

# 致密砂岩油藏有效厚度的确定方法

——以苏北盆地阜宁组和戴一段为例

司马立强<sup>1</sup>, 吴思仪<sup>1</sup>, 袁 龙<sup>1</sup>, 温新房<sup>2</sup>, 闫建平<sup>1</sup>, 耿 斌<sup>3</sup>

(1.西南石油大学 资源与环境学院, 四川 成都 610500; 2.中国石化江苏油田分公司 勘探局地质测井处, 江苏 扬州 225002; 3.中国石化胜利油田分公司 地质科学研究院, 山东 东营 257015)

**摘要:**致密砂岩油藏储层的低孔低渗透特征使其不易辨别有效储层和无效储层,为了经济有效地开发致密砂岩油藏,对其有效厚度的确定进行了重新认识。针对致密砂岩油藏储层致密、物性差等特点,结合岩性、物性、含油性和电性等四性关系,以苏北盆地阜宁组和戴一段致密砂岩油藏为例,在岩心分析、试油、压汞和测井曲线等资料的基础上,运用核磁共振、经验统计和最小流动孔喉半径等5种方法确定储层物性下限及电性下限值,并相互验证。在确定的有效厚度下限标准的基础上,对研究区5口井做实际应用分析,对比见油岩心长度和测井解释有效厚度发现绝对误差为-0.15 m,层划准率为100%,此标准与实际资料吻合较好。

**关键词:**致密砂岩油藏 物性下限 有效厚度 电性下限 阜宁组 苏北盆地

**中图分类号:** TE343

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1009-9603(2014)05-0057-04

近年来,致密砂岩油藏开发已经引起工业界和学术界的重视<sup>[1]</sup>。虽然致密砂岩油藏储层物性较致密气藏好,但其开采难度大,目前尚未形成统一界定标准<sup>[2]</sup>。笔者结合苏北盆地复杂小断块油田自身特点,把低渗透或特低渗透、深层、薄层低丰度、自然产能低、产能递减快、常规开采方式无法实现经济有效开发的油藏统称为致密砂岩油藏,其孔隙度小于12%,渗透率为 $0.000\ 1\times 10^{-3}\sim 1\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ <sup>[3]</sup>。苏北盆地阜宁组和戴一段致密砂岩油藏储层主要为浅水三角洲和正常河流为主的三角洲沉积,岩性以长石岩屑石英细—极细砂岩、云质岩屑石英粉砂岩为主,成分成熟度和结构成熟度较低,截至2011年底,江苏油田致密砂岩油藏的探明、控制和预测储量共为 $8\ 178\times 10^4\ \text{t}$ 。为合理有效地开发致密砂岩油藏,首先要确定其有效厚度,但与常规油藏孔渗相关性及其物性特征不同,致密砂岩油藏储层在确定有效厚度的时候,小误差可能得到错误的结论<sup>[4-5]</sup>,准确率相对较低,因此对储层有效厚度确定方法的研究及其应用等方面的工作是十分重要的。

## 1 有效厚度确定方法

储层有效厚度确定的下限标准是岩性、物性、

含油性和电性等四性标准。确定方法分2步:①运用岩性和含油性分析确定储层物性下限;②选择相关性好的测井参数绘制图版,确定有效厚度,得到储层电性下限<sup>[6-7]</sup>。

### 1.1 储层物性下限的确定

#### 1.1.1 核磁共振法

利用核磁共振原理来测定地层中自由流体的含量、底层孔隙度、渗透率和含油饱和度以及划分储层,应用可动流体饱和度法和核磁测试法(岩心孔隙度—渗透率交会图)来综合确定其储层物性下限<sup>[8-9]</sup>。

可动流体饱和度法 核磁共振法普遍应用于储层流体可动规律研究中,核磁孔隙度能真实地表征岩石实际孔隙度<sup>[10]</sup>。中外研究表明,在致密砂岩储层中,可动流体饱和度是评价储层基质物性优劣和确定物性下限的重要指标之一<sup>[9]</sup>。根据金湖凹陷致密砂岩储层60个核磁共振样品分析结果可知,可动流体饱和度为0.22%~41.62%,平均为18.46%,可动流体饱和度如果低于10%则基本没有开发价值<sup>[11]</sup>,结合研究区样品核磁孔隙度、渗透率与可动流体饱和度的关系,孔隙度为4.4%和渗透率为 $0.05\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 可作为研究区有效厚度储层物性下限值(图1)。

收稿日期:2014-07-08。

作者简介:司马立强,男,教授,博导,从事油气田测井方法、解释及地质应用方面的科研与教学工作。联系电话:13880551885, E-mail: smlq2000@126.com。

