

文章编号: 0253-9985(2004)03-0324-04

碳酸盐岩气藏出水特征分析 ——以华北油田苏4气藏为例

刘林玉, 柳益群, 李文厚, 陈刚

(西北大学地质系, 大陆动力学教育部重点实验室, 陕西西安 710069)

摘要: 气藏出水是气藏开发过程中的重要问题之一。碳酸盐岩气藏出水可分为凝析水产出与地层水产出两种类型, 具有开采井段出水、纵向水窜和气-水界面上升3种方式, 其中地层水产出严重影响天然气的正常开采。碳酸盐岩气藏虽然具有统一的压力系统, 但由于碳酸盐岩储集层受构造活动和成岩作用的改造, 其孔隙发育具有较强的非均质性。华北油田苏4气藏形成了3个次生孔隙带, 因而各井区之间气-水界面变化很大, 形成了较宽且不稳定的气-水过渡带, 在开发中应严格控制产能, 避免地层水的大量产出。

关键词: 碳酸盐岩气藏; 地层出水; 非均质性; 气-水过渡带

中图分类号: TE344

文献标识码: A

Analysis of water production characteristics of carbonate gas reservoirs: taking Su 4 gas reservoir in Huabei oilfield as an example

Liu Linyu Liu Yiqun Li Wenhui Chen Gang

(Department of Geology, Northwest University, Xi'an, Shaanxi)

Abstract: Water production is one of the key problems encountered in development of gas reservoirs. Water produced from carbonate gas reservoirs can be divided into condensate water and formation water, and the latter can severely influence normal recovery of gas. There are three modes of water production including water production from gas producing intervals, vertical water breakthrough and rising gas-water contact. Although the carbonate gas reservoir has a unitized pressure system, pores are generally characterized by their heterogeneity with three secondary porosity zones, due to the modification made by tectonic movement and diagenesis. As a result, gas-water contact varies greatly between wellblocks, and there will even be a wide unsteady gas-water transition zone, thus formation water production can easily occur during dynamic development.

Key words: carbonate gas reservoir; formation water production; heterogeneity; gas-water transition zone

碳酸盐岩储层是油气储层的重要类型之一, 前人在碳酸盐岩储层研究方面取得了重要进展^[1~5]。苏4奥陶系碳酸盐岩潜山气藏位于冀中坳陷东北部, 潜山形态为四周被正断层所切割的断块山, 总体呈东北高、西南低, 面积约14 km²。

油气开发中, 增油和增气机理研究是很重要的课题^[6], 但随着油气开采程度的增加, 其含水量逐渐升高。自1988年12月402井投入开发以来, 苏4气藏采出程度逐渐增加。从1993年1月天然

气开采程度超过1.3%之后, 气藏开始出水。随着采出程度的增加, 气藏累积产水量逐渐上升, 上升幅度逐渐加快。各井在生产过程中存在不同程度的含水状况, 其中以苏401井、苏402井出水量最大(最高超过15 m³/d)。

1 出水类型及出水方式

根据苏4气藏各井在试气或生产过程中获得水样的化学分析结果(表1), 发现苏4气藏各井的

表1 苏4气藏各井的出水类型

Table 1 Types of water produced from wells in Su 4 gas reservoir

井号	井段/m	取样日期	取样方法	日产水量/($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	Cl^- 含量/($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)	出水类型
苏4井	4 590.0~4 870.0	1998-07-14	试气	10.0	10 792	地层水
苏401井	4 903.0~5 090.0	1990-05-14	生产	微量	18 010	地层水
		1998-01-16	生产	19.0	14 237	地层水
苏402井	4 800.0~4 980.0	1998-07-27	生产	微量	73.4	凝析水
		1998-08-12	提气产水	大于70	14 700	地层水
苏4-1井	4 480.6~4 940.0	1998-08-06	生产	2.0	73.7	凝析水
苏4-6井	4 814.0~4 856.0	1998-07-16	生产	2.4	72	凝析水
苏4-14井	4 814.0~4 856.0	1998-01-12	生产	3.0	62	凝析水

产出水包括凝析水和地层水两种类型,其中凝析水的矿化度、 Cl^- 和其他离子的含量较低,而地层水的矿化度、 Cl^- 和其他离子的含量较高。

1.1 凝析水

苏4气藏在原始地层条件下,凝析水以气体的形式与天然气混合存在。在气藏开发过程中,随着采出程度的增加,地层压力的降低,凝析水逐渐被采出。凝析水出水有以下特点:①凝析水产于气-水界面(含水层最高界面)以上的产气层段;②原始地层压力下降过程中逐渐产水,含水量上升较慢且产水量一般较低,单井产水量一般低于 $5 \text{ m}^3/\text{d}$;③凝析水矿化度低,各种离子的浓度很低。

