

doi: 10.19509/j.cnki.dzkq.2020.0420

周林, 刘皓天, 周坤, 等. 致密砂岩储层“甜点”识别及评价方法[J]. 地质科技通报, 2020, 39(4): 165-173.

Zhou Lin, Liu Haotian, Zhou Kun, et al. "Sweet spot" identification and evaluation of tight sandstone reservoir[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2020, 39(4): 165-173.

致密砂岩储层“甜点”识别及评价方法

周林¹, 刘皓天¹, 周坤², 郝景宇³, 汪鑫⁴

(1. 中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院, 武汉 430223; 2. 中国石油西南油气田分公司川东北气矿, 四川 达州 635000;
3. 中国石化勘探分公司, 成都 610041; 4. 中国石油塔里木油田分公司塔中油气开发部, 新疆 库尔勒 841000)

摘要: 四川盆地北部须家河组须四段为辫状河三角洲前缘沉积, 砂体极其发育, 而因须四段整体埋深大、储层非均质性强、孔隙结构复杂, 储层“甜点”识别和综合评价成为制约该区低渗透致密砂岩储层勘探开发的关键。基于大量薄片观察鉴定, 结合测井、录井资料, 分析了控制特低渗透致密砂岩储层的关键地质因素, 提出因子分析法定性识别致密砂岩储层“甜点”模型和定量评价标准, 并对四川盆地北部目标区块须四段储层进行综合评价。结果证实: ①致密砂岩储层局部存在物性较好的“甜点”区; ②因子分析法提取的3个参数因子能定性解释致密砂岩储层特征, 准确识别“甜点”段; ③因子分析法定量评价结果与四川盆地北部须四段实际勘探开发效果吻合, 相对于常规评价方法准确率大幅提高; ④川北地区须四段储层可划分为三类, 目标区块主要发育Ⅱ类储层, 该区块东南部北东向为天然气富集区, 是气藏开发的重点区域。

关键词: 甜点; 识别; 综合评价; 致密砂岩; 因子分析; 须四段

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-7849(2020)04-0165-09

收稿日期: 2019-01-29

“Sweet spot” identification and evaluation of tight sandstone reservoir

Zhou Lin¹, Liu Haotian¹, Zhou Kun², Hao Jingyu³, Wang Xin⁴

(1. Exploration and Production Research Institute, Jiangnan Oilfield Company, SINOPEC, Wuhan 430223, China; 2. Northeast Sichuan Gas Field, Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Dazhou Sichuan 635000, China; 3. SINOPEC Exploration Company, Chengdu 610041, China; 4. Oil and Gas Development Department of Center Tarim, Oilfield Company, PetroChina, Korla Xinjiang 841000, China)

Abstract: Located in the north of the Sichuan Basin, the 4th Member of Xujiahe Formation features braided-river, delta-front deposits, and extremely developed sand body. Due to the large burial depth, strong reservoir heterogeneity, and complex pore structure, the exploration and development of low permeability tight sandstone gas reservoir are greatly constrained by the identification and comprehensive evaluation of "sweet spots". Based on the extensive observation and identification of thin-section and in reference to logging data, this paper analyzes the key geological factors controlling the ultra-low permeability tight sandstone gas reservoir, puts forward a qualitative "sweet spots" identification model based on factor analysis for tight sandstone gas reservoir, and conducts comprehensive evaluation of the 4th Member of Xujiahe Formation in the target block in northern Sichuan Basin. The results show, ① "Sweet spots" region with good physical properties exists in some areas of tight sandstone gas reservoir; ② The three parameter fac-

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX05002-004-011); 四川省基础应用研究项目(2017JY0176)

作者简介: 周林(1985—), 男, 副研究员, 主要从事储层沉积学及非常规油气资源评价工作。E-mail: 380026198@qq.com

tors extracted by the factor analysis can qualitatively explain the characteristics of tight sandstone gas reservoir and accurately identify the "sweet spots" section; ③ The quantitative evaluation results of the factor analysis are in good agreement with the actual exploration and development effect of the 4th Member of Xujiahe Formation in northern Sichuan Basin, and are much more accurate than those of the common evaluation methods; ④ Reservoir of the 4th Member of Xujiahe Formation in North Sichuan can be divided into three types, and the target block has mostly developed type II reservoir, and the key area of gas reservoir development rests in the NE trending gas-rich region in the southeastern part of the block.

Key words: sweet spot; identification; comprehensive evaluation; tight sandstone; factor analysis; the 4th Member of Xujiahe Formation

现阶段全球已进入常规油气稳定上产、非常规油气快速发展阶段,致密砂岩气已成为非常规天然气发展的重点方向^[1-3]。研究表明:全球大约有七十多个盆地已发现或有望发现致密砂岩气,资源量超过 210 万亿 m^3 ^[4]。中国致密砂岩气藏勘探领域广阔,鄂尔多斯、四川、松辽、塔里木、柴达木和渤海湾等盆地都具有形成致密砂岩气藏的有利地质条件^[5-8],目前我国致密砂岩气储量和产量在天然气储量和产量的占比均超过三分之一,成为了除美国和加拿大之后世界第三大致密砂岩气生产大国^[8]。致密砂岩气是中国目前最现实的非常规天然气资源。

