

胜利油田浅层气藏的地质特征与开发对策

李振泉* 生如岩 孟 阳

(胜利石油管理局地质科学研究院)

李振泉等. 胜利油田浅层气藏的地质特征与开发对策. 天然气工业, 2001; 21(5): 23~26

摘 要 浅层气藏是指埋藏深度小于1 500 m的气藏, 主要包括生物气、煤成气、油型气、水溶气等。目前已经发现的浅层气藏在我国分布非常广泛, 其资源量也相当可观。据初步估算, 我国浅层气资源总量为 $(2\sim 5)\times 10^{12}\text{m}^3$ (水溶气除外)。文章介绍了以胜利油田为例的我国东部油区浅层气藏的主要地质特征和开发对策。其特征为: 储气砂体分布零散、但是储量又相对集中, 每个储气砂体自成气水系统、气水关系复杂、储集层物性好; 其开发对策主要包括以下6个方面: ①前期地质综合研究; ②科学编制开发评价方案; ③先期防砂; ④全过程气层保护; ⑤配套采气工艺系列; ⑥精细气藏描述。

主题词 胜利油田 浅层气 地质特征 开发研究 防砂 采收率

胜利油田所处的济阳拗陷已探明浅层气地质储量占气层气探明储量的60.8%, 产量占气层气产量的82.7%, 为该油田的主要气源之一。其最大的孤岛、孤东气田的储量均超过 $30\times 10^8\text{m}^3$ 。本文介绍胜利油田浅层气藏的主要地质特征, 并提出开发对策。

主要地质特征

1. 以油型气藏为主, 受断层控制^[1]

浅层气藏多与下部油藏有着密切的关系。由于断层切割了油藏, 而断层又不封闭, 因此造成下部油藏脱气, 脱出的气沿着断层上窜, 当上部或上倾方向具有有利圈闭时, 就形成富集的浅层气藏。浅层气藏储集层一般为透镜状砂体, 属于岩性尖灭气藏, 其分布同时也受构造或断层的控制。平面上连通性差, 非均质性明显, 呈零星状分布; 纵向上变化大, 气藏高度小, 一般单层厚度不大于10 m。总的特点为: 单个含气砂体面积小、个数多、储量分散; 但是多个砂体可能会叠加连片, 形成一定的规模。胜利油田最大的浅层气藏——孤岛气田, 由690个含气砂体组成, 含气砂体大小不一: 最大的含气面积近 2km^2 , 地质储量近 $2\times 10^8\text{m}^3$, 最小的含气面积不到 0.01km^2 , 地质储量不到 $100\times 10^4\text{m}^3$ 。据统计, 含气面积小于 0.2km^2 的含气砂体占含气砂体总数的

92%, 储量却只占约50%; 而地质储量大于 $1\ 000\times 10^4\text{m}^3$ 的有65个, 仅占含气砂体总数的9.42%, 储量却占总储量的54.77%。

2. 气水关系

每个含气砂体自成气水系统, 形成一个独立的小气藏, 含气砂体多数具有边底水。据孤东浅层气田统计, 其853个含气砂体中, 具有边底水的含气砂体多达680个, 占含气砂体总数的79.7%。这些含气砂体横向上互不连通, 纵向上交错叠置, 形成了多套相互独立的气水系统。因此, 一个含气砂体中的水量是有限的, 水体的弹性能量也是有限的。

3. 储层物性

浅层气藏储集层多为泥质胶结的粉砂岩、粉细砂岩, 其埋藏深度浅, 成岩作用差, 胶结程度低, 结构十分疏松。有些井所取出的岩心很疏松, 甚至成散砂状。所以, 储集层具有较高的渗透率和孔隙度。据取心资料分析, 其渗透率一般大于 $0.5\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$; 胜坨明6井(明化镇组)的6块样品, 平均渗透率高达 $6.569\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。馆陶组(254块样品)的孔隙度都在30%以上。胜坨胜29井(馆陶组)的60块样品, 其平均孔隙度为34.1%。