根据凝析水的成因特征,苏402井、苏4-6井、苏4井和苏4-14井产凝析水,各井出水特征各不相同:①苏4-6井在地层压力降低到46.5 MPa以下之后,从1993年1月至现今产凝析水,产水量为 $0.14 \sim 2.93 \text{ m}^3/\text{d}$;②苏402井在地层压力降低到46.7 MPa以下之后,从1993年1月至1998年12月产凝析水,产水量为 $0.3 \sim 2.95 \text{ m}^3/\text{d}$;③苏4-1井在地层压力降低到46 MPa以下之后,从1996年12月至现今产凝析水,产水量为 $0.4 \sim 2.13 \text{ m}^3/\text{d}$;④苏4-14井从1998年10月至现今产凝析水,产水量为 $3 \sim 5.18 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

1.2 地层水

在苏4气藏开发过程中,如果开发井段中分布含水层段,或者随着采出程度的增加而在开发井段中形成含水层段,那么在该井段的开采过程中,地层水必然被逐渐采出。地层水出水有以下特点:①地层水产于气-水界面(含水层最高界面)以下的含水层段;②地层水见水后,含水上升快,产水量一般较大,单井产水量一般高于 $5 \text{ m}^3/\text{d}$;

③地层水矿化度高,各种离子的浓度很高。

苏4气藏地层水的产生方式主要有以下几种。

(1) 开采井段含有产水层。在一定的生产压差之下,水层中的地层水被采出,导致生产井出水。出水量的大小取决于水层的物性特征。苏401井早期(1997年10月之前)出水即为此种类型。

(2) 开发过程中形成纵向水窜。此类型发生于高角度裂缝发育区。当开发速度过高时,底水沿裂缝纵向窜至生产井段,快速形成水锥而产水。此类型出水迅速,出水量大,对气井危害极大。如果未能及时控水,则会导致气井水淹;甚至在纵向水窜的基础上产生横向水侵,导致气藏在大范围内受到损害。苏402井在提气试验阶段(1998年8月)产水即为此种类型。

(3) 开发过程中气-水界面上升。在气藏开发过程中,随着天然气采出程度的增大,产水顶界面逐渐上升,气水过渡带逐渐扩大。当产水顶界面上升的高度超过开采井段的底界时,开采井段内出现含水层段,因而导致气井产水。此类产水量的大小取决于气-水界面上升的速度。苏4井(1999年1月至今)、苏401井关井前(1997年11月至1998年1月)和苏402井(1999年1月至今)在生产阶段产水即为此种类型。

研究发现,地层水产出对气藏破坏性极大^[7]。

2 储层特征

2.1 孔隙类型

根据铸体薄片和钻井资料,苏4气藏奥陶系储层的储集空间可划分为洞、孔、缝3个大类11个小类,即溶洞、晶间孔、粒间孔、溶蚀孔、鸟眼孔、藻

架孔、残余孔、构造缝、压溶缝、溶蚀缝和残余缝。

2.2 裂缝特征

根据钻井取心资料和测井解释资料分析,苏4气藏奥陶系裂缝非常发育,其中峰峰组2~4层、上马家沟组1~5层和下马家沟组上部最发育,平面上以断块北部最发育,次为断块东部,裂缝类型以高角度裂缝较为发育。据苏4-6井取心碳酸盐岩观察统计,裂缝面倾角大于45°的裂缝占90%。据苏401井倾角测井解释,本区裂缝呈北北东-南南西向展布,与东部边界断层延伸方向基本一致,本区有效裂缝宽度以0.1~0.3 mm为主,大于0.3 mm的裂缝次之。根据钻井取心薄片观察分析,苏4地区奥陶系碳酸盐岩裂缝以构造缝为主,充填矿物主要为白云石和方解石,次为泥质、黄铁矿、萤石和石英等。

2.3 分布

根据取心碳酸盐岩薄片观察分析,苏4气藏碳酸盐岩储层有效孔隙以构造缝、溶蚀缝、晶间孔

和溶孔、溶洞为主体,其他类型孔隙发育较差,其中构造缝、溶缝常与溶孔、溶洞伴生分布。本区气层的产能主要取决于碳酸盐岩次生孔隙的发育规模。本区钻井过程中未见明显的扩径和放空现象,因此,大缝大洞不发育;但本区钻井液漏失现象非常普遍,说明本区裂缝-孔洞型孔隙较为发育。

