

致密砂岩气藏储层物性上限界定与分布特征

王朋岩¹,刘凤轩¹,马 锋²,杨 勉¹,林益康³,卢 冲⁴

(1. 东北石油大学 地球科学学院,黑龙江 大庆 163318; 2. 中国石油 石油勘探开发研究院,北京 100083; 3. 中国石油 青海油田分公司 勘探开发研究院,甘肃 敦煌 736202; 4. 中国石油 青海油田分公司 采油一厂,青海 茫崖 816499)

摘要:致密砂岩气成藏形成过程受到砂岩储层低孔、低渗特点的控制,人们已经认识到只有在某一上限值以下的储层中才会形成大面积低丰度的致密砂岩气聚集,但这一界限值一直缺少公认的标准。通过收集国内外典型致密砂岩气藏实测储层物性数据,经过统计分析,研究致密储层渗透率、孔隙度分布规律,总结致密物性的形成原因和致密砂岩气成藏特征。数据分析结果表明国内外典型致密砂岩气藏常规测试渗透率有超过80%的数据点小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。经过校正的原地渗透率值比常规渗透率低一个数量级。据此可以用常规渗透率 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 作为致密砂岩储层物性上限,具有合理性和可操作性。通过统计全球致密砂岩气藏数据,认识到致密砂岩储层形成环境多样,深度跨度大,地质年代差异大。构造活动、沉积环境和成岩作用是形成储层致密的主要原因,但在各个盆地具体表现各有不同。通过气源、构造活动强度和储层致密程度可以圈定致密砂岩气的分布范围。

关键词:常规渗透率;原地渗透率;储层物性;致密砂岩气

中图分类号:TE121.1

文献标识码:A

Upper limit and distribution of physical property of tight gas sandstones

Wang Pengyan¹, Liu Fengxuan¹, Ma Feng², Yang Mian¹, Lin Yikang³, Lu Chong⁴

(1. School of Earth Sciences, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China; 2. Exploration and Production Research Institute, PetroChina, Beijing 100083, China; 3. Exploration and Production Research Institute, PetroChina Qinghai Oilfield Company, Dunhuang, Gansu 736202, China; 4. No. 1 Oil Production Plant, PetroChina Qinghai Oilfield Company, Mangya, Qinghai 816499, China)

Abstract: The formation of tight gas is controlled by the low porosity and permeability of sandstone reservoirs. It has been recognized that the accumulation of pervasive low abundance tight gas is possible only when the porosity and permeability of reservoir is above a certain limit value. However, there are no widely accepted criteria for defining this limit value. Based on collection of the measured reservoir property of both domestic and international typical tight gas sands, we studied the statistical distribution patterns of permeability and porosity of tight reservoirs, and analyzed the causes for reservoir tightening and the characteristics of tight gas accumulation. Data show that over 80% routine permeability data points have a permeability less than $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. The corrected in-situ permeability is about one order of magnitude lower than the routine permeability. Taking the routine permeability value of $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ as the upper limit of tight gas sands is reasonable and practical. Statistics of tight gas sands over the world shows that tight sandstone reservoirs have diversity of sedimentary environments, large depth span, and long time range in geological age. Tectonic activity, sedimentary environment and diagenesis are the main factors for the formation of tight reservoir, but they play a different role in different basins. The distribution of tight gas sands can be delineated by analyzing source rock, tectonic movements and reservoir tightness.

Key words: routine permeability, in-situ permeability, reservoir physical property, tight gas

1 致密砂岩气藏概念及划分标准现状

致密砂岩气是非常规天然气的一种,分布面积广,储量规模大,是当前常规油气资源的重要补充,受到研究人员和世界各大油气企业广泛重视^[1-3]。

致密砂岩气以砂岩储层致密为主要特点。“致密”是一个描述性的词语,对于不同国家、学者在不同的历史时期都有不同的定义。1980年美国联邦能源管理委员会(FERC, Federal Energy Regulatory Commission),根据“美国国会1978年天然气政策法(NGPA)”的有关规定,确定致密气藏的注册标准是渗透率低于