基金项目:国家科技重大专项“孔隙型碳酸盐岩储层测井评价技术研究”(2011ZX05031-003-006HZ)。

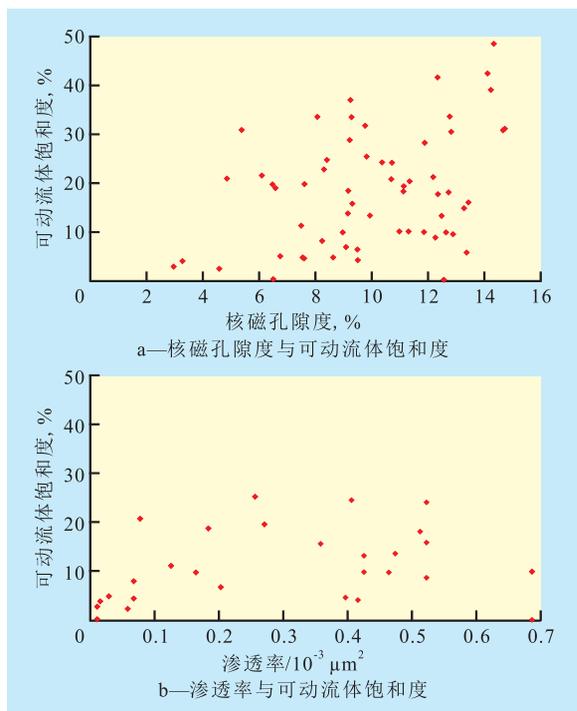


图1 苏北盆地储层核磁共振孔隙度、渗透率与可动流体饱和度关系

核磁测试法 核磁测试法就是编绘产层和干层的岩心孔隙度—渗透率交会图版,并在图版中标绘产层与干层的孔隙度和渗透率分界线,分界线即为有效储层的物性下限。利用核磁共振、物性及试油等资料,建立孔隙度和渗透率与储层的产油能力图版(图2),可以看出孔隙度下限为4.5%,渗透率下限为 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

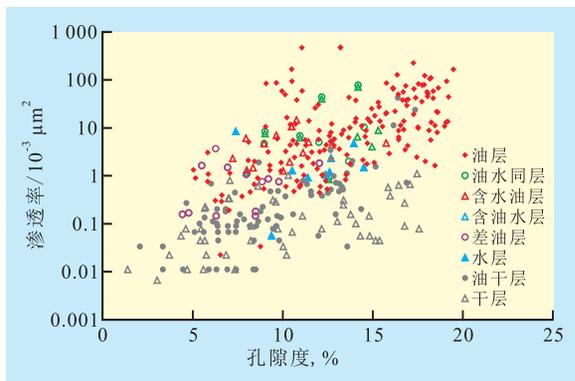


图2 苏北盆地储层孔隙度和渗透率与储层的产油能力关系

### 1.1.2 经验统计法

经验统计法需要绘制取心井储层内分析样品的渗透率以及孔隙度的直方图(图3)。其中孔隙度累积能力反映的是储层的储油能力,是孔隙度与样品厚度的乘积;渗透率累积能力反映的是储层的渗透能力(即产油能力),是渗透率与样品厚度的乘积。下限值一般控制累积频率为10%。

从图3可以看出,孔隙度为4%时孔隙度累积频率曲线斜率明显增大,累积孔隙度能力丢失为1.17%,孔隙度样品丢失为4.3%,若每块岩样取样密度相同,储层厚度丢失为4.3%;渗透率为 $0.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,渗透率累积频率曲线出现明显拐点,累积渗透率能力丢失为0.04%,渗透率样品丢失为12.08%,如果每块岩样取样密度相同,储层的厚度丢失为12.08%。因此,当有效储层孔隙度下限为4%,渗透率为 $0.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,丢失的储油能力和产油能力都很小,可以忽略不计。