致密砂岩气是指覆压基质渗透率小于或等于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂岩气层^[1,9-12]。致密砂岩气藏储层非均质强、物性差,以气藏规模小、数量多为特点,属于连续型气藏^[8]。储层孔隙度、渗透率、饱和度等参数的定量评价是储层测井评价解释的重要方面^[13-14],而相对于常规储层,致密砂岩储层的测井解释的精度远远不够,针对常规储层的解释和评价方法并不完全适用于致密砂岩气储层^[15]。前人^[16-24]在致密砂岩气储层解释评价方面做了许多研究和探索。Abushanab 等^[16]、李留中等^[17]、惠伟等^[18]、韩成等^[19]根据核磁共振测井、密度测井、声波测井等资料来计算物性参数,同时结合其他测井方法在含气致密砂岩储层测井解释和评价方面取得了一定的成果;戴建全等^[20]建立了以渗透率为基础,多种储集类型相配置的孔渗定量关系模型,提高了超致密砂岩储层的评价水平;唐军等^[21]探讨了水基泥浆条件下利用斯通利波特征参数评价致密砂岩储层有效性的方法;陈必孝等^[22]尝试了 3 种含气性检测技术在川西须家河组致密砂岩储层评价中的可行性;张松扬^[23]通过对致密储层段测井参数优化合成分析,建立储层产能预测公式,为致密砂岩储层低渗透性气层的优选提供了依据;成志刚等^[24]根据不同类别岩石物理相含气层剩余可动气饱和度变化的测井响应建立了含气层评价标准;文龙等^[15]开拓性地从储集性和连通性两方面考虑,构建了致密砂岩气藏储层综合判别指数公式。

以上研究为致密砂岩储层解释与评价奠定了基础,开拓了思路,但是大量研究及开发实践表明,致密砂岩储层物性影响因素复杂,仅采用单一参数难以有效表征致密砂岩的孔渗特征,仅采用孔渗参数难以有效评价致密砂岩储层^[25-29]。笔者拟以 8 条常规测井曲线数据为基础,运用因子分析方法尝试建立致密砂岩储层“甜点”定性识别模型,并结合实际生产开发数据提出致密砂岩储层定量评价标准,以期实现致密砂岩储层“甜点”的定性识别和定量评价,为致密砂岩储层解释与评价提供新的思路和方法。

1 模型的建立

1.1 储层测井响应特征分析

综合大量测井、录井和生产测试资料研究发现,川北地区须四段致密砂岩储层具有如下特征:①自然伽马、自然电位曲线能较好地反映储层的岩性和泥质含量;②储层含气段较含水段具有更高的电阻率值,且随着储层含气性变好,深浅侧向电阻率具有明显的正异常,电阻率数值也有明显增大的趋势;③孔隙度曲线除了反映储层孔隙度之外,对天然气也具有明显的响应特征。含气储层段声波时差值增大、密度测井值减小、补偿中子值减小。以上储层特征在测井曲线上的响应是依据测井曲线数据解释评价储层的基础。

1.2 因子分析法

因子分析是一种从多个变量(因子)中找出有潜在共性的变量(因子)的数学方法,被广泛用于各行各业,其基本原理是将具相同本质的变量(因子)归为一个,最后实现以少数的变量(因子)来反映原始样本的大部分信息^[30-31],具有如下基本特征:①最终提取的因子变量个数小于原有指标变量,可大大减少工作量;②最终提取的因子变量是将相互关系较为接近的变量的重新组合,保留了原始数据的大部分信息;③提取的各因子变量之间无显著的线性关系,方便对原始变量的分析;④最终提取的每一个因子是对一系列原始变量特征的综合,反映出原始数

据某一方面的信息,具有可命名解释性。

地质工作中,测井解释的最终目的是确定测井资料与地质信息之间的关系,进而采用一定的方法将测井资料处理为地质信息。我们获取的测井资料一般都是各种不同的物理参数,如电阻率、自然电位、声波速度、岩石体积密度等,储层特征解释时往往需要用到多个测井参数,实际解释工作繁琐而复杂。因子分析法的原理和特征表明,借助因子分析法我们可以在保证数据信息丢失最小的原则下,对多个变量进行降维处理,进而达到简化分析的目的。因此,笔者考虑用因子分析法来实现用少数几个因子参数来识别和评价致密砂岩储层。

1.3 因子分析法建模过程

1.3.1 数据预处理

由于各测井序列的量纲不同,且单一测井序列的数值相差也较大,因此在进行因子分析之前,需要对测井数据进行归一化处理。在此采用标准差归一化处理样本数据,处理后各测井序列数据均值为零,标准差为1,且与量纲无关。

1.3.2 因子提取

本次研究以川北地区须家河组须四段8口取心井取心段测井数据为样本,借助SPSS数据处理平台,采用主成分分析法提取因子,建立致密砂岩储层因子分析法“甜点”识别模型。

(1) 因子个数的确定

根据前文对本区须四段致密砂岩储层特征分析结果,选取对储层特征反映比较敏感8条常规测井

曲线:自然伽马、无铀伽马、井径、密度、中子、深侧向电阻对数值、浅侧向电阻,由8条测井曲线值组成原始矩阵(由于川北地区须四段电阻率普遍较大,将其取对数处理),借助SPSS数据处理平台,采用主成分分析法求取因子解,同时计算方差累积贡献百分比,最终处理结果见表1。

表1 解释总方差
Table 1 Total variance explained

主成分	初始特征值		
	特征值	方差 / %	累积方差 / %
1	3.882	48.522	48.522
2	1.987	24.841	73.363
3	1.278	15.973	89.336
4	0.424	5.296	94.632
5	0.200	2.499	97.131
6	0.128	1.603	98.734
7	0.096	1.202	99.936
8	0.005	0.064	100.000

根据因子分析法特征值大于1的原则,可确定因子个数 $p=3$,分别命名为F1、F2、F3,3个因子的累计方差值达到89.336%,满足因子分析法的要求,说明采用的方法可行,提取的因子可靠。

(2) 识别模型的建立

由SPSS数据处理平台得到载荷矩阵,再根据载荷矩阵求得各因子得分系数,如表2所示。

表2 因子得分系数

Table 2 Factor scoring coefficients

因子	GR	KTH	CAL	AC	DEN	CNL	lg(RD)	lg(RS)
F1	0.019	0.139	0.717	0.802	0.930	0.816	-0.157	-0.284
F2	0.933	0.952	-0.429	-0.092	-0.109	0.444	-0.089	-0.132
F3	-0.170	-0.063	-0.136	-0.143	0.137	-0.137	0.980	0.946