收稿日期:2013-08-10;修订日期:2014-01-10。

第一作者简介:王朋岩(1970—),男,教授,石油与天然气地质。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05028-002);黑龙江省普通高等学校青年学术骨干支持计划项目(1155G03)。

$0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 这个标准用来定义一口致密储层气井是否需要缴纳联邦税或州税。Law 对致密气物性上限的界定与此相同^[4]。Spencer 认为应以原地渗透率 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 作为致密储层上限^[5]。

德国石油与煤科学技术协会(DGMK, German Society for Petroleum and Coal Science and Technology)宣布致密气藏指储层平均有效气渗透率小于 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的气藏, 英国将储层渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的气藏定义为致密气藏^[6]。

美国地质勘探局(USGS, United States Geological Survey)认为致密气藏是圈闭于矿物高度混杂的砂岩、页岩或石灰岩地层中, 具有很低的渗透率和孔隙度。常规天然气钻井之后可以很容易开采, 而致密气藏天然气需要采用水力压裂等措施才能有效开采。Holditch 认为致密气藏是指需经大型水力压裂改造措施, 或者是采用水平井、多分支井, 才能产出工业气流的气藏^[7]。此类定义回避了具体的物性界限参数。

致密砂岩气在北美已经得到充分的开发利用, 美国致密砂岩气产量占据非常规天然气生产的主导地位。2008年, 美国900个气田中致密气生产井超过40 000口, 年产气量为 $1 880 \times 10^8 \text{ m}^3$, 占美国陆上天然气产量的三分之一^[8]。据国际能源机构(IEA, International Energy Agency)估算, 世界范围内天然气剩余技术可采储量中, 致密砂岩气储量为 $76 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 占非常规天然气的23%, 占总天然气资源的10%, 具有很大资源潜力(数据截止2011年)^[9]。

从国内外致密砂岩气勘探、开采的历史来看, 总是先发现气藏, 然后学者和部门针对气藏的特点进行各种描述和研究^[10-12]。到目前为止, 得到学者和部门普遍认可的致密砂岩气盆地(气田)主要集中于北美^[4], 包括阿尔伯达盆地(艾尔姆华士 Elsworth、牛奶河 Milk River、霍德利 Hoadley 三大气田), 以及美国的圣胡安、尤因塔、皮申斯、丹佛、大绿河、粉河、风河、Washakie、Sand Wash 等盆地。中国鄂尔多斯盆地、四川盆地也已发现丰富的致密砂岩气资源^[1,13]。

通过实际致密砂岩气盆地储层物性测试数据的分析, 可以了解致密砂岩物性的分布规律, 探讨现有物性界限的合理性, 充分理解致密砂岩的资源特点, 为寻找、利用致密砂岩气资源打好基础。

2 典型致密砂岩气藏储层物性特征与上限界定

致密砂岩气藏储层物性是勘探开发过程中最受关注的参数, 目前普遍认可其致密属性, 但很明显, 实际地质条件复杂, 测试数据数量众多, 其值绝不可能是一个固定的数值。

2.1 地表标准条件下致密砂岩储层物性分布特征

国外测试原始数据来自“Analysis of Critical Permeability, Capillary Pressure and Electrical Properties for Mesaverde Tight Gas Sandstones from Western U. S. Basins”项目, 由“University of Kansas Center for Research, Inc”完成^[14]。

美国西部落基山地区致密砂岩气占美国致密气资源的70% ($6.83 \times 10^{12} \text{ m}^3$)^[14]。样品采自该区7个致密气盆地(Washakie, Uinta, Piceance, Greater Green River, Wind River, Powder River 和 Sand Wash), 这些盆地构造背景相同, 沉积环境近似, 白垩纪 Mesaverde 组砂岩是该区主力储层。样品来自46口钻井。项目提供的基础数据库包括常规孔隙度(2 100点)、常规渗透率(2 073点)和原地渗透率(2 062点)。