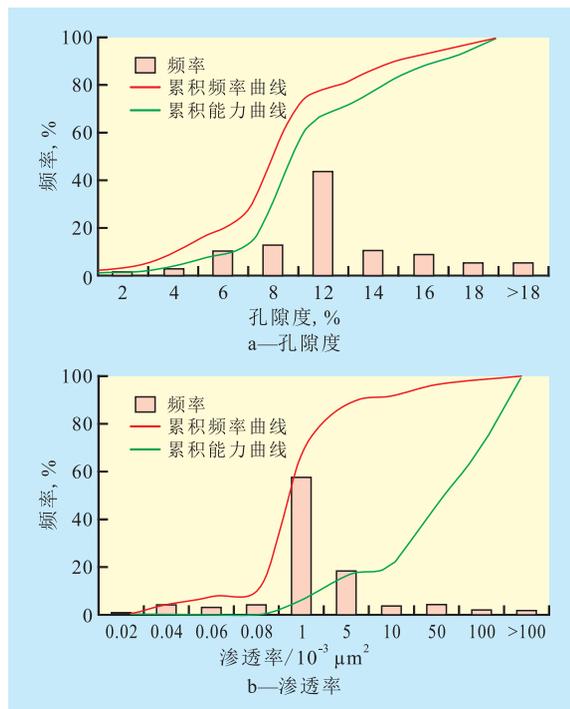


图3 苏北盆地取心井储层的孔隙度和渗透率分布

### 1.1.3 最小流动孔喉半径法

最小流动孔喉半径的确定 岩石的宏观物性特征反映其微观孔隙结构及喉道大小。当生产压差一定时,喉道的粗细决定着原油能否从岩石中流出<sup>[12]</sup>。岩石的微观孔隙特征可通过恒速压汞实验来确定,并结合J函数法和经验束缚水膜法得到储层的平均最小流动孔喉半径,根据孔喉半径与渗透率模型,可求取储层的物性下限<sup>[13]</sup>。

J函数法是通过压汞实验数据进行分析而确定岩石孔喉特征<sup>[14]</sup>。实验室测得的岩心样品毛细管压力曲线只代表储层中的某个点,只有将所有毛细管压力曲线进行综合平均才能得到整个储层的毛细管压力曲线。为了正确表示储层的毛细管压力特征,消除孔隙度和渗透率对毛细管压力的影响,Leverett提出了无量纲毛细管压力J函数法<sup>[13]</sup>,用J函数法对方4-1和方4-3等9口井85块岩心压

汞资料进行处理,得到储层平均毛细管压力曲线,再利用Wall法和Purcell法计算最小流动孔喉半径。

当累积渗透能力为99%(或大于99%)时,所对应的孔喉半径即为最小流动孔喉半径<sup>[13]</sup>。利用Wall法计算研究区85块岩心压汞数据得知,当累积渗透能力为99.99%时所对应的孔喉半径为0.061  $\mu\text{m}$ ; Purcell法<sup>[13]</sup>计算得到当累积渗透能力为99.99%时所对应的孔喉半径为0.097  $\mu\text{m}$ 。

根据中外的研究成果<sup>[13]</sup>,0.1  $\mu\text{m}$ 厚度相当于水湿性碎屑岩表面附着的水膜厚度,油藏形成过程中油气驱替水需要克服非常高的毛细管压力。当储层的孔喉半径小于0.1  $\mu\text{m}$ 时,油气难以进入其中形成有效的储层,则该值即为储层的孔喉半径下限。

**物性下限的确定** 根据Wall法、Purcell法以及经验束缚水膜法求取的最小孔喉半径,得到其平均值为0.086  $\mu\text{m}$ 。通过压汞实验数据得到孔喉半径与渗透率关系,孔喉半径为0.086  $\mu\text{m}$ 所对应的渗透率为 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,将其作为渗透率下限,再根据孔隙度—渗透率的关系确定孔隙度下限为5.5%。

#### 1.1.4 其他方法

**孔隙度—渗透率交会法** 根据研究区致密砂岩油藏阜宁组和戴一组的岩心分析结果绘制孔隙度—渗透率交会图(图4a)。从图4a中可见,趋势线变化有3个阶段:①无效孔隙,孔隙度增大迅速而渗透率增加较小;②有一定渗流能力的有效孔隙,随着孔隙度的增大渗透率明显变大;③岩石的渗流能

力较强并处于稳定阶段,其渗透率增大迅速而孔隙度增加较小<sup>[15-16]</sup>。渗透层与非渗透层的物性界限即为①和②阶段的转折点。当储层孔隙度下限为4.5%时,所对应的渗透率下限为 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

**含油产状法** 对研究区258块岩心样品的物性和含油性分析可知,油斑及油斑以上含油级别的储层物性与油斑以下的有明显界线,该界线即为孔隙度和渗透率的下限值,分别为5%和 $0.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图4b)。

根据核磁共振法、经验统计法和最小流动孔喉半径法等5种方法建立相应的关系图,确定的孔隙度下限为4%~5.5%,渗透率下限为 $0.02 \times 10^{-3} \sim 0.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。在此基础上综合确定研究区致密砂岩油藏储层的物性下限:孔隙度为4.65%,渗透率为 $0.045 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