根据本区勘探与开发资料分析,奥陶系储层自上而下发育第Ⅰ、第Ⅱ和第Ⅲ3个次生孔隙带。奥陶系碳酸盐岩地层在加里东-海西期长期出露地表,经过风化淋漓和溶蚀作用,在潜山顶面形成了裂缝-孔洞型高孔高渗的垂直渗流带——第Ⅰ次生孔隙带,发育裂缝和溶洞、溶孔,孔隙连通性好,具有裂缝-孔洞型孔隙组合。裂缝以高角度裂缝为主。该带位于奥陶系风化面以下峰峰组2层底部至4层上部。该带在钻井、地层测试、测井解释和试气过程中有良好的显示,苏402井、苏4-6井和苏4-14井钻遇此带时发生钻井液漏失(表2)。

表 2 苏 4 气藏各井钻井液漏失统计
Table 2 Statistics of drilling fluid loss in each well in Su 4 gas reservoir

组	层	苏 4- 6 井	苏 402 井	苏 4- 14 井	苏 4 井	苏 401 井
峰峰组	3 层	4 637 m 漏 79.6 m ³		4 799 漏 41.4 m ³		
	4 层上部		4 646 m 零漏			
上马家沟组	1 层		4 750 m 漏 5 m ³			
	2 层				4 654 m 漏 39.2 m ³	
	3 层顶部		4 818 m 漏 29.4 m ³			
	4 层	4 956 m 漏 95.2 m ³			4 766 m 漏 4.6 m ³	
	5 层顶部	4 993 m 漏 110.8 m ³				
下马家沟组顶部			5 047 m 漏 21.4 m ³			5 128~ 5 194 m 漏 134.8 m ³

注:空格表示没有数据

第Ⅱ次生孔隙带位于上马家沟组1层至5层顶部,第Ⅲ次生孔隙带位于下马家沟组顶部(表2)。峰峰组4层下部至5层的泥质碳酸盐岩为第Ⅰ次生孔隙带和第Ⅱ次生孔隙带的隔层,上马家沟组7段泥质碳酸盐岩为第Ⅱ次生孔隙带和第Ⅲ次生孔隙带的隔层。在奥陶系沉积以后,华北地台抬升,本区奥陶系碳酸盐岩在加里东-海西期长期暴露地表发生风化淋滤的过程中,除了在苏桥潜山顶部形成风化淋滤高孔隙带以外,在潜水面附近,由于地下水的长期溶蚀作用,还形成了水平喀斯特溶蚀带,以裂缝-孔洞型次生孔隙为主。随着苏桥潜山带在加里东-海西期稳定抬升和古潜水面的下降,该区在奥陶系中自上而下形成两个

高孔高渗水平溶蚀带,即第Ⅱ、第Ⅲ次生孔隙带。

测井解释和试气成果显示,在本区奥陶系3个次生孔隙带中,第Ⅰ、第Ⅱ次生孔隙带产气,其分布区是苏4气藏天然气高产的有利区带;第Ⅲ次生孔隙带产水,其分布区是苏4气藏底水活跃的地区。

3 储层非均质性与地层出水

根据苏4气藏地质特征和动态资料分析发现,苏4气藏奥陶系碳酸盐岩孔隙结构的非均质性决定了气藏底水活跃程度的不均一性,从而导致了各井地层中出水时间和产水量的不一致性,尤其是对气水界面的变化影响最明显。苏4气藏

碳酸盐岩受成岩作用的改造, 孔隙结构具有很强的非均质性, 有效裂缝和孔隙分布非常复杂, 导致该气藏在同一压力系统下, 各井区之间气- 水界面深度变化较大, 形成很宽的气水过渡带, 各井区之间气水过渡带的最高产水界面深度差异明显 (表 3)。

表 3 苏 4 气藏产气底界解释成果

Table 3 Interpretation results of the bottom of gas producing zone in Su 4 gas reservoir

井 号	测井解释/m		试油成果/m		综合解释/m
	气水界面	产气底界	气水界面	产气底界	产气底界
苏 4- 1	4 960	4 950	4 970	4 970	4 950
苏 402	5 009	4 989	4 990	4 980	4 980
苏 4- 6	4 900	4 868. 6	4 950	大于 4 856	4 868
苏 401	5 066	5 027. 8	5 090	4 995	4 995
苏 4	未钻到		大于 4 870	大于 4 807	大于 4 807
苏 4- 14	未钻到		大于 4 900	大于 4 856	大于 4 856