常规渗透率测试条件为: 围压4.14 MPa, 稳态氮气介质, 上游压力0.138~2.760 MPa(20~400 psi), 下游压力为大气压力。在常规渗透率频率分布图(图1)上数据点分布在 $(0.0001 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 范围, 以 $(0.1 \sim 0.001) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 区间样品点最多。累加频率分布曲线表明, 有85%的数据点都小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。约10%的数据点大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 高值达到数百 $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这一结果表明总体低渗是北美致密气的典型特征, 总体低渗的背景下, 仍有部分渗透率值较高, 这部分储层对于天然气生产具有重要意义。

北美典型致密气盆地致密储层孔隙度测试数据点分布在0~26%范围(图2), 从累加频率曲线上看有80%的实测孔隙度值小于10%。有20%的孔隙度数据在10%~26%。孔隙度分布不如渗透率集中, 多数数据点平均分布在0~12%范围内。

鄂尔多斯盆地苏里格气田上古生界储层实测常规渗透率在 $(0.0001 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 数据分布最多的

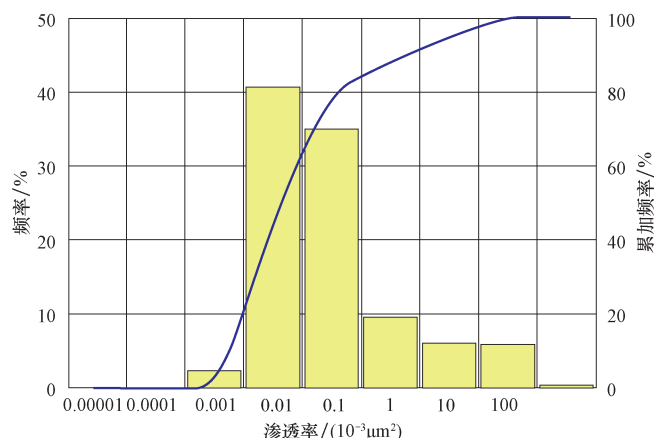


图1 北美典型致密砂岩气盆地致密砂岩常规渗透率分布
Fig. 1 Distribution of routine permeability values from typical tight gas basins in North America

区间是 $(0.01 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图3)。累加概率分布曲线同样可以看出有80%的数据点渗透率值小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 另有20%的数据点在 $(0.1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

孔隙度实测数据表明数据点分布在 $0 \sim 20\%$ (图4), 分布最多的区间是 $4\% \sim 8\%$, 对应于85%累加概率曲线位置的孔隙度值是10%左右。

2.2 原地条件下致密砂岩储层物性分布特征

与常规储层不同,致密砂岩储层渗透率对应力很敏感。前人实验表明:上覆压力由常压增至 $3.5 \sim 35 \text{ MPa}$ 时,渗透率可降至原来的 $1/2 \sim 1/100$ [15]。这种减少主要是受气体滑脱(Klinkenberg修正)、围压、盐水饱和度等综合因素的影响而引起的。

气体滑脱是孔隙介质中非层状气流效应的伴生现象。当平均岩石孔喉半径达到气体分子的平均自由程(free path)尺寸时,单气体分子在接触岩面时速度趋于加速或“滑脱”。如果忽略这种气体滑脱效应,就会过高地估计岩石渗透率[16]。这种现象对以小孔喉为

特征的低渗透或致密含气砂岩特别有意义。

Klinkenberg 最先提出了在低渗透储层的孔隙介质中存在气体滑脱效应[16]。气体渗透率是平均岩心压力的函数,气体渗透率会在有限平均压力下接近一个极限值。可以用测量的渗透率与平均压力倒数曲线上的直线截距计算这个有限的渗透率值,称为等效流体渗透率或校正的 Klinkenberg 渗透率。

北美落基山地区7致密气盆地致密砂岩储层原地渗透率测试条件为围压 27.6 MPa , 根据 Klinkenberg 气滑脱原理测试系列数据后通过外推获取原地渗透率数据[14]。

经过校正的原地渗透率分布显示数据在 $(0.00001 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 范围内(图5),以 $(0.0001 \sim 0.01) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 最多,累加频率分布曲线上可见80%的数据点小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这一数据比未经校正的常规渗透率将近小了一个数量级。