开发对策

1. 前期地质综合研究

* 李振泉, 高级工程师, 1964年生; 1983年毕业于胜利石油学校, 1999年获得石油大学(华东)硕士学位, 中科院长沙大地所在读博士; 有多项成果获原石油天然气总公司、局科技进步奖; 曾长期从事浅层气藏开发研究工作, 现从事油气藏开发研究和管理工作。地址: (257015) 山东省东营市。电话: (0546) 8716253。E-mail: dzy lzq@mail.slof.com

由于浅层气藏横向上变化大,所以,应综合地震、钻井、测井及岩心分析、测试等多种信息,对含气砂体进行精细解释,较准确地描述和预测各个含气砂体的分布范围、埋藏深度、厚度及物性参数,力争使每一口井都钻在最佳位置,确保钻井成功率。

2. 气藏工程设计

浅层气藏的地质特点决定了其开发效益对地质基础研究和开采技术的依赖性,不亚于中深层整装气藏,因而应以对待中深层气藏那样的态度,科学编制开发评价方案,严密组织实施,在实施中要重视动态监测工作,及时取全取准各项资料,加强跟踪研究并根据所出现的问题及时调整开发方案。¹ 开发原则是:充分利用现代气藏开发的科学原理和先进的采气工艺技术,力争在较长的时间内实现高产稳产,以取得较高的最终采收率,获得最佳的经济效益。

④开采方式:使边底水保持平稳推进,一般采用依靠天然能量的衰竭式降压开采,开发后期辅以增压开采和(或)其它增产措施。(四)开发层系划分及井网部署:由于各砂体具有不同的气水边界和各自的水动力系统,因而不能仿效整装气田层系划分的方法。必须按含气砂体布井,采用不均匀井网,以有效控制储量大的含气砂体为主,兼顾小型含气砂体。气井尽量布在含气砂体的高部位和气层厚度较大的位置。然后计算不同产量、生产成本、气价下的最低储量经济界限。根据含气砂体的分布形态、类型、储量富集程度部署生产井,气井控制含气砂体的地质储量应大于最低储量经济界限。^{1/4} 初期合理产能:浅层气藏的合理产量不能仅仅依据无阻流量的大小,而应以不出砂、不破坏储层结构,不致使气层底水大幅度锥进的极限压差为准,在此基础上提高其产量,以避免因凝析水的产生而使井底积液^[2]。应综合运用试井、试采、经验公式以及同类型气藏对比等手段结合单目标非线性优化数学模型来确定气井的合理工作制度及生产能力^[3]。^{1/2} 采气速度及稳产期的确定:合理的采气速度应该考虑用户对产量、稳定供气年限的要求、能够充分发挥气藏的生产能力,并具有合理的稳产阶段;在稳产期内,能获得较高的采出程度。透镜状砂岩气田属储量较小的气田,采气速度应适当地高一些^[4]。主要通过上返新砂体和钻加密井保持气藏稳产。上返新砂体的界限以经济极

限产量为原则,钻加密井的时机则应根据试井及气井的生产情况(产量、压力的变化),砂体动态储量落实以后,根据储量经济极限适时进行。^{3/4} 开发指标预测:此类含气砂体单井依靠其自身的弹性能量采用衰竭式开发,产能自然递减。据统计,在定工作制度的条件下,几乎不存在稳产期,每采出其地质储量的1%,其视地层压力和产能也将下降1%(图1)。可以采用常规气藏工程方法或简化的黑油模型来预测开发指标。⑧经济评价及方案优选:除对不同方案进行经济评价外^[5],还应运用价值工程原理^[6]进行方案的优化对比。方案的优选应从工作量(投资)、建成能力、稳产基础、工艺技术、收益、投资风险等技术与经济两个方面进行,并考虑地质储量、产能、钻井成功率、气价等不确定性因素的影响,进行风险分析,确保推荐方案能够顺利、合理地实施。

