

四川盆地二叠统气藏储层模式的再认识*

陆正元 陈立官 王洪辉

(成都理工学院油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川成都 610059)

四川盆地二叠统灰岩储层中,较大储量缝洞系统以东吴期暴露溶蚀形成的管道状溶洞系统为主要储集空间。第三纪喜山运动产生构造裂缝,使致密灰岩具有较高渗滤能力,但在深埋条件下不具备产生较强岩溶作用形成大型溶洞的条件。缝洞系统是在东吴期古溶洞系统基础上,经埋藏后充填和溶解,最后由喜山期构造裂缝改造而成。储层地质模式可描述为东吴期管道状溶洞系统与喜山期构造裂缝网络的组合。在东吴期古岩溶发育区,单斜或向斜区同样存在有待于进一步钻探的缝洞系统。

关键词 缝洞储层 模式 古岩溶 碳酸盐岩 四川盆地

第一作者简介 陆正元 男 36岁 副教授 储层地质及开发地质

四川盆地二叠统气藏储层形成比较有代表性的观点是“先暴露后溶蚀”^[1,2],即下二叠统经第三纪喜山运动褶皱抬升形成背斜和断层过程中产生构造裂缝,然后在深部岩溶条件下沿裂缝形成岩溶缝洞。储层模式描述为以构造裂缝网络为主,沿裂缝交叉处发育少量溶洞,裂缝既是渗滤通道,也是主要储集空间。实践证明,有利裂缝发育部位有较高的气井成功率,但获得储量却相差悬殊。为了能钻获较大储量,有必要对下二叠统储层地质模式再认识,诸如储层储集空间主要是溶洞还是裂缝;溶洞的形成主要属喜山期深部岩溶还是东吴期暴露溶蚀等。这些必然对勘探开发中有利地区的选择产生重大影响,尤其在背斜构造高部位已基本钻探完后,能否有充分依据地在单斜或向斜区寻找天然气,具有重要意义。

1 基本特征

四川盆地于二叠纪前的云南运动形成了由不同地层组成的准平原化基底,在此基础上广泛海侵沉积了下二叠统开阔海台地相碳酸盐岩沉积,以假整合分别超覆于石炭、泥盆、志留系或更老地层之上^[3]。下二叠统自下而上可分为梁山组、栖霞组和茅口组。梁山组为一套陆相或海陆过渡相沉积,为绿灰色铝土质泥岩夹黑色页岩、泥质细砂岩、碳质页岩及煤线,厚度3~23 m。栖霞组为海相碳酸盐

岩沉积,厚度100~200 m,可分两段,下部(栖霞组一段)为深灰色中层至块状泥晶灰岩,泥质较重;上部(栖霞组二段)为浅灰色亮晶生物灰岩。茅口组厚度200~300 m,可分为四段,下部(茅口组一段)为灰色灰岩、泥质灰岩夹黑色页岩,具眼球状构造;中部(茅口组二段)为灰色厚层块状灰岩,含少量泥质;上部(茅口组三段)为灰白色块状灰岩、生物灰岩;顶部(茅口组四段)为灰色灰岩,夹生物灰岩,含少量泥质。

早二叠世末东吴运动抬升后茅口组遭受不同程度剥蚀,之后沉积了上二叠统龙潭组煤系。二叠纪后四川盆地又接受了早、中三叠世的海相碳酸盐岩沉积和晚三叠世、侏罗纪、白垩纪和第三纪的陆相沉积,其间盆地内发生了印支运动、燕山运动和喜山运动,现今盆地褶皱构造主要是第三纪的早喜山运动形成。

下二叠统本身就是气源岩,为自生自储^[4]。储层基质岩块的孔隙度极低,渗透性能极差,不具储渗价值。溶洞和裂缝是天然气局部富集的主要储集空间和渗滤通道。通常将储集层中相互连通的裂缝及洞穴,并被致密岩体所包围的连通体系称为缝洞系统。致密岩体本身及上二叠统龙潭组构成盖层,致密岩体的隔挡形成了下二叠统中的多缝洞系统。

2 溶洞——主要储集空间

通常认为下二叠统缝洞系统中裂缝既是渗滤通道,也是主要储集空间。确实有不少高产气井或

* 油气藏地质及开发工程国家重点实验室资助(9603)

收稿日期:1998 10 25

不少较大储量缝洞系统中均无溶洞显示,天然气完全依靠井身裂缝储集。但是不应仅用井孔钻遇的储层性质来描述整个缝洞系统的储集空间特征,裂缝提供的储集空间有限,较大储量缝洞系统以溶洞为主要储集空间,裂缝则起渗滤作用。