原地孔隙度的测试结果(图6)显示,随围压增加,在围压小 3 MPa 范围内孔隙度快速减小,在 $3 \sim 30 \text{ MPa}$

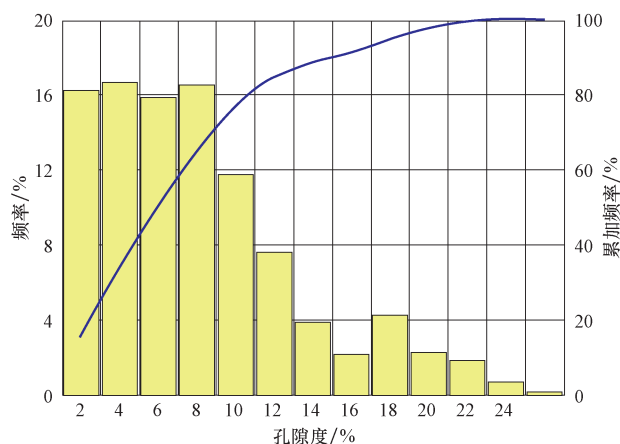


图2 北美典型致密砂岩气盆地致密砂岩孔隙度分布
Fig. 2 Distribution of routine porosity values from typical tight gas basins in North America

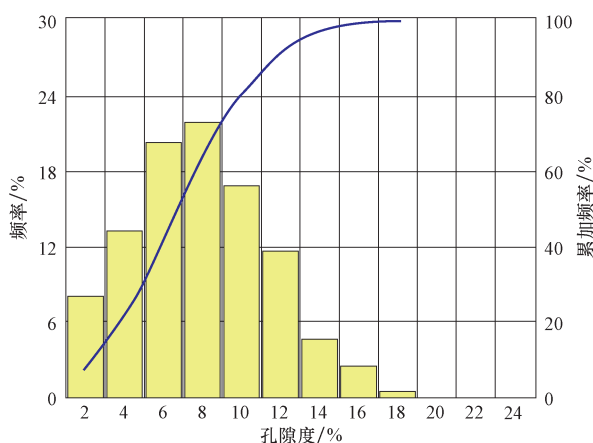


图4 鄂尔多斯盆地上古生界致密砂岩储层孔隙度分布
Fig. 4 Distribution of routine porosity values from the Upper Paleozoic tight sandstone in Ordos Basin

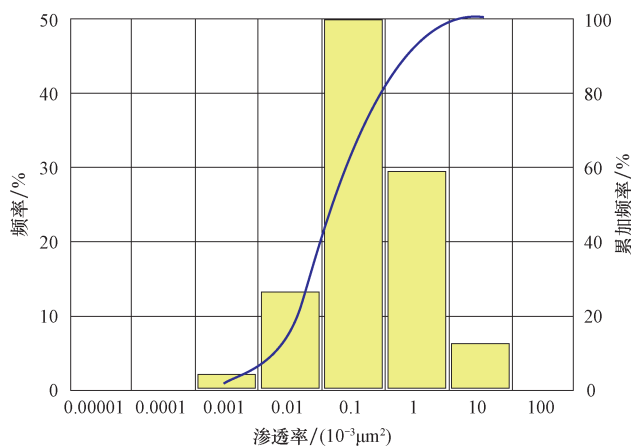


图3 鄂尔多斯盆地上古生界致密砂岩储层渗透率分布
Fig. 3 Distribution of routine permeability values from the Upper Paleozoic tight sandstone in Ordos Basin

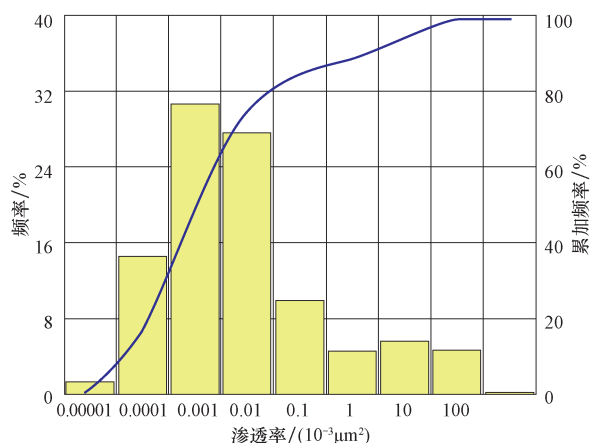


图5 北美典型致密气盆地致密砂岩储层原地渗透率分布
Fig. 5 Distribution of in-situ permeability values from typical tight gas basins in North America

