

基于砂岩组构分类评价的储层渗透率预测

孟万斌¹, 吕正祥², 唐宇³, 冯明石¹

(1. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610059; 2. 成都理工大学 能源学院, 四川 成都 610059; 3. 中国石化西南油气分公司, 四川 成都 610081)

摘要: 依据以砂岩岩石学特征为基础的不同类型储层孔渗定量关系渗透率预测模型, 对川西新场地区上沙溪庙组 J_{s2} 气藏储层渗透率进行研究。结果表明: 研究区储层砂岩以次生孔隙为主, 孔渗相关性差, 以孔隙度参数进行的储层评价结果与产出状况匹配性差; 根据岩石成份、结构和储集空间发育情况对储层进行分类, 建立不同类型储层的孔渗定量关系渗透率预测模型, 可明显提高孔隙度和渗透率之间的相关性; 根据不同类型储层与测井特征的匹配关系, 可实现储层类型的测井判别; 在提高孔隙度测井解释精度的基础上, 利用测井解释孔隙度, 分别用不同类型储层的孔渗定量关系渗透率预测模型计算渗透率, 可提高渗透率求取精度, 从而提高致密砂岩储层渗透率预测水平。

关键词: 致密砂岩储层; 孔渗关系; 新场地区; 上沙溪庙组; 渗透率预测

中图分类号: TE 122.24

文献标志码: A

Reservoir permeability prediction based on sandstone texture classification

MENG Wan-bin¹, LÜ Zheng-xiang², TANG Yu³, FENG Ming-shi¹

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China;

2. College of Energy Resources, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China;

3. Southwest Company, SINOPEC, Chengdu 610081, China)

Abstract: By using different permeability prediction models based on petrologic analysis of the sandstone, the permeability prediction of sandstone was studied for the Upper Shaximiao formation in Xinchang area of Western Sichuan Basin. The results show that the sandstones are secondary porosity dominated with poor porosity-permeability relationships and consequently have a disparity between gas production and reservoir evaluation using porosity data. The reservoirs were classified on the basis of component, texture and pore space types of sandstones, and the corresponding permeability prediction models of porosity-permeability relationship were developed, which can increase the correlation between porosity and permeability. The reservoir types can be differentiated by analyzing the relationships between reservoir characteristics and well log parameters. Based on enhanced well logging porosity interpretation, more accurate permeability values are obtained by using well-log-calculated porosities and permeability prediction models, which is helpful for improving reservoir evaluation.

Key words: tight sandstone reservoir; porosity-permeability relationship; Xinchang area; the Upper Shaximiao formation; permeability prediction

岩石渗透率是指在压力作用下, 岩石容许其孔隙中所含流体流动的能力^[1], 它是控制储层质量和油气井产能的决定性因素, 是确定有效储层物性下限的重要参数之一^[2-3], 其准确性直接关系到储层非均质性分析、产能的确定以及开发方案设计和调整,

合理的储层评价必须以渗透率为基础^[4]。致密砂岩储层的基质地层渗透率多小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 具有孔渗相关性差、含水饱和度高、毛细管压力高、应力敏感性强等特点^[5-7]。常规储层由于孔渗相关性好, 一般以孔隙度为主要评价参数, 而致密储层中孔

收稿日期: 2012-08-26

基金项目: 国家科技重大专项(2008ZX05002-004-002); 油气藏地质及开发工程国家重点实验室项目(国重科研 G9)

作者简介: 孟万斌(1968-), 男, 副教授, 博士, 主要从事沉积学、层序地层学和储层地质学的研究与教学。E-mail: mwb@cdut.edu.cn。

渗相关性差,由孔隙度导出的渗透率波动范围大,如果以储层孔隙度来评价储层产能,评价结果与产出状况的匹配性较差。因此,在致密砂岩储层开发领域,渗透率是与天然气产出能力密切相关的参数^[8-10]。笔者依据储层砂岩组构特征所划分的不同储层类型,对新场地区上沙溪庙组 J_{s2} 气藏储层渗透率进行研究。