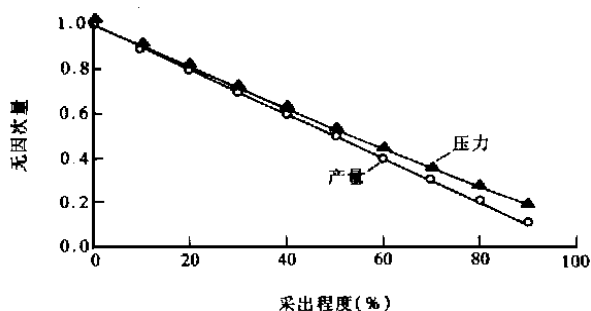


图1 浅层气藏的无因次压力、产量曲线图

3. 先期防砂

由于浅层气藏储集层胶结程度低、结构疏松,生产过程中很容易出砂。而且,由于其为泥质胶结,经水浸泡后会变得更加疏松;因此,地层出水更加剧了气层出砂^[7-9]。孤东浅层气田于1988年12月投产,开展了大规模的气井防砂现场实验(包括单纯下入滤砂管、酚醛树脂溶液、酚醛溶液地下合成等方法),以绕丝筛管砾石充填方法效果最佳^{*}。十年来的生产实践证明:该气田的气井先期防砂是成功的,见到了良好的开发效果^{**}。该气田第一批投产气井30口,全部采用了该技术。由表1可以看出,与先期防砂相比,气井投产(或出砂)后进行的二次防砂(即所谓的“气井后期防砂”)的效果要差一些。

4. 气层保护技术

浅层气藏的特点决定了钻井、完井、作业应实施

* 陈泽江,“疏松砂岩浅气藏防砂工艺综述”,胜利石油管理局,1995年。

** 彭春风,“孤东油气田浅气藏动态分析”,胜利石油管理局油气集输公司,1996年。

表 1 浅层气藏防砂效果对比表

气田	含气砂体 (个)	地质储量 (10 ⁸ m ³)	单砂体储量 (10 ⁴ m ³)	累计产气 (10 ⁸ m ³)	采收率 (%)	备 注
孤岛	72	6.16	856	3.70	60.1	未防砂,已封闭
孤岛	18	1.42	789	0.93	65.5	后期防砂,已封闭
孤东	49	3.20	654	1.86	58.1	未防砂,已封闭
孤东	14	3.91	2 793	2.58	66.0	先期防砂,正常生产
孤东	16	1.20	750	1.07	89.2	先期防砂,已封闭

全过程的气层保护。¹ 钻井及完井:采用近平衡钻井技术钻进,钻井过程中采用优质低固相泥浆,失水量小于 5 ml,并添加防膨剂。为及时发现(配合测井资料)确定气层,随钻进行气测。④射孔:充分考虑到油气水关系的复杂性、层间、井间及含气砂体间的接替。原则上每次只射开一个含气砂体生产,由下往上逐层上返,以便能够准确判断出水、出砂层位并及时实施有效措施;由多口井钻遇的含气砂体,应选择高部位的离边底水远的气井生产;对于气水同层井,若有效厚度小于 2m,原则上不射;对于厚度较大的气层,应尽量利用层内夹层,酌情避射。采用优质压井液和射孔新技术,减少气井污染、增加完善程度。采用无固相低伤害修井液,使二次污染降到最低程度,使用配伍性好的 HEC 增粘剂和密度适当的卤水。运用射孔优化软件,优化射孔参数。采用油管传输负压射孔技术,将孔密提高到(16~20)孔/m,负压值保持在 3 MPa 左右,提高气井的完善程度。④生产管理:气井投产后,严格按照规定生产制度生产,针对油、套压差值,油、套压降值,气水产量变化,及时摸索气井的最佳合理工作制度;尽量减少或杜绝气量调节(增加或减少气量),更不能轻易关井(因为油压的稳定性受到工作制度的影响。随工作制度的变化,油压的波动性加大,导致井底流压的激动性加大,会加剧出水、出砂等不利于稳定生产的现象发生);一旦发生气井水淹,要针对气井的地层压力、储量、产能大小及其地层的渗透性能,尽快采取相应的措施;避免长期关井,造成井底或地层的严重污染,给复产带来困难;提高水的计量精度,完善排水及计量等地面设施,及时取全取准各项资料,为准确的气井动态分析打下基础。