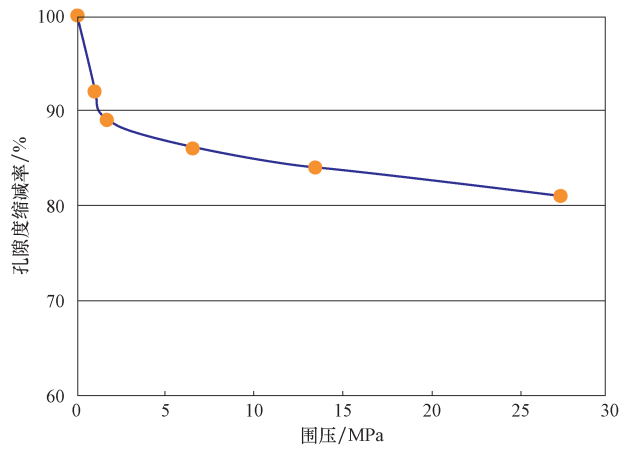


图 6 北美典型致密气盆地致密砂岩储层孔隙度与压力的关系
Fig. 6 Relationship between porosity and pressure in tight sandstone reservoirs from typical tight gas basins in North America

范围内,孔隙度缩减的幅度减缓,大致在 2 500 ~ 3 000 m 埋深范围,孔隙度达到原来的 80%。与渗透率相比,压力对孔隙度的影响不是很显著。这可能是因为围压对渗透率的影响是归结于连接大孔隙的狭窄喉道的变化。在应力作用下,如果孔隙直径下降 50% ~ 70%,渗透率就要下降 10% ~ 40% 倍。

2.3 致密砂岩储层物性上限值的建议方案

致密砂岩气藏已经大规模投入开发,对其物性特征也有了较清楚认识,但学术界在具体物性界限值方面仍未统一。本文拟提出两个建议。首先建议以常规渗透率为标准。常规渗透率测试方法规范,在世界范围内具有可比性,可用数据量也比较多。原地渗透率测试涉及到 Klinkenberg 效应的校正,与压力、流体、岩石特征都有关系,测试和计算过程都比较复杂,可获得的数据较少,不利于广泛对比和利用。北美 7 个盆地的测试结果显示原地渗透率比常规渗透率约小一个数量级。在成藏机理研究和气田开发生产等领域可以采用原地渗透率,以求更真实地反映地下情况。其次,为

了与现阶段认识接轨,在现有数据支持下,建议以常规渗透率 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为界限。如果某气藏测试常规渗透率值 80% 都小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,则可认为是致密砂岩气藏。至于孔隙度建议不作为主要界限参数。从数据统计分布规律来看,渗透率 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 对应的孔隙度数值为 10%,具统计意义。

3 致密储层分布特点、成因机制及气藏界定原则

3.1 全球致密砂岩储层分布特征

随着全球范围致密砂岩气藏的开发利用,人们发现没有完全一样的致密气藏。致密砂岩气藏可以埋藏很深,也可以很浅;可以高压也可以低压;可以高温也可以低温;可以是席状砂也可以是透镜状;可以是均质的,也可以是非均质的;可以是一个单层,也可能有多套储层^[12]。已发现致密砂岩气藏的共同特点显示:储层以砂岩为主,物性差(平均骨架渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),面积大,构造平缓(地层倾角小于 2°),广泛含气,没有明显的气水界面,如表 1 所示。

3.2 典型致密气田储层岩性、物性特征

1) 牛奶河气田

阿尔伯达盆地牛奶河气田致密砂岩气储层为晚白垩世桑托阶—坎佩尼阶牛奶河组砂岩。沉积环境为风暴相陆棚至前三三角洲。埋深约 594 m。

牛奶河组储层由泥质、长石质、岩屑质粉砂岩、细砂岩组成。粉砂岩和砂岩富含泥质,与蒙托石组成的粘土层呈互层分布^[17]。自生粘土矿物包括混层伊利石—蒙脱石和高岭石,也存在蒙脱石/海绿石。菱铁矿呈细到粗的晶体,填充在孔隙内成为胶结物或结核。方解石作为嵌晶胶结物出现,整个储层中都有黄铁矿分布。局部高孔隙主要来自骨架溶解。牛奶河地层岩