2.1 储集空间以溶洞系统为主

国外统计资料表明砂岩或碳酸盐岩裂缝孔隙度都在0.1%~0.3%之间^[3]。四川盆地自流井、阳高寺、纳溪和老翁场等构造332.2 m的岩芯统计,下二叠统灰岩裂缝孔隙度为0.03%~0.14%;井下缝洞发育厚度也不大,由双侧向低电阻率反映的产层缝洞发育层段厚度为4~33 m,平均14.5 m^[5];再考虑到缝洞系统的发育面积不大,故由裂缝提供的储集空间有限。

中梁山煤矿茅口组灰岩巷道缝洞调查^[3]对认识地下储集性质有重要作用。巷道所在的中梁山背斜是华蓥山褶皱带中的一个分支。1960年9月炸开巷道中的一号溶洞时,强大的天然气流从直径约0.2 m的洞口涌出,2小时后测算日产气 $63.6 \times 10^4 \text{ m}^3$,估计地层压力为2 MPa,生产半年后测得压力为0.4 MPa,后封堵接管线排气,至1965年底累计采气量 $2\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$,天然气性质及储存体积与井下气藏相似。

缝洞调查发现,茅口组灰岩巷道中平均每平方米有裂缝4.3条,有斑块和洞穴0.9个,平均面缝洞孔隙度为0.8%,但这些缝洞大都被方解石填充,张开的面缝洞孔隙度只有0.02%~0.04%。I号缝洞系统长650~770 m,宽60~70 m,缝洞率为0.8%。取缝洞发育厚度为200 m,则缝洞空间的最大体积为 $78.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ (若取张开的缝洞孔隙度0.04%,则体积更小)。按当时打开时地层压力约2 MPa计,则能聚集的天然气储量最大值为 $157 \times 10^4 \text{ m}^3$,仅仅是1965年底累计采气量的7.85%,这表明缝洞系统中天然气的主要储集空间不是裂缝及其派生溶孔,而是大型的溶洞。巷道揭示一号溶洞为高1.75 m,底长2.5 m和斜边3.6 m的近似三角形,洞体向上高6~7 m渐向西转,向下8~10 m渐向东,深不见底。可以推论较大储量缝洞系统均应有溶洞发育,裂缝的作用主要是提供渗滤通道和扩大连通范围,溶洞系统是主要储渗空间。

2.2 溶洞系统是高产稳产的关键

钻在溶洞或溶洞附近的井均高产稳产。有些产气的缝洞系统中未见溶洞,但并不代表裂缝为主

要储气空间,推测应是通过裂缝与井筒较远处的溶洞相沟通。川南储量最大的宋1井系统中,至1993年底,钻遇溶洞或溶洞附近的宋1,8,2,9井单井采出气量占本系统累计采气量的86%;宋2,15,8,9井单井采出水量占本系统累计采水量的96%;而裂缝产气的宋4,5井采出气、水量很少。川西南自2井系统为四川盆地下二叠统中储量最大的系统,该系统包括4口气井,自2井在栖霞组一段放空4.45 m,其他气井均未钻遇溶洞。自2井单井采出气量占本系统累计采气量的90%,已采气量占地下储量的85%左右,其他3口井则产气情况不佳。卧龙河构造卧67井是川东地区下二叠统钻获的最大储量缝洞系统,包括卧83,93井,当钻至茅口组二段时发生强烈井喷,在井喷之前钻时明显降低,意味着该井即将钻达溶洞或钻在溶洞附近。与其属同一系统的卧83井更靠近高点、长轴,且在下二叠统中钻遇3条断层,该井测试产量虽高但不稳定,卧67井系统中采出的大量天然气主要由卧67井采出。

低产气井酸化压裂后能否高产稳产,往往取决于是否与井底附近的溶洞空间沟通。赤水太12井比较具有代表性,该井位于太和场构造北翼鼻突,1979年8月投产至1992年12月,气、水产量很低,只能不定期生产。1993年1月对产层开展前置液大型酸化压裂,气、水产量明显增加,至年底采出气量和水量分别是过去13年的2倍和8.5倍,原因是该井井筒附近较大溶洞空间在酸化后得以沟通。该井测井资料在2942.5~2944.5 m为一特高自