注:GR、KTH、CAL、AC、DEN、CNL、lg(RD)、lg(RS)为8条常规测井曲线:自然伽马、无铀伽马、井径、密度、中子、深侧向电阻对数值、浅侧向电阻对数值分别经标准差归一化处理后的值

即有:

$$F1 = 0.019 \cdot GR + 0.139 \cdot KTH + 0.717 \cdot CAL + 0.802 \cdot AC - 0.930 \cdot DEN + 0.816 \cdot CNL - 0.157 \cdot \lg(RD) - 0.284 \cdot \lg(RS) \quad (1)$$

$$F2 = 0.933 \cdot GR + 0.952 \cdot KTH - 0.429 \cdot CAL - 0.092 \cdot AC - 0.109 \cdot DEN + 0.444 \cdot CNL - 0.089 \cdot \lg(RD) - 0.132 \cdot \lg(RS) \quad (2)$$

$$F3 = -0.170 \cdot GR - 0.063 \cdot KTH - 0.136 \cdot CAL - 0.431 \cdot AC + 0.137 \cdot DEN - 0.137 \cdot CNL + 0.980 \cdot \lg(RD) + 0.946 \cdot \lg(RS) \quad (3)$$

式中:GR、KTH、CAL、AC、DEN、CNL、lg(RD)、

lg(RS)为8条常规测井曲线:自然伽马、无铀伽马、井径、密度、中子、深侧向电阻对数值、浅侧向电阻对数值分别经标准差归一化处理后的值。

(3) 3个因子的物理意义

由上可知,经因子分析得到的F1、F2、F3与量纲无关,且取值在0和1之间,分析各测井曲线数值的权重可明确各个因子的物理意义:对于因子F1,GR、KTH权重系数较小,其相对大小主要受到AC、CNL、CAL、DEN值的影响,其中AC、CNL、CAL值增大,DEN值减小均使F1值增大,因此F1主要反映储层的孔隙度大小,命名为孔隙因子;因子

F2 主要受到 GR、KTH、CAL 和 CNL 的影响,反映的是储层的泥质含量,命名为泥质因子;因子 F3, GR、KTH、CAL、DEN、CNL 权重系数均较小,具有正载荷的有 $\lg(RD)$ 和 $\lg(RS)$,负载荷的是 AC,电阻率增大,声波时差减小都会使 F3 值增大,故 F3 主要反映的是岩石的致密程度,命名为压实因子。

总之,最终提取的 3 个因子是对 8 条常规测井曲线特征的综合,每个因子是将 8 条曲线中相互关系较为接近的、反映储层某方面性质的曲线重新组合,最终提取的三因子分别反映储层的孔隙度大小、泥质相对含量和压实作用强弱。

2 应用实例

此次研究目标区位于四川盆地北部米仓山—大巴山推覆构造带以南的旺苍、南江至川中古隆起北

斜坡以北的苍溪、通江一带,目的层位为上三叠统须家河组须四段(图 1)。前人研究表明,川北地区须四段为辫状河三角洲环境下沉积的一套中厚层砂砾岩夹薄层泥岩地层,是该区须家河组有利储层发育段之一^[32-33]。根据 20 余口钻井的岩心、薄片、分析测试资料:本区须四段主要发育长石岩屑砂岩和岩屑砂岩,石英质量分数一般为 40%~58%,平均 49.34%,长石质量分数为 0.5%~17%,平均 7.45%,主要为钾长石,岩屑质量分数 20%~44%,平均 33.52%,填隙物组分主要为方解石胶结物和黏土杂基;实测岩心孔隙度最大值 6.79%,平均 3.67%,84.23%的样品孔隙度值在 2%~6%之间;渗透率最大值 $0.9431 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $0.051 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,88.93%的样品渗透率值小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为典型的特低孔特低渗致密砂岩储层。

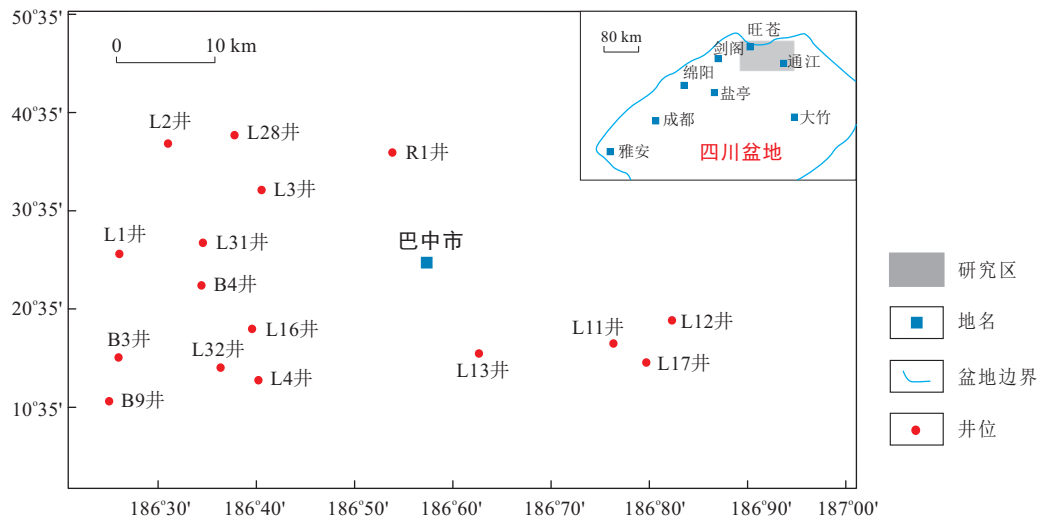


图 1 研究区区域位置及井位分布图

Fig.1 Location and well distribution of the study area

2.1 储层因子定性识别与解释

致密砂岩气“甜点”一般指低孔低渗背景下,局部物性相对较好且能提供经济产量的致密砂岩气发育区^[34-37]。研究区目的层段埋深超过 4 000 m,根据石油天然气行业规范和国内当前经济技术条件,川北地区须四段致密砂岩储层“甜点”段的产气量应不低于 $2.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