表 1 世界主要致密砂岩气田储层基本特征

Table 1 Basic reservoir characteristics of the major tight gas sands in the world

油田	Blanco	Elmworth	Hoadley	Jonah	Milk River	Wattenberg	苏里格
面积/km ²	3 467	5 000	4 000	97	17 500	2 600	37 850
构造倾角/(°)	0 ~ 6	1	0.5	2	<0.1	<0.1	<1
储层厚度/m	122 ~ 274	152 ~ 183	20 ~ 30,最大 37	853 ~ 1 280	61 ~ 91	23 ~ 45	31
产层厚度/m	0 ~ 49	61 ~ 91	6 ~ 15,最大 25	340.8 ~ 488	9.1	3 ~ 15	5 ~ 10
孔隙度/%	4 ~ 14,平均 9.5	8 ~ 12	8 ~ 14,最大 20	8 ~ 14	10 ~ 26,平均 14	8 ~ 12	8.5
渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.3 ~ 10	0.5 ~ 5 000	0.5 ~ 10,最大 200	0.01 ~ 1	<1,最大 250	0.005 ~ 0.05	0.4 ~ 36
水饱和度/%	10 ~ 70,平均 29	30 ~ 50	25 ~ 40	30 ~ 47		44	50 ~ 75
可采储量/(10^8 m^3)	4 813	4 813	1 841	654	3 114	566 ~ 934	6 209

心孔隙度 10%~26% (平均 14%)。平均岩心渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (最大 $250 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。

牛奶河组砂岩致密的主要原因是沉积形成的高泥质含量降低了储层渗透率,增加了无效孔隙度和吸附水。

2) 圣胡安盆地布兰科气田

布兰科气田致密砂岩气储层为上白垩统 Mesaverde 组砂岩。其中 Point Lookout 和 Cliff House 是二套主力产气层。形成环境为滨海平原、砂坝和港湾。埋深 1 600~2 100 m。

储层岩性为极细粒到中粒的泥质长石砂岩、岩屑砂岩和长石岩屑砂岩^[18]。普遍见到自生石英和钾长石,孔隙内充填了方解石和正交晶的白云岩胶结物。粘土含量范围从 5%~14%,粘土以孔隙附着和孔隙充填的形式出现,还会以碎屑岩岩屑的形式出现。在多数样品中,孔隙度范围在 4%~14%,整个储层的平均孔隙度在 9.5%。岩石基质渗透率大概在 $(0.01 \sim 8) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,在 Point Lookout 地层平均值为 $2.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,而在 Cliff House 地层中为 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

碎屑颗粒中泥质含量高,同时成岩作用形成的自生高岭石和假基质充填了孔隙,是低渗透率砂岩形成的主要原因。

3) 鄂尔多斯盆地苏里格气田

鄂尔多斯盆地苏里格气田储层为上古生界致密砂岩^[19-20]。中、上石炭统主要为滨岸、海湾-潟湖沉积,二叠系主要为河流-三角洲-湖泊相,其中山西组主要为三角洲相,石盒子组为河流-三角洲相。埋深一般 1 000~3 000 m,西部深凹陷可达 4 000 m 以上,砂岩厚度 100~150 m。

苏里格气田盒 8 段和山 1 段为石英砂岩和岩屑砂岩,颗粒以中粗砂为主,砂岩的分选很差;杂基含量高,粘土杂基含量最高可达 49%。孔隙度平均值一般小于 12%,渗透率低于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。在中三叠世早期至晚三叠世末期快速沉降阶段的机械压实作用直接导致了砂岩储层的压实定型,是储层低孔、低渗的主要原因。方解石、石英、自生粘土(高岭石、绿泥石、伊利石和伊蒙混层)和少量沸石类的胶结加剧了这种趋势。