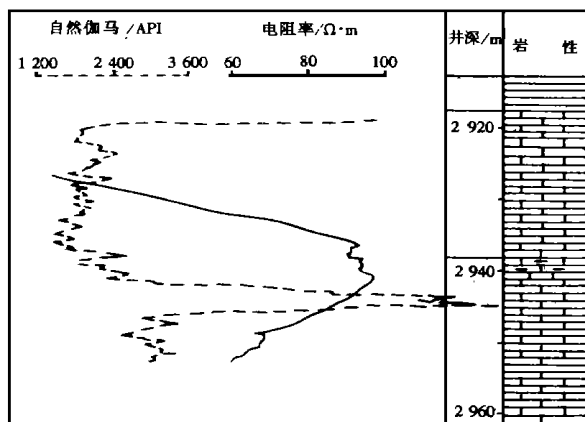


图1 太12井储层自然伽马测井曲线

Fig. 1 Gamma ray log curve in Tai-12 well reservoir

然伽马异常段(图1),其自然伽马值接近上覆龙潭组泥岩,反映井底周围存在一高含放射性物质充填

的溶洞。同时,太12井开发情况说明钻井中未见放空不等于该缝洞系统中溶洞不发育,溶洞系统的存在是酸化改造效果理想的本质所在,溶洞系统不但提供了主要储集空间,更具有重要的渗滤作用,是气井高产稳产的根本原因。

3 溶洞系统形成于东吴期暴露溶蚀

3.1 喜山期不具备产生强烈岩溶的条件

喜山运动在下二叠统灰岩中产生构造裂缝,使致密灰岩具有较高渗滤能力,但在深埋条件下却不具备产生较强岩溶作用形成大型溶洞的条件,即不可能有大量对碳酸钙不饱和的水体沿构造裂缝流入并溶解碳酸钙后流出。第三纪喜山期褶皱时,下二叠统灰岩已高度致密,地层中孔隙水量极为有限且对围岩已是饱和状态,依靠致密灰岩自身地层水流动难以形成显著的岩溶作用。再者喜山期褶皱运动时,龙潭组泥岩已经历了强烈的压实作用,自由水和大部分结合水的脱出早已完成,因而难以用上覆层供水来解释沿构造裂缝的岩溶作用,尤其是大型洞穴的形成。

大气水渗入深层可以出现在许多褶皱或断陷盆地的晚期阶段,但是下二叠统中缝洞系统普遍为具有较高压力的天然气且相互间有很强分隔性,不可能存在地表水渗入地腹岩层^[6],因而也不能用地表水渗入深层解释岩溶洞穴的成因。只有盆地边缘方可能出现地表水渗入形成的现代深循环岩溶^[7]。

当喜山期构造裂缝或断裂发育在褶皱前存在的古溶洞部位时,可能造成气、水的再次运移、分异和聚集,在这个过程中由于温度的变化或者不同性质的缝洞水相混合导致一定规模的混溶作用^[8],结果在一些地方扩大缝洞,而在另一些地方则由于碳酸盐矿物的过饱和而沉淀导致缝洞部分或全部充填,显然这一过程的关键是褶皱期前的古溶洞发育。

3.2 东吴期古岩溶是较大储集空间的主要成因

碳酸盐岩中溶蚀孔洞的发育往往与区域不整合有关,是直接或间接地暴露在大水气渗流或潜流状态下大气水作用的结果^[9]。早二叠世末东吴运动使下二叠统灰岩抬升,茅口组顶部较长时间暴露地表,经历了大气水影响的表生成岩作用阶段,沉积间断约7~8 Ma。东吴运动不仅引起盆地上升为陆,而且具有拉张性质,又称为峨嵋地裂运

动^[10],可在下二叠统固结灰岩中产生垂直节理或裂隙。峨嵋山玄武岩的喷发可提供大量酸性气体;上二叠统下部的泥炭沼泽相反映出当时气候比较温暖潮湿。所有这些都有利于东吴期岩溶作用的产生,具备形成大型或较大型岩溶洞穴的必要条件。

井下钻遇溶洞可见于下二叠统不同层段的灰岩中,既可在上部的质纯灰岩,也可发育于通常认为构造裂缝不发育的中部茅口组一段泥质灰岩层段,总体上距顶部古侵蚀面越远溶洞越不发育,据统计约50%的钻井放空出现在距侵蚀面顶80 m范围内,说明东吴期古岩溶的控制作用。井下钻遇溶洞区域上以川南、川西南地区为多,主要受控于东吴期在南充至泸州一带形成的一个岩溶最强烈的中央岩溶高地^{*}。目前钻探发现的大储量或较大储量缝洞系统也主要分布在川西南和川南地区西部低缓褶皱区内,宏观上受东吴期古岩溶控制。