依据前文建立的因子识别模型,由测井曲线数据可分别计算得到三因子值(测井曲线一般间隔 0.125 m 取值,故求得因子值亦间隔 0.125 m),进一步可生成 3 条因子曲线。前文分析的三因子物理意义分析表明,致密砂岩储层“甜点”段应具有相对高的孔隙因子值,相对低的泥质因子值和压实因子值。

以下根据 L1 井三因子曲线和三因子的物理意

义对本井须四段储层进行定性识别与解释:3,5,7 小层压实因子 F3 出现明显高值,同时孔隙因子 F1 值较小,反映储层致密,物性极差,为非储层段;2,4,8 小层孔隙因子值相对较高,泥质因子值较低,压实因子值中等,反映储层物性较好,是潜在的有利储层发育段;对于 1,6,9 小层,其与 2,4,8 小层的主要差别在于泥质因子值稍大,反映泥质含量较 2,4,8 小层高,储层性质稍差,但也是潜在的有利储层发育段(图 2)。在此需要说明的是,借助三因子曲线能定性解释储层,判断储层好坏,但三因子曲线反映的仅是储层性质的相对变化,实际工作中我们还需参考生产开发资料、测试资料等将三因子值定量化处理,进而对储层进行定量评价。

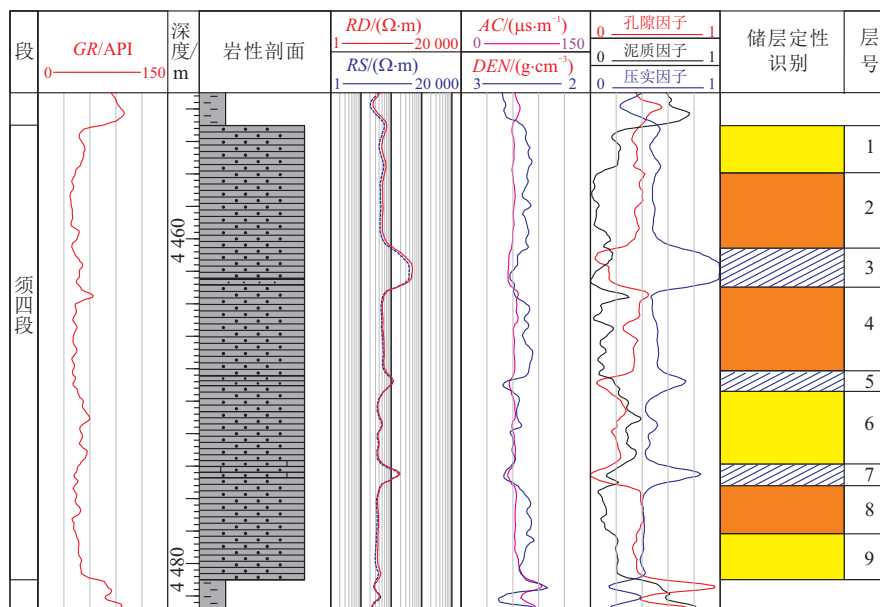


图2 L1井须四段储层定性识别与解释

Fig.2 Qualitative identification and explanation of the reservoir of the 4th Member of Xujiahe Formation in Well L1

2.2 储层分类及综合评价

随着致密砂岩气藏广泛受到关注、研究和勘探开发以来,其在评价上与常规气藏的差异越来越受到人们的重视。研究表明:以孔隙度、渗透率、含气饱和度、丰度等主要参数的常规储层评价方法对该类气藏的储层评价准确度明显偏低^[25-29]。在实际勘探中我们需要寻求能全面反映致密砂岩气藏储层特点和开发特征的新评价参数,建立相应的储层评价标准。前文提到因子分析法的优点在于用尽可能少的变量尽可能多地反映储层信息,定性识别结果也表明提取的3个因子能有效识别和解释致密砂岩储层“甜点”,全面反映储层孔隙、致密程度、泥质含量等方面的信息,因此考虑根据孔隙因子、泥质因子、压实因子3个参数对研究区致密砂岩进行储层综合评价。

2.2.1 有效储层下限的确定

有效储层下限确定方法较多,本次主要根据经验统计法、含气产状法,同时结合压汞实验资料来确定有效储层下限。

经验统计法是被无数勘探实践所证实的、能有效确定常规油气储层下限的方法,此次尝试将其用于致密砂岩有效储层下限的确定。经验统计法的原理在于:储层的累计孔隙度、渗透率丢失5%~15%时对应的孔渗值可作为有效储层下限,在此参数范围内储集层丢失的储能一般不超过10%。根据研究区400余样品的物性资料,编制储层孔隙度分布直方图、累计孔隙度频率曲线和累计储能曲线,取累

计孔隙度丢失15%所对应的孔隙度为目的层储层孔隙度下限值(图3),此时孔隙度值为2.5%,累计储能丢失7.8%。同时由孔隙度、渗透率对应关系可得出渗透率下限为 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

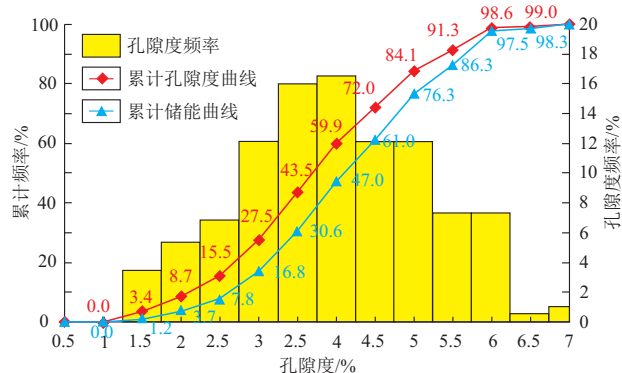


图3 须四段岩心累计孔隙度和累计储能曲线

Fig.3 Accumulated porosity curve and accumulated energy storage curve of the 4th Member of Xujiahe Formation