3.3 致密砂岩储层致密原因

砂岩低渗透是孔隙喉道狭窄的结果。填充孔隙的物质可以是沉积过程中形成的杂基,也可以是成岩过程中的自生泥质、铁质、硅质、钙质胶结物。

导致砂岩物性致密的原因可能很多。可以从 3 个方面考虑:沉积作用、成岩作用和构造作用。

致密砂岩气藏的沉积条件表现为沉积、沉降迅速,

碎屑物质成分复杂,分选不好,泥质含量高。低能环境下如深海盆地、泛滥平原的天然堤位置,容易形成细砂、粉砂和粘土沉积,带有大量碎屑粘土基质,通过成岩作用可形成致密储层。高能沉积环境下形成的净砂岩,如果粒间孔被自生胶结物(主要是石英和钙质)胶结也可导储层物性变差^[22]。

成岩作用包括机械压实、压溶作用、胶结作用、交代作用、溶蚀作用等,在各盆地中所起作用程度不同。砂岩中流体没有达到饱和或者无流体充实可以导致低渗甚至致密。岩层与泥岩接触可形成底钙和顶钙,从而使砂岩气藏形成致密的特低渗透带。成岩作用总体降低有效孔隙度,同时降低岩石渗透率。

致密砂岩分布区一般都对应构造稳定地带,地层倾角平缓,断裂和褶皱不发育,流体不活动,有利成岩作用进行。局部地层断裂或变形可以导致裂缝形成,促进“甜点”形成。

3.4 致密砂岩气藏界定原则

USGS 针对连续型气藏资源定义为:①下倾方向缺少气水接触带;②很少或几乎不产水;③产气区域由构造区延伸到向斜区;④异常压力(异常高压或低压);⑤生产井或气显示与构造闭合度无关;⑥储层与源岩紧密接触,有效源岩的界定一般采用镜质体反射率 R_o 大于 1.1% 范围。此种方案明显针对勘探程度较高地区,需要资料较多,比如气水分布、压力分布等等。

在研究中发现致密气资源具有“均质性”的特点,即面积大(连片分布)、控制因素简单(不受构造影响)、储层物性具有确定的范围(渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。据此本文总结出简化的 3 条致密气识别标准:

1) 是否有天然气发现? 如果有发现,则生气条件即可落实,气源岩的有机质丰度、类型、成熟度可保证提供充足气源。

2) 是否构造活动微弱? 构造活动微弱则地层分布稳定,不会形成构造起伏和断裂构造,也就不会引起侧向油气运移聚集,同时保证了保存条件。

3) 储层物性是否致密? 按本文观点,储层物性在小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时天然气在储层中运移困难,不会产生气水分异,也就不会形成下倾方向上明显的气水界面。

如果以上 3 个问题的回答都是“是”,则可落实本区目的层为致密砂岩气藏。

4 结论

当前世界范围已经发现的典型致密砂岩气藏储层物

性偏低,实测常规渗透数据 80%都小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 对应孔隙度为 10%左右。原始地下条件的原地渗透率值约低于常规测量值一个数量级,孔隙度也受压力影响,最大可下降 20%。建议用常规渗透率 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 作为致密砂岩气储层物性的上限值,方便研究与生产,与国内外研究成果可以很好地接轨。

致密砂岩储层分布不受时间、空间、沉积环境限制,分布广泛,形成致密物性的原因也多种多样。沉积过程中可造成碎屑颗粒分选差,泥质含量高;成岩作用压实储层,并形成各种自生胶结物;后期构造运动稳定保持了原有流体特征,促进了致密过程,限制了裂缝带的形成。可以根据天然气显示情况、构造活动情况和储层物性条件三因素落实致密砂岩气藏的范围。