1 地质概况

川西新场气田地处四川省西部德阳市,区域构造上位于四川盆地川西拗陷中段孝泉—丰谷北东向隆起带的中段,南部毗邻彭县向斜。新场中侏罗统上沙溪庙组以三角洲前缘沉积为主,产层段主要以分流河道和河口坝微相为主。 J_{s2} 气藏储层埋深 2.0~2.5 km,发育 4 套含气砂体,自上而下命名为 J_{s2}^1 、 J_{s2}^2 、 J_{s2}^3 、 J_{s2}^4 (图 1)。该气藏储层基质平均孔隙度 9.6%,平均渗透率 $0.177 \times 10^{-3} \mu m^2$,为典型的致密砂岩储层^[11]。4 套储层所探明的地质储量、储量动用状况、产量组成等差异明显。

地 层				岩性剖面	气藏
系	统	组	代号		
侏罗系	上统	蓬莱镇组	J_3p	1.2	浅层气藏
		遂宁组	J_3s	0.3	
	中统	沙溪庙组	上 J_2s	0.6	中层气藏
			下 J_2x	0.2	
		千佛崖组	J_1q	0.1	
	下统	白田坝组	J_1b	0.2	

图 1 新场气田侏罗系地层与气藏纵向分布

Fig. 1 Vertical distribution of strata and gas plays of Jurassic in Xingchang gas field

2 影响储层渗透率的地质因素

影响储层储集性的主要地质因素有沉积微相、岩石组构、成岩作用和构造位置等诸多因素。渗透率作为储层评价最重要的参数之一,其影响因素主要有碎屑成分及粒度、岩石结构、裂缝作用等。在对致密砂岩储层储集性进行地质预测时,必须尽可能地影响储层储集性的主要地质因素进行定量化研究,分析地质机制,力求找到可以预测储层储集性好坏的地质模型。

新场地区上沙溪庙组储层虽然以三角洲前缘沉积为主,但储层沉积微环境的频繁变化导致岩石杂基含量、结构构造等存在较大差异,是造成储层成岩非均质性的主要原因。这些看似微弱的成岩作用差异会对储层的储、产气能力带来质的差别。储层岩石学特征及储集空间演化特征等研究表明,影响上沙溪庙组储层渗透率的主要地质因素有杂基含量、自生矿物类型及含量(绿泥石和方解石)、孔隙组合特征以及裂缝发育状况等。

自生绿泥石和方解石对研究区上沙溪庙组储层具有重要影响。薄的自生绿泥石孔隙衬垫能够阻止石英、长石等的生长^[12-14],保护孔隙和喉道,有利于储层的发育。孔隙充填状绿泥石由于其占据了大量的储集空间,并严重堵塞喉道,对储层发育不利。统计表明,一般当绿泥石含量小于 8% 时储层渗透性与绿泥石含量呈正相关关系,而当其含量超过 8% 且以孔隙充填状出现时渗透率与绿泥石含量呈负相关关系,如 J_{s2}^3 储层中由云母蚀变而成的大量绿泥石严重破坏了储集空间,虽然平均孔隙度可以达到 9.46%,但渗透率仅为 $0.13 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。研究表明,当方解石胶结物含量大于 7% 时,储层渗透性随方解石的增加而降低,当其含量特高时,往往呈连晶状占据所有的孔隙、喉道,对储层储集性产生毁灭性破坏^[15-16]。据上沙溪庙组大量薄片定量统计,当砂岩中泥质杂基含量超过 10%、方解石含量超过 15% 或两者含量之和超过 15% 时,储层孔渗性很差,大部分为非储层。

上沙溪庙组砂岩的孔隙类型总体上以残余原生粒间孔、粒间溶蚀扩大孔和粒内溶孔组合为特征^[11],但各砂层的主要孔隙类型及其配比情况均存在差异,并造成孔渗性及孔渗关系的差异。当残余原生孔、粒间溶蚀扩大孔较发育时,储层储集性好;残余原生孔少、次生溶孔又以粒内溶孔为主时,储层储集性特别是储层的渗透性较差,只有当粒内溶孔特别发育且连通了储层的原生孔隙时,储层渗透性才得到进一步提高;两种孔隙均不发育时,储层储集性极差。