注: 空格表示没有数据

在气藏各井相继投入开发之后, 碳酸盐岩的非均质性使得各井气- 水界面的上升很不均一, 在底水活跃的井区气- 水界面上升很快, 而在底水不活跃的井区气- 水界面上升较慢, 结果导致苏 4 气藏各井区之间气- 水过渡带宽度和最高产水界面深度的差异进一步扩大。研究发现, 本区苏 4 井、苏 401 井和苏 402 井地层水出水特征及气- 水界面的变化特征更为明显。

①苏 4 井开采井段为 4 590~ 4 870 m。据试气资料, 在该气藏投入开发前该井段基本不产地层水。随着气藏采出程度逐渐增大, 气藏气- 水界面逐渐升高。至 1998 年 6 月, 该井段试气过程中日产水达 11. 1 m³/d, 经过水样分析化验, 其总矿化度为 36 518. 5 mg/L, Cl⁻ 浓度为 22 023. 3 mg/L, 为地层水, 说明该区气- 水过渡带的最高产水界面深度已上升至 4 870 m 以上。

②苏 401 井开采井段为 4 903~ 5 090 m (1998 年关井之前), 其底界深度 5 090 m 位于该井区的气- 水界面 5 066 m 之下, 因此该井在开发过程中必然会采出一定量的地层水。但是, 由于该区下马家沟组上段碳酸盐岩发育第 III 次生孔隙带, 该井在钻井过程中于 5 128~ 5 194 m (下马家沟组上部) 井段发生井漏, 漏失钻井液 134. 8 m³, 因此该区位于气- 水界面以下、发育于第 III 次生孔隙带的底水非常活跃, 中途测试过程中获得日产水 19. 27 m³/d 的产能。至 1998 年 1 月该井日产水量上升至 220 m³/d, 通过水样的分析化验, 地层水中 Cl⁻ 浓度为 14 237 mg/L。该井在 1997 年 10 月以后, 气- 水界面已由原始界面 5 066 m 上升至 4 953 m 之

上。

③苏 402 井开采井段为 4 800~ 4 980 m, 位于该区气- 水界面 (4 990 m) 之上, 下马家沟组上部碳酸盐岩地层发育第 III 次生孔隙带, 在钻井过程中于 5 047 m 处 (下马家沟组上部) 发生钻井液漏失, 显示该区位于气- 水界面以下, 在开采过程中出现地层水的现象。

在 1998 年 7 月末该井提气生产过程中, 产气量达到 15 × 10⁴ m³/d 时, 该井仅产凝析水, 化验分析 Cl⁻ 浓度为 18. 3 mg/L; 当产气量升至 20. 9 × 10⁴ m³/d 时, 气井快速产出大量地层水, 化验分析 Cl⁻ 浓度为 14 700 mg/L, 这是由于采气速度过大, 日产气量过高而导致底水发生纵向水窜后形成的。此次出水对碳酸盐岩储层起到了一定破坏作用, 在一定程度上加快了该区气- 水界面的上升, 但由于及时控水, 因而未对本区气层造成大的破坏。

根据以上分析, 当底水活跃时易导致气井产出地层水。当底水不活跃时, 气藏的气- 水界面上升不明显, 气井出水以凝析水为主, 此种类型以苏 4- 1 井开采最明显。苏 4- 1 井开采井段为 4 480. 6~ 4 990. 0 m, 该井段底界位于气- 水界面 4 900 m 以下, 其中 4 970~ 4 990 m 井段于 1995 年 10 月 29 日抽汲日产水仅为 1. 26 m³/d。该井区气- 水界面以下碳酸盐岩物性很差, 次生孔隙很不发育, 结果导致该区底水很不活跃, 开采过程中气- 水界面无显著变化, 而且位于开采井段中的致密含水层基本不出水, 生产过程中产水以凝析水为主, 1998 年 8 月 6 日取样分析化验 Cl⁻ 浓度为 73. 7 mg/L。

(下转第 332 页)

响因素方面。在影响油气选区前景的因素比较平稳的情况下,单纯的数据分析能得出比较准确的评价结果,而当影响因素发生较大变化时,特别是对于风险较大的海外油气勘探开发活动,加入专家意见后,避免了单纯数据与单纯专家意见不统一带来的分歧,使得评价结果更合理,更具有参考价值。