含气产状法是将已有生产、测试资料中产气层的物性下限值作为有效储层下限。根据川北地区须四段30余口井测试及生产情况确定的本区致密砂岩有效储层下限为孔隙度值2.5%,渗透率值 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图4)。

上述分析结果表明:一方面,经验统计法也可用于确定致密砂岩的有效储层下限(累计储能的丢失满足该方法的要求);另一方面,基于实际生产开发效果

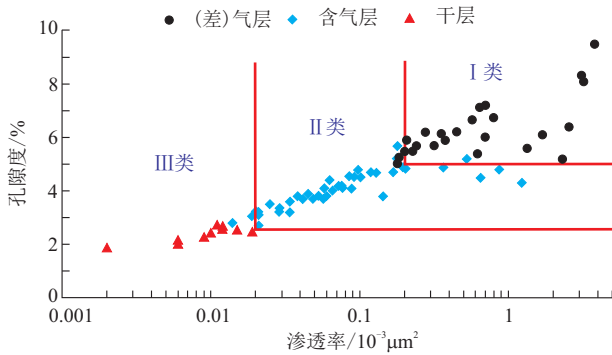


图4 须四段试气层段孔隙度、渗透率交会图

Fig.4 Cross plot of porosity and permeability of tested sections in the 4th Member of Xujiache Formation

的含气产状法和经验统计法得到的有效储层下限一致,因此可综合确定川北地区须四段有效储层下限值为孔隙度值 2.5%,渗透率值为 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2.2.2 储层分类

结合物性分析测试资料、实际生产开发结果,对研究区须四段致密砂岩储层进行分类,结果显示:研究区致密砂岩储层可分为 3 类(图 4),I 类储层开发上多为气层、差气层,孔隙度大于 5%,渗透率大于 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; II 类储层孔隙度大于 2.5%,渗透率大于 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,实际生产中多为含气层;第 III 类储层测试结果为干层,孔隙度小于 2.5%,渗透率小于 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2.2.3 储层定量评价标准

综合储层分类结果、实际生产开发效果和各层段储层因子值对研究区目的层段孔隙因子、泥质因子、压实因子进行量化处理,结果显示(图 5,表 3):研究区 I 类储层孔隙因子值 0.25~0.5,泥质因子值 0.1~0.2,压实因子值 0.2~0.4; II 类储层孔隙因子值 0.2~0.4,泥质因子值 0.1~0.4,压实因子值 0.3~0.6; III 类储层孔隙因子值 0~0.1,泥质因子值 0.1~0.2,压实因子值 0.7~1。

表3 川北地区须四段致密砂岩储层识别和评价标准

Table 3 The standard for identification and evaluation of the tight sandstone gas reservoir in the 4th Member of Xujiache Formation, northern Sichuan Basin

储层类型	测试结果	F1	F2	F3
I 类	(差)气层	0.25~0.5	0.1~0.2	0.2~0.4
II 类	含气层	0.2~0.4	0.1~0.4	0.3~0.6
III 类	干层	0~0.1	0.1~0.2	0.7~1.0

2.3 评价结果验证

2.3.1 老井验证

根据用因子分析法建立的致密砂岩储层“甜点”

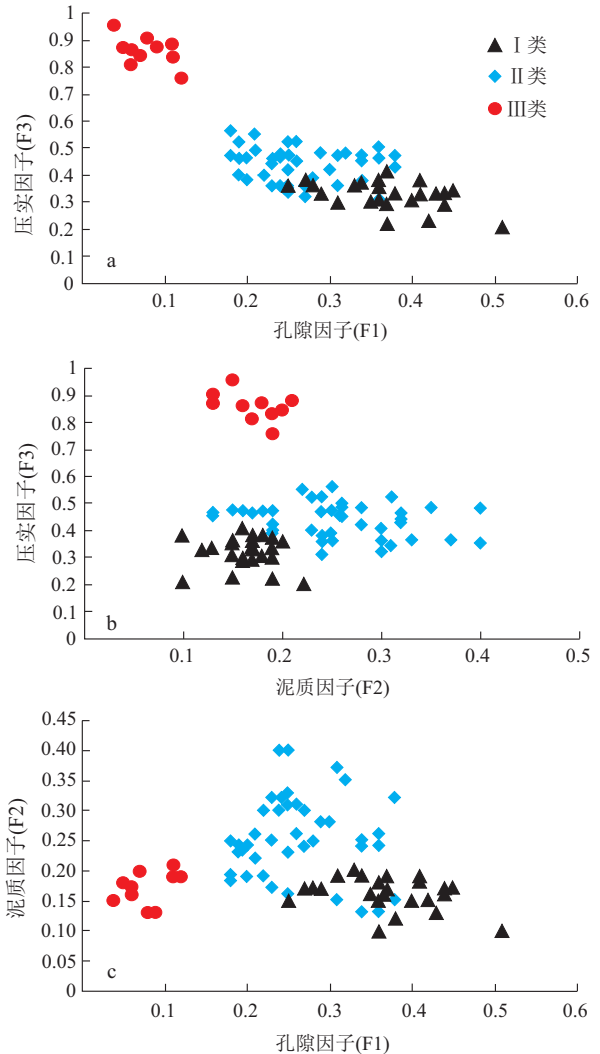


图5 川北地区须四段储层因子交会图

Fig.5 Cross plot of reservoir factors in the 4th Member of Xujiache Formation, northern Sichuan Basin