裂缝的存在极大地影响储层的渗透率。整个上沙溪庙组 J_{s2}^1 — J_{s2}^4 砂岩中,中型—大型沉积构造如交错层理、平行层理等层理缝、水力破裂缝较发育,在构造高部位和构造转折端还发育构造缝^[11],这些裂缝能明显提高储层的渗透性。

由于新场地区上沙溪庙组砂岩经历了较为复杂的成岩改造,形成了多种类型的储层,从而造成在相

同孔隙度背景下的砂岩具有各自不同的渗透率。

3 储层渗透率预测模型

3.1 提高储层渗透率预测精度的条件

针对致密储层的储集性特征的主要测井系列是有关孔隙度的测井,如中子孔隙度测井、密度测井等,但能直接反映决定储层产能的渗透率参数的测井数据很少。利用核磁共振测井数据和毛管压力资料计算储层渗透率^[17],或利用斯通利波振幅和相位计算渗透率^[18],其适用性受到制约,而且其可靠性也需要进一步检验。因此,在建立预测储层渗透率时多借助于测井孔隙度参数和孔渗相关关系进行渗透率预测。这样的预测要达到较高精度必须具备两个条件:一是测井孔隙度值与客观实体吻合好;二是孔渗相关系数高。

在研究川西地区新场上沙溪庙组砂岩岩心孔隙度与电性参数的相互关系时发现,孔隙度不但与声波时差(Δt)有着很好的相关关系,同时也与反映泥质含量的自然伽马值(A)有关,而砂岩的伽马值与凝灰质、黏土、长石含量等砂岩的组构以及含油性有关^[19]。为此,利用自然伽马和声波时差,结合岩心孔隙度建立测井解释模型(表 1),对全区上沙溪庙组 50 口井进行解释。

表 1 上沙溪庙组各砂层测井解释孔隙度模型

Table 1 Logging interpretation porosity models for the Upper Shaximiao formation sandstones

层位	孔隙度模型	相关系数 R
J_{s2}^1	$\varphi_{\text{心}} = 0.48\Delta t - 27.3486$	0.90
J_{s2}^2	$\varphi_{\text{心}} = 0.46\Delta t - 0.0594A - 23.315$	0.91
J_{s2}^3	$\varphi_{\text{心}} = 0.423\Delta t - 0.0219A - 23.315$	0.90
J_{s2}^4	$\varphi_{\text{心}} = 0.423\Delta t - 0.0219A - 23.315$	0.90

注: $\varphi_{\text{心}}$ 为岩心分析孔隙度,%; Δt 为声波时差, $\mu\text{s}/\text{ft}$; A 为自然伽马, API。

在建立新场上沙溪庙组测井孔隙度解释模型时,为提高解释精度,进行了大量钻井岩心分析孔隙度($\varphi_{\text{心}}$)数据与测井解释孔隙度($\varphi_{\text{测}}$)的对比分析,分层位(单砂体)不断修正解释模型参数,最后分单砂体建立起了各自的测井解释模型,提高了测井解释孔隙度精度,各层测井孔隙度与岩心孔隙度间的相关系数为 0.8126~0.9135,说明利用测井参数预测的孔隙度是符合实际地质情况的。但是,提高储

层孔隙度的解释精度,只是满足了提高渗透率预测水平的一个条件,如果孔渗相关性很差,即使有很高精度的孔隙度预测水平,仍然不能准确预测储层的渗透率。致密砂岩储层孔渗相关性一般较差,新场地区上沙溪庙组储层也不例外,如 J_{s2}^1 层,孔渗相关系数小于 0.5,由此求取的渗透率与储层实际渗透率无疑相差很大,导出的储层评价结果不能正确反映储层的产出能力。要提高渗透率的预测水平,就需要提高储层的孔渗相关系数,根据不同的储层类型分别建立孔渗定量关系,并建立与之相匹配的可以预测的识别模型。