4 储层地质模式

根据缝洞系统成因,储层地质模式可描述为东吴期管道状溶洞系统与喜山期构造裂缝网络的组合(图2)。

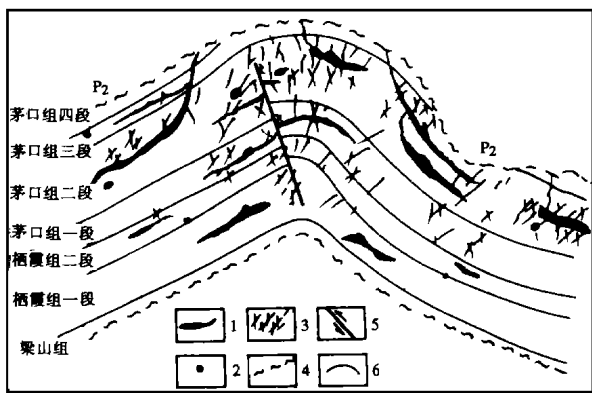


图2 下二叠统储层模式

Fig. 2 Reservoir mode in Lower Permian

1—溶洞(平行剖面); 2—溶洞(垂直和斜交剖面);
3—构造裂缝; 4—不整合; 5—断层; 6—层面

4.1 管道状溶洞系统

岩溶特征和岩溶化程度是各种内外因相互作用的结果,岩层的不同孔渗性能对岩溶特征有重要影响^[9]。茅口组灰岩孔隙度很低,渗透性很差,岩溶作用主要是通过溶蚀扩大节理面和层理层面而

* 宋文海,四川盆地阳新统沉积相及含油气条件研究,1979

发生,形成不受组构限制的较大溶洞和通道,岩溶地下水的流动多为导管流动,溶洞形态也以管道状为主,管径大小不一,最大可达几米,一般长度远大于宽度和高度。这些管道状的洞穴系统具有相对分隔性,自成体系,规模大小不一,它们提供现今缝洞系统中天然气储集的主要空间,也是多缝洞系统的本质所在。埋藏过程中压实、溶解和沉淀加剧了地下溶洞系统相互独立和分割。

4.2 裂缝网络沟通

喜山期裂缝和断裂的发育,将原先连通条件较差或不连通的溶洞系统沟通起来形成更大规模的缝洞系统,同时使缝洞系统的有效展布空间范围有所扩大,这就使得在构造高点、轴部及有利断层等裂缝发育带钻井成功率较高,且往往有较大的天然气储量。原先古岩溶不发育的地带,在应力较强的构造部位和断层带,虽有裂缝发育,但因储集空间较小,难以获得较大储量。

4.3 特殊现象解释

东吴期古岩溶并没有形成较大范围或分布普遍的溶孔溶洞层,而是以管道状溶洞系统为主,正确认识这一重要特征,将不难理解勘探开发中的特殊现象。

4.3.1 短距离内产能和储量相差极大

纳6井垂直井眼因工程事故报废,茅口组未见任何缝洞显示。侧钻中出现钻时明显降低、井漏和2.25 m的钻具放空,后井喷失控喷出巨大的天然气流并获较大天然气储量。该井放空井段与垂直井眼同层水平距离约12 m。如此显著差异一般被举证解释为地下裂缝发育的高度非均质性,笔者认为用斜井眼钻遇了古岩溶洞穴管道来解释更具有说服力。

4.3.2 溶洞往往发育于断层的某一盘

下二叠统中普遍为逆断层,断层造成钻井剖面地层重复,有时在上下盘对应层段均有溶洞发育,较多的是只出现在断层上盘或下盘,但并不是紧靠断点。实际上相当多的断层产气井是通过裂缝或断层与溶洞系统沟通产气,由井身线、溶洞管道线和断面3者的空间搭配关系所决定。茅口组二段以上地层有较高的钻探成功率^[2],除裂缝发育因素外,更重要的是溶洞相对发育,断层重复增加了钻遇溶洞的机会,也增加了裂缝沟通溶洞的机会。

4.3.3 缝洞系统中溶洞的不普遍性

大储量或较大储量缝洞系统中溶洞是主要储渗空间,溶洞系统的管道状特征决定了并不是各井均能钻遇溶洞,钻遇溶洞的只是少数井,钻井中放空现象不会十分普遍。

5 勘探开发意义

褶皱构造作用使地下相互独立的缝洞系统一部分因背斜相对抬升,另一部分则随向斜相对下降。由于致密灰岩的高度分隔性和裂缝发育的局限性,构造作用后气、水并未在区域上或局部构造上分异,分异作用主要在构造裂缝网络和古溶洞系统两者组合、沟通形成的缝洞系统内部进行。不论是背斜构造还是向斜构造,缝洞系统中必然气、水共存。因此,在东吴期古岩溶发育区,单斜或向斜同样存在有待于进一步勘探的缝洞系统。多缝洞系统决定了气藏面积不大,没有区域连片水体存在,地层水能量不大。测试产水或生产中产水并不可怕,地层水产出依赖于天然气弹性驱动,应当积极排出地层水,实施排水找气或排水采气。