识别与评价模型对本区 20 余口老井储层进行重新解释,并将解释结果与对应层段的测试及生产情况对比分析。结果表明:①提取的孔隙因子、泥质因子、压实因子能全面反映致密砂岩储层特征,定性识别解释储层“甜点”段;②量化处理后的分类评价结果与对应测试井、生产井的实际开发效果基本一致,(差)气层、含气层、干层的符合率超过 90%(图 4),相对于常规评价方法准确度大幅提高;③根据近两年来研究区目的层段的测试结果,综合评价为 I 类储层的层段其测试日产量多在 $(14.79 \sim 22.64) \times 10^4 \text{ m}^3$ 之间,综合评价为 II 类储层的层段其测试日产量在 $(2.22 \sim 12.73) \times 10^4 \text{ m}^3$ 之间, I 类储层、II 类储层的测试产量符合前文致密砂岩“甜点”定义,表明用因子分析法建立的致密砂岩储层“甜点”识别与评价模型是可靠的。

2.3.2 新井预测

L28井完钻后常规测井方法解释出含气层5段共10.1 m和差气层1段3.6 m。经因子分析法提取三因子定性分析认为:L28井砂岩段整体泥质含量较低,但压实作用较为强烈,大部分砂岩段储层致密,局部存在“甜点”段;因子定量评价结果显示,L28井主要发育4小层Ⅱ类储层,与常规解释方法相比“甜点”段厚度和位置稍有所差异,同时对于常规方法解释出的差气层段则认为该段压实因子值超过0.6,孔隙因子、计算孔隙度和渗透率值都不满足成为储层“甜点”的条件,总体风险较大。根据以上总体评价结果,该井测试了其中3层(图6),获日产102.36万方的高产天然气流。在此注意到:L28井测试层段常规测井解释和储层因子评价都主要发育

Ⅱ类储层,但其测试产量超过百万方,这与L28井附近存在北西向断裂,测试层段裂缝比较发育有关^[38]。

2.3.3 平面分布

应用储层因子定性识别模型和定量评价标准对川北某目标区块须四段致密砂岩储层进行分类评价。评价结果显示:总体上该区块Ⅱ类储层较为发育,在平面上Ⅱ类储层厚度高值区位于L17井一带(图7-a),Ⅰ类储层厚度高值区位于L11井附近(图7-b)。因而,该区块东南部北东向为天然气富集区,是气藏开发的重点区域。在纵向上主要分布于须四段上部,Ⅰ类储层分布较为局限,同时储层在横向上的连片性较好,进一步证实了致密砂岩普遍含气、局部富集的典型特征(图8)。