3.2 不同类型储层的特征及其孔渗关系

研究区上沙溪庙组储层无论是总的孔渗关系还是各主要砂层的孔渗关系都较差,四套储层砂体的孔渗相关系数最高为 0.75,最低仅为 0.45。为提高渗透率的预测水平,首先从影响储层渗透率的地质成因入手,将渗透率独立于孔隙度进行研究。根据前述影响储层的地质因素分析,通过对大量砂岩进行定量化岩石薄片研究,如碎屑矿物成分、自生矿物成分统计,岩屑类型及其含量统计,杂基含量统计,原生孔隙与次生孔隙的定量统计以及裂缝的发育特征分析等,在此基础上,分别区分出 A、B、C 三种不同的储层类型: A 类剩余原生孔和次生溶蚀孔较发育,孔内充填物少,裂缝发育; B 类孔隙中充填较多片状自生绿泥石,其含量与砂岩中火山岩岩屑以及云母、绿泥石碎片含量有关; C 类砂岩泥质杂基大于 10% 或方解石含量大于 15%,或杂基 + 方解石充填物含量大于 15%。

基于以上储层分类,分别建立各砂层中 A、B、C 三种储层类型的孔渗定量关系(表 2,图 2),其中 R_a 、 R_b 、 R_c 分别代表 A、B、C 类储层的孔渗相关系数。可以看出,不仅各砂层的渗透率预测方程明显不同,而且同一砂层中不同类型储层间的孔隙度与渗透率的关系也差异明显,因此针对不同砂层、不同类型砂岩必须运用相对应的渗透率预测方程进行渗透率预测,只有这样才能提高渗透率的预测水平。新的各类型储层的孔渗关系表明,分类后的储层孔渗相关系数明显提高,说明若能采用以上根据不同储层类型所建立的孔渗定量相关方程来预测渗透率,将是提高储层评价精度的十分有效的手段。

表2 上沙溪庙组各砂层不同类型储层孔隙度-渗透率关系

Table 2 Relationships between porosity and permeability of sandstones based on different reservoir types in the Upper Shaximiao formation

层号	A类	B类	C类
$J_{s_2}^1$	$k = \exp(0.141\varphi) 0.085, R_A = 0.81$	$k = \exp(0.121\varphi) 0.037, R_B = 0.68$	$k = \exp(0.103\varphi) 0.021, R_C = 0.74$
$J_{s_2}^2$	$k = \exp(0.163\varphi) 0.059, R_A = 0.94$	$k = \exp(0.225\varphi) 0.013, R_B = 0.83$	$k = \exp(0.189\varphi) 0.009, R_C = 0.98$
$J_{s_2}^3$	$k = \exp(0.145\varphi) 0.072, R_A = 0.91$	$k = \exp(0.154\varphi) 0.025, R_B = 0.77$	$k = \exp(0.144\varphi) 0.012, R_C = 0.91$
$J_{s_2}^4$	$k = \exp(0.127\varphi) 0.199, R_A = 0.79$	$k = \exp(0.165\varphi) 0.035, R_B = 0.82$	$k = \exp(0.155\varphi) 0.016, R_C = 0.93$