3 结语

应用系统重构分析解决了油气选区前景评价中系统因素缺乏、数据因素与专家意见因素不统一的问题。系统重构分析中的因素分析解决了各因素与指标之间的逻辑与数学关系的复杂性问题。这是其他数学模型、经济研究方法难以实现的。将系统重构分析引入到石油研究领域,在国内还是一项亟需进一步推广应用的工作。将系统重构分析应用到石油地质以及勘探、开发研究领域,与已有的石油勘探开发历史数据和专家经验知识紧密结合在一起,对于解决石油地质、勘探开发中的诸多复杂性问题具有很好的指导作用。

参 考 文 献

- 1 李树森,王川,樊民星.对圈闭油气资源评价专家系统的认

识[J].石油与天然气地质,1994,15(3):187~192

- 2 王川,黄静,樊民星,等.天然气资源成藏模型评价系统的建立[J].石油与天然气地质,1994,15(2):102~109
- 3 王庭斌.天然气运移理论对我国天然气地质学建立的重要贡献[J].石油大学学报(自然科学版),2000,24(4):4~11
- 4 Cavallo R E, Klir G J. Reconstructability analysis: evaluation of reconstruction hypothesis [J]. Int J of General Systems, 1981, 7: 7~32
- 5 舒光复.宏观经济与有关社会发展开放复杂巨系统及其系统集成研究[J].系统辩证学学报,2001,9(4):31~43
- 6 Shu Guangfu, Gu Jifa. Metasynthetic methods for macroeconomic and social development studies, systems science and systems engineering [R]. Proc of the 3rd International Conference on Systems Science and Systems Engineering. Beijing: China, Scientific and Technical Documents Publishing House, 1998. 508~514
- 7 Jones B. A program for reconstructability analysis[J]. Int J of General Systems, 1989, 15: 199~205
- 8 Shu Guangfu. Reconstructability analysis for systems related with multivariety information and knowledge, systems science and its applications [R]. The 3rd Workshop of the International Institute for General Systems Studies. Beidaihe, Qinhuangdao, China: Tianjin Press, 1998, 69~74
- 9 舒光复.系统集成系统重构及宏观经济研究中的应用[J].系统工程学报,2001,16(5):349~353
- 10 Shu Guangfu. Some developments in system reconstructability analysis theory, methodology and applications, systems science and systems engineering [R]. Proc of the 2nd Int Conf on Systems Science and Systems Engineering. Beijing: China, International Academic Publishers, 1993

(上接第327页)

4 几点认识

(1) 碳酸盐岩气藏出水类型分为凝析水和地层水两类。凝析水产于气-水过渡带以上的产气层段,产水量小;地层水产于气-水过渡带最高产水面以下的层段,产水量大。

(2) 凝析水产水量小,对碳酸盐岩气藏开发影响不大;碳酸盐岩储层发育的孔、洞、缝很不均一,且易形成次生孔隙带,因而具有很强的非均质性,对储集层地层水产出具有严重的影响作用,而地层水产水量大,对碳酸盐岩气藏开发影响巨大。

(3) 地层水出水有3种方式,即开采井段含水层、开发中形成纵向水窜和气-水界面上升引起地层出水,地层水出水时间和含水量的大小取决于底水的活跃程度。对于含产水层的开采井段,在生产中要严格控制射孔的准确率,避免打开含水层;对于底水活跃的层段,要采取合理的开采速度,避免因开采速度过大而导致地层水纵向水窜和气-

水界面上升引起地层出水。

参 考 文 献

- 1 肖玉茹,何峰煜,孙义梅.古洞穴型碳酸盐岩储层特征研究——以塔河油田奥陶系古溶洞穴为例[J].石油与天然气地质,2003,24(1):75~80
- 2 陈清华,刘池阳,王书香,等.碳酸盐岩缝洞系统研究现状与展望[J].石油与天然气地质,2002,23(2):196~202
- 3 闫相宾.塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层特征[J].石油与天然气地质,2002,23(3):262~265
- 4 王金琪.塔里木奥陶系岩溶储集的油气前景[J].石油与天然气地质,1999,20(4):305~310
- 5 李建英,卢刚臣,孔凡东,等.千米桥潜山奥陶系储层特征及孔隙演化[J].石油与天然气地质,2001,22(4):367~371
- 6 张继春,柏松章.周期注水实验及增油机理研究[J].石油学报,2003,24(2):76~80
- 7 孙志道.裂缝性有水气藏开采特征和开发方式优选[J].石油勘探与开发,2002,29(4):69~71
- 8 夏位荣,张占峰.油气田开发地质学[M].北京:石油工业出版社,1999.10~27