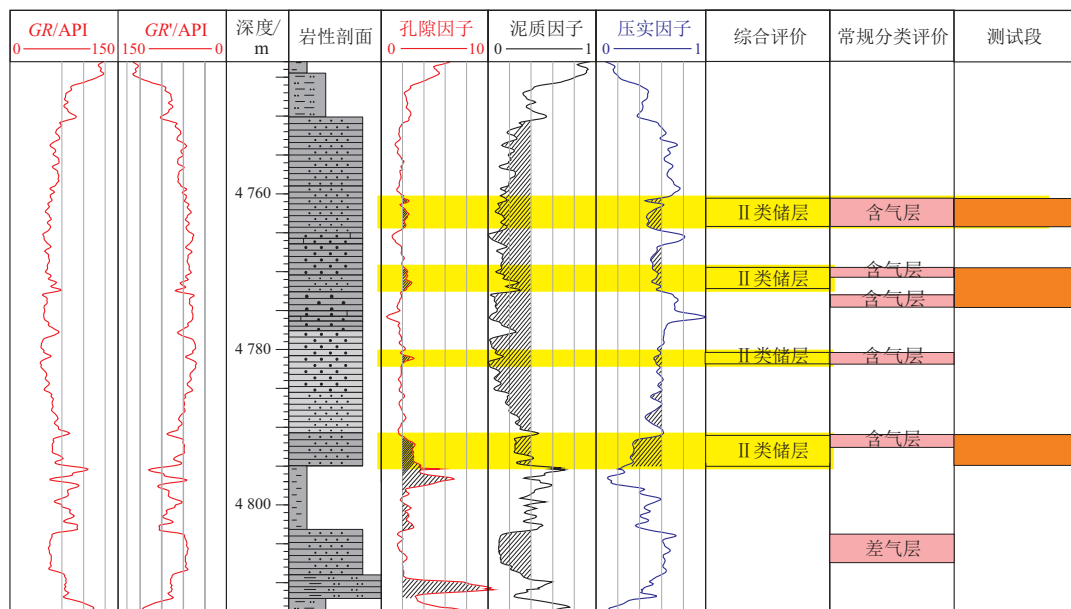


图6 L28井储层因子定量评价

Fig.6 Reservoir quantitative evaluation of Well L28

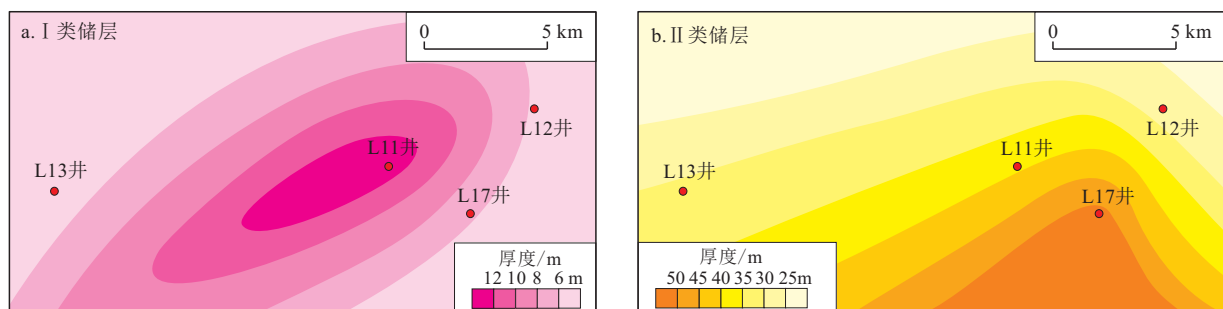


图7 目标区块储层厚度分布特征

Fig.7 The thickness distribution of reservoir in the target block

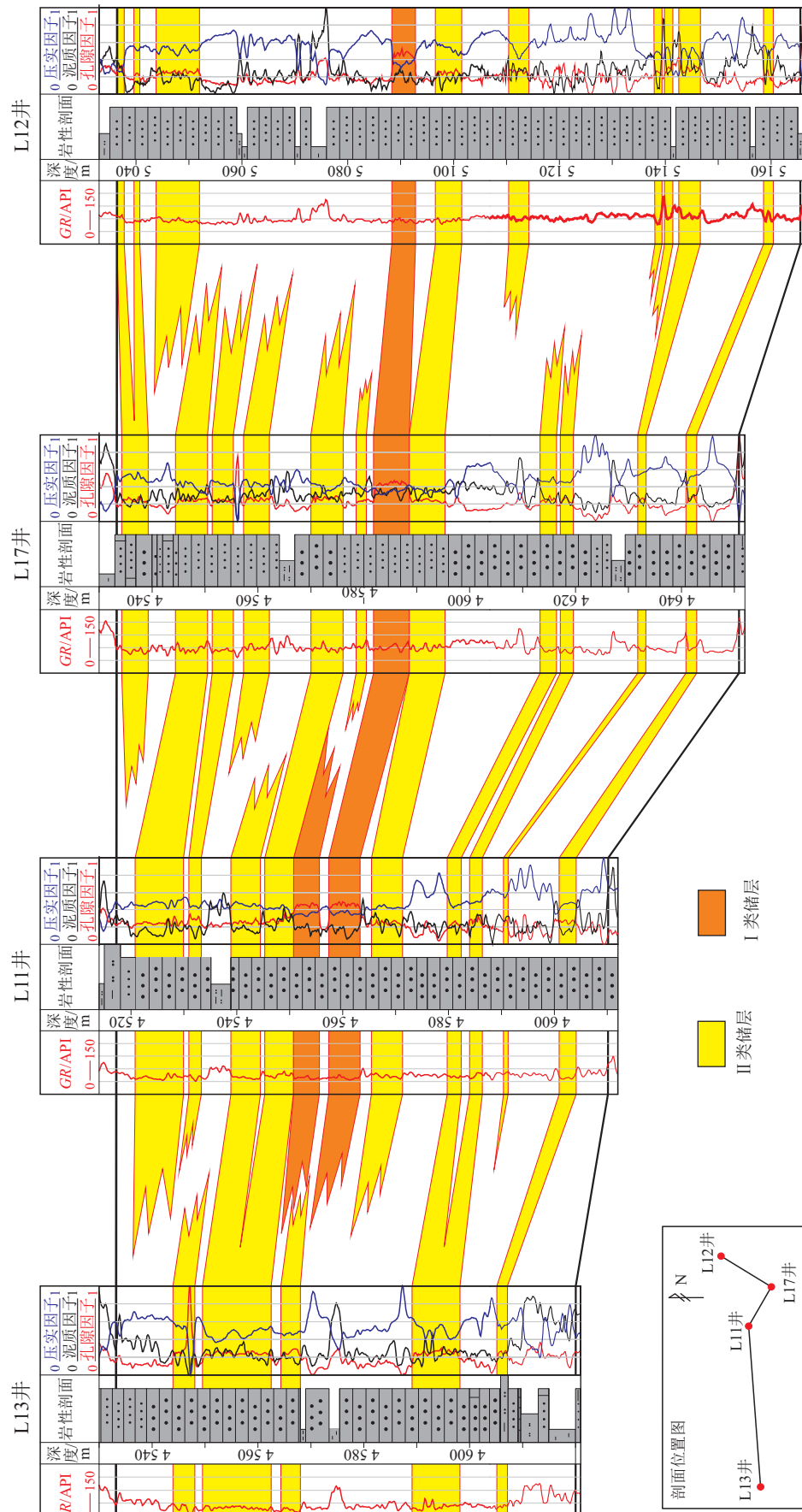


图8 目标区块 L13—L11—L17—L12 井储层横向对比

Fig. 8 Lateral reservoir comparison of Well L13—Well L11—Well L17—Well L12 in target block

3 结 论

(1) 依托 8 条常规测井曲线数据,根据因子分析法原理建立的致密砂岩储层因子识别模型能定性解释致密砂岩层特征、准确识别致密砂岩储层“甜点”段。

(2) 结合物性参数、孔隙结构特征、生产测试情况,将提取的三因子定量化处理,提出了川北地区须四段致密砂岩储层“甜点”因子定量评价标准,评价结果相对于常规方法准确度大幅提高。

(3) 目标区块须四段主要发育 II 类储层,纵向上储层“甜点”段主要发育于须四段上部, I 类储层分布较为局限,储层在横向上的连片性较好;平面上储层“甜点”厚度高值区位于 L17—L11 井一带。该区块东南部北东向为天然气富集区,是气藏开发的重点区域。

参考文献:

- [1] 赵靖舟.非常规油气有关概念、分类及资源潜力[J].天然气地球科学,2012,23(3):393-406.
- [2] 贾承造.论非常规油气对经典石油天然气地质学理论的突破及意义[J].石油勘探与开发,2017,44(1):1-11.
- [3] WEC.2010 survey of energy resources in London[R].London: WEC,2010.
- [4] 杨涛,张国生,梁坤,等.全球致密气勘探开发进展及中国发展趋势预测[J].中国工程科学,2012,14(6):64-68.
- [5] 董晓霞,梅廉夫,全永旺.致密砂岩气藏的类型和勘探前景[J].天然气地球科学,2007,18(3):351-355.
- [6] 张国生,赵文智,杨涛,等.我国致密砂岩气资源潜力、分布与未来发展地位[J].中国工程科学,2012,14(6):87-93.
- [7] 郭迎春,庞雄,陈冬霞,等.致密砂岩气成藏研究进展及值得关注的几个问题[J].石油与天然气地质,2013,34(6):717-724.
- [8] 魏新善,胡爱平,赵会涛,等.致密砂岩气地质认识新进展[J].岩性油气藏,2017,29(1):11-20.
- [9] Spencer C W.Geologic aspects of tight gas reservoirs in the Rocky Mountain region[J].Journal of Petroleum Technology, 1985,37(7):1308-1314.
- [10] Kazemi H.Low-permeability gas sands[J].Journal of Petroleum Technology,1982,34(10):2229-2232.
- [11] Holditch S A.Tight gas sands[J].Journal of Petroleum Technology,2006,58(6):86-94.
- [12] 陈晓智,庞雄奇,邵新荷,等.鄂尔多斯盆地临兴 A 地区下石盒子组致密砂岩气成藏条件[J].地质科技情报,2018,37(1):169-176.
- [13] 谢升洪,李伟,冷福,等.致密砂岩储层可动流体赋存规律及制约因素研究:以鄂尔多斯盆地华庆油田长 6 段储层为例[J].地质科技情报,2019,38(5):105-114.
- [14] 吴浩,牛小兵,张春林,等.鄂尔多斯盆地陇东地区长 7 段致密油储层可动流体赋存特征及影响因素[J].地质科技情报,2015,34(3):120-125.
- [15] 文龙,刘埃平,钟子川,等.川西前陆盆地上三叠统致密砂岩储层评价方法研究[J].天然气工业,2005,25(增刊 A):49-53.
- [16] Abushanab M A,Hamada G M,Oraby M E,et al.DMR technique improves tight gas sand porosity[J].Oil & Gas,2005,12(3):12-16.
- [17] 李留中,韩成,王鹏,等.北部山前带致密砂岩储层测井评价方法[J].吐哈油气,2010,15(2):257-262.
- [18] 惠伟.四川盆地致密砂岩储层测井评价方法[J].石油地质与工程,2015,29(2):80-83.
- [19] 韩成,高翔,王瑾轩,等.吐哈盆地致密砂岩储层测井评价方法[J].吐哈油气,2012,17(1):1-7.
- [20] 戴建全,吕正祥.川西上三叠统须家河组超致密砂岩储层评价[J].四川地质学报,2010,30(4):450-453.
- [21] 唐军,章成广,蔡德洋.基于斯通利波特征参数的致密砂岩储层有效性评价方法研究[J].石油天然气学报:江汉石油学院学报,2013,35(6):79-85.
- [22] 陈必孝,徐炳高.川西致密碎屑岩测井评价技术综合研究[J].石油天然气学报:江汉石油学院学报,2009,31(6):108-114.
- [23] 张松扬.大牛地气田致密砂岩储层测井评价[J].石油物探,2010,49(4):415-420.
- [24] 成志刚,宋子齐,何羽飞,等.岩石物理相分类与致密储层含气层评价:以苏里格气田东区致密储层老井复查为例[J].油气地质与采收率,2013,20(5):23-27.
- [25] 蒋裕强,陈林,蒋婵,等.致密储层孔隙结构表征技术与发展趋势[J].地质科技情报,2014,33(3):63-70.
- [26] 杨正明,姜汉桥,朱光亚,等.低渗透含气水气藏储层评价参数研究[J].石油学报,2006,29(2):252-255.
- [27] 陈昭国.川西拗陷与北美致密砂岩气藏类比分析[J].西南石油大学学报:自然科学版,2012,34(1):71-76.
- [28] 孟子圆,孙卫,刘登科,等.联合压汞法的致密储层微观孔隙结构及孔径分布特征:以鄂尔多斯盆地吴起地区长 6 储层为例[J].地质科技情报,2019,38(2):208-216.
- [29] 叶礼友,钟兵,熊伟,等.川中地区须家河组低渗透砂岩气藏储层综合评价方法[J].天然气工业,2012,32(11):43-46.
- [30] 刘芊,蓝国顺.基于 SPSS 软件的因子分析法及实证分析[J].高校理科研究,2006,4:103-105.
- [31] 周林,陈波,凡睿,等.因子分析法在致密砂岩储层成岩相划分中的应用[J].科学技术与工程,2016,16(10):23-28.
- [32] 郑荣才,戴朝成,罗清林,等.四川类前陆盆地上三叠统须家河组沉积体系[J].天然气工业,2011,31(9):16-24.
- [33] 周林,陈波,凡睿,等.川北地区须四段致密砂岩储层特征及成岩演化[J].石油与天然气地质,2017,38(3):543-550.
- [34] Popov M A,Nuccio V F,Dyman T S,et al.Basin-centered gas systems of the U.S.[R].Washington D.C.:USGS,2000.
- [35] Law B E.Basin-centered gas systems[J].AAPG Bulletin,2002,86(11):1891-1919.
- [36] 张金川,金之钧,庞雄奇.深盆地成藏条件及其内部特征[J].石油实验地质,2000,22(3):210-214.
- [37] 杨升宇,张金川,黄卫东,等.吐哈盆地柯柯亚地区致密砂岩气储层“甜点”类型及成因[J].石油学报,2013,34(2):272-282.
- [38] Zhou L,Chen B,Fan R,et al.Fracture characteristics and its contribution on reservoir in ultralow permeability tight sandstone,northern Sichuan Basin,China[J].International Journal of Earth Sciences and Engineering,2015,8(6):2929-2939.