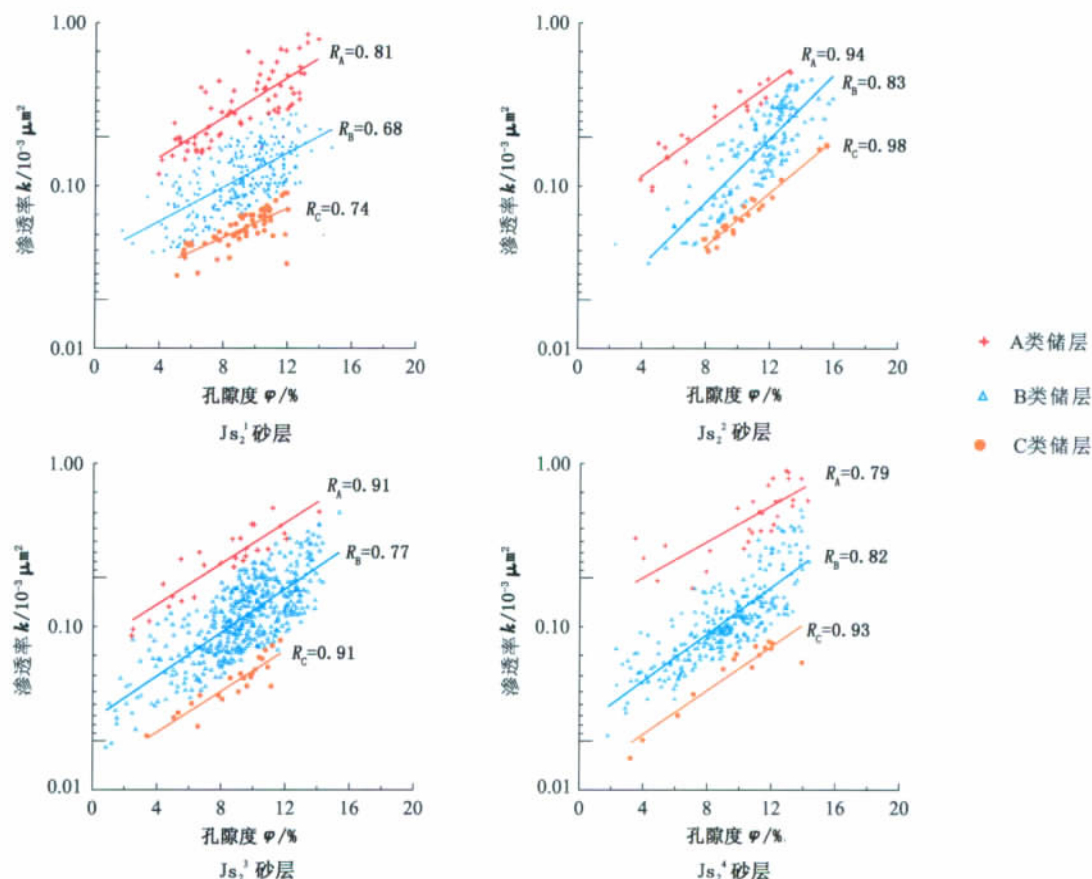


图2 上沙溪庙组各砂层不同类型储层孔隙度-渗透率关系

Fig. 2 Relationships between porosity and permeability of sandstones based on different reservoir types in the Upper Shaximiao formation

4 渗透率预测

4.1 各类型储层测井判别标准

如前所述,基于不同储层类型建立的孔渗关系其相关系数大大提高,用它们来预测渗透率能大幅提高储层预测评价水平。但是,要让这些渗透率数学预测模型真正发挥预测作用必须找出用以识别以上3类储层的测井信息,以便在单井评价中运用以上预测渗透率的数学模型。

地质研究已经明确了影响新场 J_{s_2} 储层储集性的主要地质因素有杂基、方解石、绿泥石等的含量、裂缝的发育状况及孔隙组合等。一般情况下,自然

伽马值可反映杂基、绿泥石的含量,方解石含量与密度测井关系密切,声波曲线主要反映裂缝的发育状况和储层的渗透性。确定相同孔隙度区间、不同类型储层的测井判别标准流程如下:

(1) 样品选择。选取大量有取芯、物性分析、薄片分析、综合测井信息的井段进行研究。选取的样点必须包括不同孔隙度和渗透率区间的大量样品。

(2) 样点储层类型确定。对选取的样品进行详细的薄片显微镜下鉴定,如果有黏土矿物衍射结果要充分利用,确定所选取样品的储层类型,即属于前述储层类型中的A、B或者C类。

(3) 样点归位。对选取的样点进行准确的测井

归位处理,使其真正达到测井、地质井深的准确统一。

(4) 不同储层类型测井特征分析。根据不同类型储层孔隙度分布区间,即好储层大于 13%、较好储层为 10%~13%、差储层为 7%~10%、非储层小于 7% 等,利用标准化后的测井数据,分别统计各个

区间内 A、B、C 储层的综合测井响应特征,找出其中可以区分不同储层类型的电性特征,以此作为划分测井储层类型的标准(表 3),实现对储层地质分类的测井识别。

表 3 上沙溪庙组 $J_{s_2}^4$ 层不同类型储层判别标准

Table 3 Well log discriminant criteria for different reservoir types in $J_{s_2}^4$ sandstones