参 考 文 献

- [1] 蔡希源. 深层致密砂岩气藏天然气富集规律与勘探关键技术——以四川盆地川西坳陷须家河组天然气勘探为例[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(006): 707–714.
Cai Xiyuan. Gas accumulation patterns and key exploration techniques of deep gas reservoirs in tight sandstone: an example from gas exploration in the Xujiahe formation of the western Sichuan depression, the Sichuan basin [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(006): 707–714.
- [2] Masters J A. Deep Basin gas trap, western Canada [J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(2): 152–181.
- [3] Law B E, Curtis J B. Introduction to unconventional petroleum systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1851–1852.
- [4] Law B E. Basin-centered gas systems [J]. AAPG bulletin, 2002, 86(11): 1891–1919.
- [5] Spencer C W. Review of characteristics of low-permeability gas reservoirs in western United States [J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(5): 613–629.
- [6] 金之钧, 张金川. 深盆地气藏及其勘探对策 [J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(1): 4–5.
Jin Zhijun, Zhang Jinchuan. Exploration strategy for deep basin gas reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(1): 4–5.
- [7] Holditch S. Tight gas sands [J]. Journal of Petroleum Technology, 2006, 58(6): 86–93.
- [8] 胡文瑞, 翟光明, 李景明. 中国非常规油气的潜力和发展 [J]. 中国工程科学, 2010, 12(5): 25–29.
Hu WenRui, Zhai Guangming, Li Jingming. Potential and development of unconventional hydrocarbon resources in China [J]. Engineering Sciences, 2010, 12(5): 25–29.
- [9] U. S. Energy Information Administration. Natural Gas Annual [DB/OL], U. S. Department of Energy, 2011, <http://www.eia.gov>.
- [10] 郭迎春, 庞雄奇, 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.
Guo Yingchun, Pang Xiongqi, Chen Dongxia, et al. Progress of research on hydrocarbon accumulation of tight sand gas and several issues for concerns [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(6): 717–724.
- [11] 金之钧, 张金川, 王志欣. 深盆地气藏关键地质问题 [J]. 地质论评, 2003, 49(4): 400–407.
Jin Zhijun, Zhang Jinchuan, Wang Zhixin. Some Remarks on Deep Basin Gas Accumulation [J]. Geological Review, 2003, 49(4): 400–407.
- [12] 邹才能, 陶士振, 袁选俊, 等. 连续型油气藏形成条件与分布特征 [J]. 石油学报, 2009, 30(3): 324–331.
Zou Caineng, Tao Shizhen, Yuan Xuanjun, et al. The formation conditions and distribution characteristics of continuous reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 324–331.
- [13] 傅诚德. 鄂尔多斯深盆地气研究 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2001.
Fu Chengde. The study of deep basin gas in the Ordos basin [M]. Beijing: Petroleum industry press, 2001.
- [14] University of Kansas Center for Research, Inc. Analysis of Critical Permeability, Capillary Pressure, and Electrical Properties for Mesaverde Tight Gas Sandstones from Western U. S. Basins [DB/OL]. Office of Fossil Energy U. S., 2009. <http://www.kgs.ku.edu/mesaverde/datalist.html>.
- [15] Jones F O, Owens W W. A laboratory study of low-permeability gas sands [J]. Journal of Petroleum Technology, 1980, 32(9): 1631–1640.
- [16] Byrnes A P. Reservoir characteristics of low-permeability sandstones in the Rocky Mountains [J]. The Mountain Geologist, 1997, 34(1): 39–51.
- [17] Drees N C M, Mhyr D W. The Upper Cretaceous Milk River and Lea Park formations in southeastern Alberta [J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 1981, 29(1): 42–74.
- [18] Pritchard, R L. History of Mesaverde development in the San Juan Basin. Four Corners Geological Society Memoir Book [M]. Four Corners Geological Society, 1973, 174–177.
- [19] 赵靖舟, 白玉彬, 曹青, 等. 鄂尔多斯盆地准连续型低渗透—致密砂岩大油田成藏模式 [J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(6): 811–827.
Zhao Jingzhou, Bai Yubin, Cao Qing, et al. Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: a new pattern for large tight sand oilfields in the Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(6): 811–827.
- [20] 王晓梅, 赵靖舟, 刘新社, 等. 苏里格气田西区致密砂岩储层地层水分布特征 [J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(5): 802–810.
Wang Xiaomei, Zhao Jingzhou, Liu Xinshe, et al. Distribution of formation water in tight sandstone reservoirs of western Sulige gas field, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(5): 802–810.

(编辑 董立)