## 1.2 储层电性下限的确定

### 1.2.1 测井曲线标准化

测井曲线标准化是进行有效性分析与储层评价的重要环节。测井曲线可间接反映地下介质的岩性信息,实际工作中受泥浆、井径和仪器等测量因素的影响,在确定储层电性下限值之前,须对测井曲线进行标准化处理<sup>[17-18]</sup>。为确保测井曲线在平面上的可比性,采用阜宁组一段砂岩层为校正标准层,对研究区16口井的测井曲线进行标准化处理。

### 1.2.2 电性标准

**岩性与电性关系** 研究区岩性包括细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩、灰质粉砂岩,其中细砂岩和粉砂岩是主要储层。粉砂岩自然电位表现为较明显的负异常,具有低自然伽马(小于80 API)和较低声波时差(小于80  $\mu\text{s}/\text{ft}$ )特征,因含油而电阻率值较高。

**物性与电性关系** 研究区岩心孔隙度和声波时差具有较好的相关性,随着声波时差增大,岩心孔隙度也相应增大。储层声波时差形态总体呈平台状,孔隙度以大于4.5%为主,渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,声波时差普遍大于66  $\mu\text{s}/\text{ft}$ 。

根据研究区试油、测井和取心等资料,分别绘制储层声波时差( $\Delta t$ )与地层电阻率( $R_t$ )交会图版和自然伽马( $GR$ )与声波时差交会图版(图5),地层电阻率能较好地反映含油性,单井剖面上,渗透性砂岩取心为油斑的电阻率比油迹的高;油迹砂岩的电阻率比无油气显示的砂岩略高。利用研究区地层电阻率、自然伽马与声波时差的交会图版能够较好地判断油、水、干层。由此,确定油层电性的下限为: $\Delta t \geq 66 \mu\text{s}/\text{ft}$ ;  $R_t \geq (-1.04\Delta t + 87.6)$ ;  $GR \leq (1.27\Delta t - 23.82)$ 。