$\varphi > 13\%$	类型	$\varphi = 10\% \sim 13\%$	类型	$\varphi = 7\% \sim 10\%$	类型	$\varphi < 7\%$	类型
$\Delta t > 77 \mu s/ft$	A、B	$\Delta t > 79 \mu s/ft$	A	$A > 48 \text{ API}$	A	$\Delta t > 76 \mu s/ft$	A
$\Delta t < 77 \mu s/ft$	C	$\rho_b > 2.48 \text{ g/cm}^3$	A	$A < 48 \text{ API}$	B	$\Delta t < 76 \mu s/ft$	B
		$\rho_b < 2.48 \text{ g/cm}^3$	B	$R_t - R_s < 1.9 \Omega \cdot m$	C	$A < 50 \text{ API}$	B
		$\Delta t < 79 \mu s/ft$	C	$R_t - R_s > 1.9 \Omega \cdot m$	C	$A > 50 \text{ API}$	C

注: ρ_b 为密度 g/cm^3 ; R_t 为地层真电阻率 $\Omega \cdot m$; R_s 为浅侧向电阻率 $\Omega \cdot m$ 。

现以 $J_{s_2}^4$ 小层为例,说明判别过程: φ 大于 13% 时,以 Δt 值划分 C 类与 A、B 类,但统计显示 A 和 B 类之间无测井响应差异,故在测井上难以细分; φ 为 10%~13% 时,用 Δt 值区分 C 类与 A、B 类,然后以 ρ_b 值划分 A、B 类; φ 为 7%~10% 时,先据 A 值分出 A 与 B、C 类,然后据 R_t 和 R_s 的差值划分 B 类与 C 类; φ 小于 7% 时, A 类与 B、C 类以 Δt 值进行区分, B、C 类用 A 值进行划分。

4.2 单井储层渗透率测井预测

以 X807 井 $J_{s_2}^4$ 层储层渗透率预测为例,说明渗透率的预测流程:

(1) 首先将 X807 井沙溪庙组井深段进行测井标准化;

(2) 根据建立的 $J_{s_2}^4$ 层孔隙度解释模型,对该段进行孔隙度解释,得到孔隙度解释结果,依据储层孔隙度划分区间对解释的孔隙度结果进行区间划分;

(3) 根据表 3 的不同区间、不同类型储层的电性区分标准,对不同区间的储层类型进行判别;

(4) 利用表 2 中的预测方程,分别用各自对应的储层类型的相关方程进行渗透率的计算,即可得到预测精度更高的渗透率预测结果。

对比岩心实验测试渗透率(k_x)和使用未分类储层孔渗定量模型计算的渗透率(k_c),发现 k_c 与相对应井深点岩心测试的渗透率 k_x 间误差较大,一般可达 1~2 个数量级(图 3,渗透率单位为 $10^{-3} \mu m^2$),显然如此大的预测误差难以满足生产需要,也不可避免地会导致储层评价结果与生产结果的不匹配。再将岩心实验测试渗透率和使用分类后的储层孔渗定量模型计算的渗透率(k_y)进行比较,结果表明 k_y 与岩心实验分析数据间误差很小。可见利用不同储层类型各自的孔渗关系进行渗透率预测大大提高了

