数 $R=0.862$

几种砂岩预测模型中: k 为渗透率; V_{SH} 为泥质体积分数; φ 孔隙度用小数表示。把上述公式代入测井处理解释程序, 并设置储层类型标志符, 以便灵活选择渗透率公式。

5 实例

为了对全油区的单井渗透率进行准确预测, 以秘鲁 B 油田 B-01 井和 B-02 井作为实例, 对渗透率预测方法进行验证。

图 4 中 B-01 井在 PONA 层进行了取心, 统计该井 PONA 层 232 块岩样分析渗透率平均值为 $333.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 对应的样品点测井解释平均渗透率为 $383.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 二者绝对误差为 $49.6 \times$

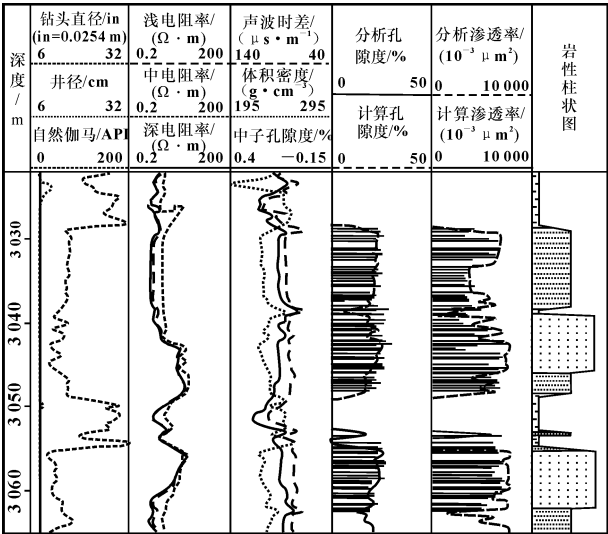


图 4 B-01 井岩心渗透率与预测渗透率对比

Fig. 4 Contrast Chart of B-01 Core Permeability and Computed Permeability

$10^{-3} \mu\text{m}^2$, 相对误差约为 15%; 图 5 中 B-02 井在 CHONTA 层进行了取心, 统计该井 48 块岩样分析渗透率平均值为 $1001.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 对应的样品点测井解释平均渗透率 $881.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 二者绝对误差为 $120.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 相对误差约为 12%。测试结果可以看出, 两口井岩心渗透率与预测渗透率吻合效果较好, 其预测精度可以满足油藏精细描述的需要。

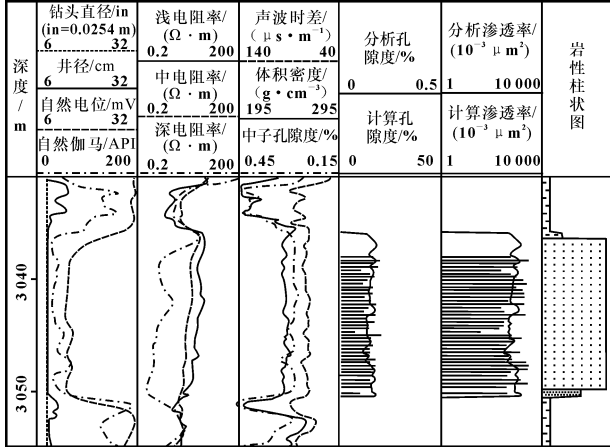


图 5 B-02 井岩心渗透率与预测渗透率对比

Fig. 5 The Contrast Chart of B-02 Core Permeability and Computed Permeability

6 结语

从岩性分类出发, 建立渗透率解释模型, 表明该地区储层虽然复杂, 但从岩性、物性条件出发予以分类, 各类储层仍具有较好的孔渗关系。在此基础上建立的解释方法, 不仅能提高渗透率的解释精度, 而且对其他地区的渗透率研究仍具有指导、借鉴意义。

参考文献:

[1] 刘向君, 夏宏泉, 赵正文. 砂泥岩地层渗透率预测通用计算模型[J]. 西南石油学院学报, 1999, 21(1): 10-12.

[2] 陈洪斌. 砂岩储层渗透率解释方法研究及应用[J]. 天然气勘探与开发, 1999, 22(1): 19-25.

[3] 吕希学, 肖焕钦, 田美荣, 等. 济阳拗陷陡坡带砂砾岩体储层测井识别及描述技术[J]. 浙江大学学报: 理学版, 2003, 30(3): 332-336.

[4] 赵俊峰, 魏昭冰, 范瑞虹. 苏里格气层测井识别与评价研究[J]. 断块油气田, 2004, 11(1): 77-80.

[5] 李喜安, 吴少波, 谭成仞. 卡拉高莱斯油田 U 油组储层特征及其评价[J]. 地球科学与环境学报, 2002, 24(3): 36-40.

[6] 王加佳. 砂岩储层孔隙度和渗透率的影响因素[J]. 新疆石油学院学报, 1998, 10(1): 7-12.