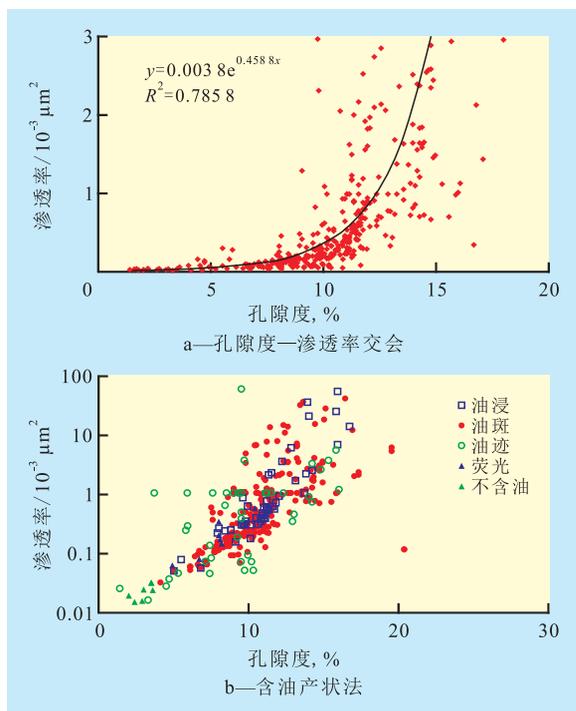


图4 苏北盆地储层孔隙度—渗透率交会法和含油产状法确定的孔隙度和渗透率下限值

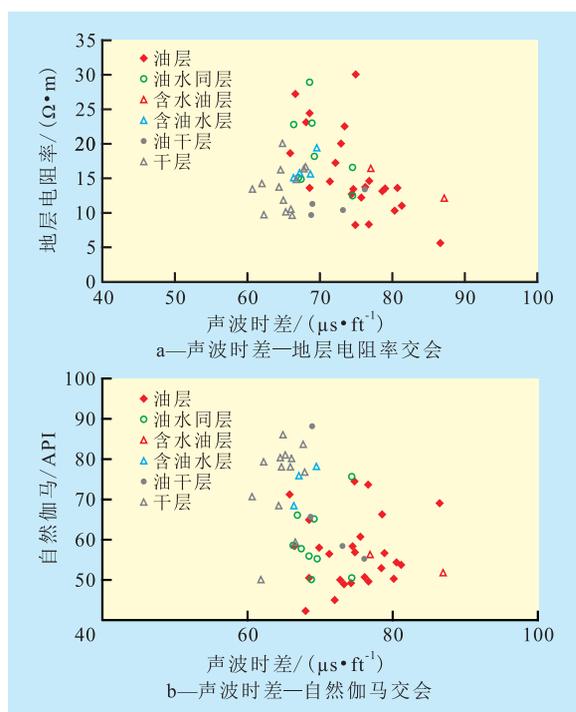


图5 苏北盆地储层声波时差与地层电阻率和自然伽马的交会图版

## 2 实际应用

选取5口取心井进行见油岩心长度和测井解释有效厚度的对比,来检测储层有效厚度确定方法的准确性<sup>[7,19]</sup>(表1)。采用储层物性下限值和储层电性下限值读取储层测井有效厚度,见油岩心长度的读取则需按照如下划分原则:①含油级别为油浸、油斑;②粉砂岩以上级别岩心;③单砂层厚度为0.4 m以上;④取心收获率为95%以上。5口井中每个层段的收获率基本为100%,岩心长度为5.01~8.80 m,见油显示总心长为0.79~4.27 m,储层测井有效

表1 苏北盆地5口取心井见油岩心统计结果

井号	取心筒次	收获率,%	岩心长度/m	见油显示总心长/m	储层测井有效厚度/m	绝对误差/m
关X5	1	98.79	8.17	3.94	3.90	-0.04
	4	100	8.52	3.48	3.52	0.04
关X6	1	100	8.56	2.83	2.40	-0.43
	2	100	8.53	4.27	4.00	-0.27
关X7	1	100	5.01	0.79	0.65	-0.14
	2	100	8.80	2.48	2.87	0.39
关X7-3A	1	100	7.65	1.83	1.00	-0.83
	2	100	8.61	2.18	2.75	0.67
关X8	1	100	6.77	3.94	4.40	0.46
合计			70.62	25.74	25.49	-0.15

厚度为0.65~4.4 m,绝对误差为-0.83~0.67 m,平均值为0.36;岩心总长度为70.62 m,其中见油显示总长度为25.74 m,储层测井有效厚度为25.49 m,绝对误差为-0.15 m,层划准率为100%<sup>[7,10-12]</sup>。确定的有效厚度解释标准实际应用效果较好,具有较强可行性。

## 3 结束语

致密砂岩油藏储层相对于致密砂岩气藏,虽然物性较好,但相对于常规油藏其低孔低渗透的特征,在确定有效厚度的时候,小误差却可能导致结论的错误,为经济有效的开发必须对致密砂岩油藏有效厚度下限进行研究。结合储层四性关系分析,在核磁共振、试油、压汞、测井曲线等资料的基础上,对苏北盆地阜宁组和戴一段致密砂岩油藏运用核磁共振法、经验统计法、最小孔喉流动半径法等5种方法确定储层物性下限,孔隙度为4.65%,渗透率为 $0.045 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;储层电性下限为: $\Delta t \geq 66 \mu\text{s}/\text{ft}$ ,  $R_t \geq (-1.04\Delta t + 87.6)$ ,  $GR \leq (1.27\Delta t - 23.82)$ 。确定的储层物性下限方法综合全面,见油岩心长度和测井解释有效厚度的对比发现绝对误差为-0.15 m,层划准率为100%,此标准与实际资料吻合较好,能较准确地反映储层有效厚度的真实情况。

### 参考文献:

- [1] 胡林楠,赵靖舟.致密砂岩气藏有效厚度确定方法及应用探讨[J].天然气地球科学,2013,24(1):69-77.
- [2] 魏海峰,凡哲元,袁向春.致密油藏开发技术研究进展[J].油气地质与采收率,2013,20(2):62-66.
- [3] 窦宏恩,马世英.巴肯致密油藏开发对我国开发超低渗透油藏的启示[J].石油钻采工艺,2012,34(2):120-124.
- [4] 高兴军,宋子齐,程仲平,等.影响砂岩油藏水驱开发效果的综合评价方法[J].石油勘探与开发,2003,30(2):68-69.
- [5] Sullivan K B, McBride E F. Diagenesis of sandstones at shale contacts and diagenetic heterogeneity, Frio Formation, Texas [J]. AAPG Bulletin, 1991, 75(1): 121-138.
- [6] 岳绍飞,刘杰,马丽娜,等.福山凹陷流沙港组三段储层四性关系及有效厚度下限标准[J].油气地质与采收率,2013,20(4):42-45.
- [7] 柳锦云.低渗透油藏有效厚度下限标准研究[J].海洋石油,2008,28(3):70-73.
- [8] 刘桂玲,孙军昌,熊生春,等.高邮凹陷南断阶特低渗透油藏储层微观孔隙结构特征及分类评价[J].油气地质与采收率,2013,20(4):37-41.
- [9] 王志战,许小琼,周宝洁.孔隙流体核磁共振弛豫特征及油水层识别方法[J].油气地质与采收率,2011,18(2):41-44.

(下转第72页)