预测水平,从而可以更好地指导致密砂岩气藏的勘探开发工作。

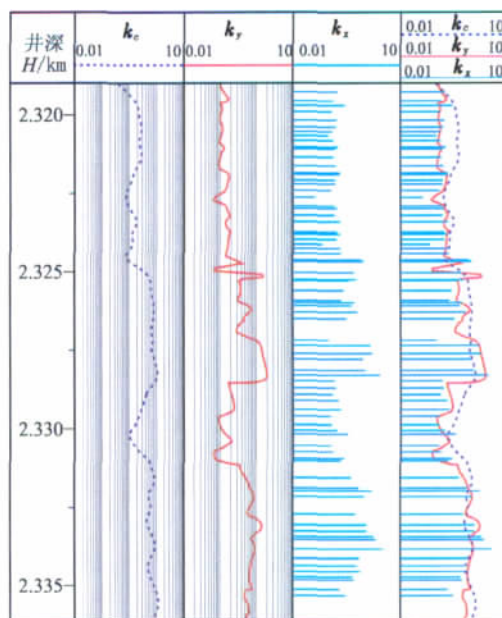


图 3 X807 井 $J_{s_2}^4$ 层储层渗透率预测

Fig. 3 Permeability predictions of $J_{s_2}^4$ reservoir in well X807

5 结 论

(1) 新场地区中侏罗统上沙溪庙组砂岩气藏为典型的致密砂岩气藏,在储层评价中更应注重其渗透率参数。

(2) 根据岩石组构可将新场地区上沙溪庙组储层分为 A、B、C 三种类型,以该分类建立的储层孔渗定量关系其相关性明显提高。

(3) 用以储层地质分类为基础建立的孔渗定量关系进行渗透率预测,能大大提高致密砂岩储层的渗透率预测水平。

参考文献:

- [1] 王允诚. 油气储层地质学[M]. 北京: 地质出版社, 2008: 89-124.
- [2] 王艳忠, 操应长, 宋国奇, 等. 东营凹陷古近系深部碎屑岩有效储层物性下限的确定[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2009, 33(4): 16-21.
WANG Yan-zhong, CAO Ying-chang, SONG Guo-qi, et al. Determination of physical property lower limit of deep clastic effective reservoirs of Paleogene in Dongying depression[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2009, 33(4): 16-21.
- [3] 王健, 操应长, 高永进, 等. 东营凹陷古近系红层砂体有效储层的物性下限及控制因素[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2011, 35(4): 27-33.
WANG Jian, CAO Ying-chang, GAO Yong-jin, et al. Petrophysical parameter cutoff and controlling factors of effective reservoir of red beds sandbodies of Paleogene in Dongying depression [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2011, 35(4): 27-33.
- [4] BLOCH S, HELMOLD K P. Approaches to predicting reservoir quality in sandstone [J]. AAPG Bulletin, 1995, 79(1): 97-115.
- [5] 罗蛰潭, 王允诚. 油气储集层的孔隙结构[M]. 北京: 科学出版社, 1986: 198-225.
- [6] LAW B E, CURTIS J B. Introduction to unconventional petroleum systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1851-1852.
- [7] ZENG L B. Microfracturing in the Upper Triassic Sichuan Basin tight-gas sandstones: tectonic, overpressure, and diagenetic origins [J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(12): 1811-1825.
- [8] EHRENBURG S N, BOASSEN T. Factors controlling permeability variation in sandstones of the Garn formation in Trestakk Field, Norwegian continental shelf [J]. Journal of Sedimentary Petrology, 1993, 63(5): 929-944.
- [9] EVANS J, CADE C, BRYANT S. A geological approach to permeability prediction in clastic reservoirs [G]//KUPECZ J A, GLUYAS J G, BLOCH S. Reservoir quality prediction in sandstones and carbonates. AAPG Memoir, 1997(69): 91-101.
- [10] GLUYAS J G, WITTON T. Poroperm prediction for wildcat exploration prospects: Miocene Epoch, Southern Red sea [G]//KUPECZ J A, GLUYAS J G, BLOCH S. Reservoir quality prediction in sandstones and carbonates. AAPG Memoir, 1997(69): 163-176.
- [11] 孟万斌, 吕正祥, 刘家铎, 等. 川西中侏罗统致密砂岩次生孔隙成因分析[J]. 岩石学报, 2011, 27(8): 2371-2380.
MENG Wan-bin, LÜ Zheng-xiang, LIU Jia-duo, et al. Genesis of secondary porosity in Middle Jurassic tight sandstone in western Sichuan [J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(8): 2371-2380.
- [12] HILLIER S, FALLICK A E, MATTER A. Origin of pore-lining chlorite in the Aeolian Rotliegend of Northern Germany [J]. Clay Minerals, 1996, 31(2): 153-171.
- [13] SALMAN B, ROBERT H L, LINDA B, et al. Anomalous high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: origin and predictability [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(2): 301-328.
- [14] 赵艳, 吴胜和, 徐樟有, 等. 川西新场气田上三叠统须家河组二段致密砂岩优质储层控制因素[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2010, 34(4): 1-6.
ZHAO Yan, WU Sheng-he, XU Zhang-you, et al. Control factors of compacted high quality sandstone reservoirs of member 2 of Xujiahe formation, upper Triassic in Xinchang gas field of Western Sichuan depression [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2010, 34(4): 1-6.
- [15] MOLENAAR N. Origin of low-permeability calcite-cemented lenses in shallow marine sandstone and CaCO₃ cementation mechanisms: an example from the lower Jurassic Luxembourg Sandstone, Luxembourg [M]//SADOON M. Carbonate cementation in sandstones, international association of sedimentologists special publication 26. Oxford: Blackwell Publishing, 1998: 193-212.
- [16] HESSE R, ABID I A. Carbonate cementation-the key to reservoir properties of four sandstone level(Cretaceous) in the Hibernia Oilfield, Jeanne d'Arc Basin, Newfoundland, Canada [M]//SADOON M. Carbonate cementation in sandstones, international association of sedimentologists special publication 26. Oxford: Blackwell Publishing, 1998: 363-393.
- [17] 杨正明, 李治硕, 王学武, 等. 特低渗透油田相对渗透率曲线测试新方法[J]. 石油学报, 2010, 31(4): 629-632.
YANG Zheng-ming, LI Zhi-shuo, WANG Xue-wu, et al. A new method for testing relative permeability of ultra-low permeability reservoirs [J]. Acta Petrologica Sinica, 2010, 31(4): 629-632.