研究中得到姜鸿,张富成,张高信,王守冲,周启关,李云和等高级工程师的指导帮助,特此致谢。

参 考 文 献

- 戴弹申,欧振洲. 裂缝圈闭及其勘探方法. 天然气工业, 1990, 10(4): 1~6
- 刘仲宣,夏绍文. 川西南地区阳新统有效裂缝分布规律与布井方法探讨. 天然气工业, 1991, 11(3): 1~7
- 张继铭. 中国石油地质志(卷十): 四川油气区. 北京: 石油工业出版社, 1989. 187~205
- 黄籍中,张子枢. 四川盆地阳新统天然气的成因. 石油勘探与开发, 1982, 9(1): 12~25
- 陆正元. 川东南地区阳新统缝洞储层识别. 天然气工业, 1987, 7(1): 28~32
- 陈立官,张长盛,彭大钧. 高异常地层压力在四川油气地质中的意义和作用. 四川智力开发, 1988, 1(1): 131~146
- 黄华梁,吴葆青. 川南阳新统气藏岩溶成因与气藏分布. 中国岩溶, 1985, 7(4): 297~305
- Plummer L N, Back W. The mass balance approach: application to interpreting the chemical evolution of hydrologic systems. Amer Jour Sci, 1980, 274(1): 61~83
- James N P, Choquette P W. Paleokarst. New York: Springer-Verlag, 1985. 1~14
- 罗志立. 试从地裂运动探讨四川盆地天然气勘探的新领域. 成都地质学院学报, 1983, 10(2): 1~13

(下转第29页)

(3) 影响水驱油效率的主要因素是压力、渗透率、孔隙结构非均质性及视孔喉体积比。

参 考 文 献

1 巢华庆, 许运新. 大庆油田持续稳产的开发技术. 石油勘探与开

发, 1997, 24(1): 34~ 38
2 孙卫, 曲志浩. 砂岩微观孔隙模型在安塞油田水驱油机理研究中的应用. 见: 中国石油天然气总公司开发生产局, 编. 低渗透油田开发技术, 北京: 石油工业出版社, 1994
3 何娟, 孙卫, 谢东宁. 元城油田水驱油效率研究. 西北大学学报 (自然科学版), 1997, 27(增刊): 460~ 463

DISPLACING EFFICIENCY AND AFFECTING FACTORS OF RESERVOIRS
IN YAN’ AN FORMATION, JIYUAN REGION

Sun Wei He Juan
(Northwest University, Xi’ an, Shaanxi)

Abstract

Based on the true micromodels of sandstone, the two-phase displacing process of oil by water of the Jurassic Y-9 and Y-10 oil reservoirs in Fanjiachuan-Yuancheng oilfields was observed. The results show that the displacing efficiency was in inverse proportion to the entering pressure and direct proportion to permeability. The displacing efficiency of Fanzhong area and Y-9~ Y-2 substratum were the best among the three zones and the three substratums of Y-9 reservoirs respectively. The main factors that affecting the displacing efficiency are drive pressure, permeability, the micro-heterogeneity of pore structure and apparent pore-throat volume ratio.

Key Words: Ji yuan Yan, an Formation micromodel displacing-oil efficiency permeability heterogeneity

(上接第 14 页)

REVIEWING THE RESERVOIR MODEL OF LOWER PERMIAN
GAS POOLS IN SICHUAN BASIN

Lu Zhengyuan Chen Liguan Wang Honghui
(State Lab. of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploration, Chengdu College of Technology, Chengdu, Sichuan)

Abstract

The tubular cave system resulted from erosion in Dongwu stage are the main reservoir space of Lower Permian limestone reservoirs in Sichuan Basin. The cave system were burried first, then filled up and eroded and finally reformed by Himalayan tectonic fractures. The geological model of the reservoirs could be described as a combination of tubular caves system of Dongwu stage and Himalaya tectonic fracture network. It is proposed that the place where Dongwua stage cave system developed and the place where uncline and syncling developed should be taken as furthur exploration areas.

Key Words: fissure-cave reservoir model paleo-karst Carbonate rock Sichuan Basin