(下转第13页)

- 用的识别标志[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2009, 33(3): 6-11.
- WAN Yun, LIU Cun-ge, LIU Hong, et al. Identification signs of multiphase karstification of Ordovician reservoir in Tahe Oilfield [J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2009, 33(3): 6-11.
- [13] 吴欣松, 魏建新, 昌建波, 等. 碳酸盐岩古岩溶储层预测的难点与对策[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2009, 33(3): 16-21.
- WU Xin-song, WEI Jian-xin, CHANG Jian-bo, et al. Difficulty and countermeasures in carbonate paleokarst reservoir prediction [J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2009, 33(3): 16-21.
- [14] 刘钰铭, 侯加根, 胡向阳, 等. 塔河油田古岩溶储集体三维建模[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2012, 36(2): 16-21.
- LIU Yu-ming, HOU Jia-gen, HU Xiang-yang, et al. 3D modeling of paleokarst reservoir in Tahe Oilfield [J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2012, 36(2): 16-21.
- [15] JIA Chen-zhao, SENNIKOV N V. Symposium on petroleum geology of Tarim Basin in China and siberia platform in Russia [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 1-16.
- [16] YARUS Jeffrey M, CHAMBER Richard L. Stochastic modeling and geostatistics [C]. Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1994: 91-108.
- [17] JOURNEL A G. Stochastic modeling of a fluvial reservoir: a comparative review of algorithms [J]. JPSE, 1998, 21: 95-121.
- (编辑 徐会永)

(上接第6页)

- [18] 许孝凯, 陈雪莲, 范宜仁, 等. 斯通利波影响因素分析及渗透率反演[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2012, 36(2): 97-104.
- XU Xiao-kai, CHEN Xue-lian, FAN Yi-ren, et al. Influence factors of Stoneley wave and permeability inversion of formation [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012, 36(2): 97-104.
- [19] 于振锋, 程日辉, 赵小青, 等. 海拉尔盆地乌南凹陷南一段高伽马砂岩成因与识别[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2012, 36(3): 76-83.
- YU Zhen-feng, CHENG Ri-hui, ZHAO Xiao-qing, et al. Genesis and identification of high gamma sandstone in the first member of Nantun formation of Wunan depression in Hailar Basin [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012, 36(3): 76-83.
- (编辑 徐会永)