5. 配套采气工艺

浅层气藏的采气工艺如下:¹ 先期防砂技术。这是保证气井正常生产的关键。④井下活动气嘴。

边远地区的零散气井,采用井下活动气嘴技术,以方便气井的管理。④排水采气。进入开发中后期的气井,可以采用化学或其它排水工艺措施排出井筒积液,维持气井的正常生产*。^{1/4} 增压采气。实施高、低压分输,降低井口回压、实行增压采气是提高浅层气藏采收率的有效手段^[10]。

6. 精细气藏描述技术

要及时利用新的油、气井的动态资料,进行精细气藏描述,不断加深对气藏的认识。通过重建地质模型,摸清剩余气的分布规律。可以利用报废的油、水井上返采气,尤其对一些达不到钻新井储量界限的含气砂体(见表 2),以增加储量动用程度,提高气田采收率。

表 2 浅层气藏的单井控制储量界限

类 别	不同气价条件下的单井控制储量界限(×10 ⁴ m ³)	
	0.564(元/m ³)	1.0(元/m ³)
钻新井	2 013.45	632.16
油水井利用	750.61	235.67
老气井利用	307.51	96.55

仅对孤岛浅层气田的精细气藏描述,就新增动用地质储量 3.6×10⁸m³,其中利用老井 8 口,新钻井 6 口,新建生产能力 12.6×10⁴m³/d,预计增加可采储量 2.52×10⁸m³,气田提高采收率 5.3%。

效果对比

孤岛、孤东是济阳拗陷地质条件相近的 2 个浅层气田。所不同的是,孤岛浅层气田于 1971 年投产,初期的生产井大多是利用已报废的油水井转气井开采,用气量根据实际用气需要确定,未编制正式的开发方案;而孤东浅层气田于 1988 年投产时,编

* 王光稳,“加强管理、应用多种工艺技术提高气藏采收率”,胜利石油管理局,1996 年。

制了整体开发方案。

表 3 给出了这 2 个气田目前已开发储量的采收率和综合效益情况。虽然目前孤东气田的投入产出比低于孤岛气田,但是前者目前正处于开采中期(可采储量采出程度仅 54. 2%),而后者已进入开采末期。但两者的经济效益还是显而易见的。

表 3 浅层气藏开发效果对比表

气田	平均 单砂体储量 (10 ⁴ m ³)	井网 控制程度 (%)	气水砂体 个数占比例 (%)	动用可采储量 采出程度 (%)	动用储量 采收率 (%)	投入 产出比	备 注
孤岛	692	58. 2	34. 0	93. 5	57. 8	1: 10. 0	气藏描述前
孤岛	692	58. 2	34. 0	80. 8	63. 1	1: 9. 1	气藏描述后
孤东	407	42. 7	79. 9	54. 2	73. 2	1: 7. 2	处于开采中期

由此可见前期综合研究的重要性;同时还表明,早期开发方式不当所导致的不良开发效果,虽然可以通过后期综合调整治理加以改善,但是有以下两个问题值得注意: ①其能够改善的幅度取决于对地层的伤害(包括钻井、完井、作业及生产过程)程度;④时间、资金的问题以及调整对工艺(如:气井后期防砂的可行性及成功率)的需求。

浅层气藏有其独有的地质特征与开采规律,只要采取科学合理的开发对策,也能够取得如整装大气藏相似的开发效果与经济效益。

参 考 文 献

1 李振泉. 透镜状砂岩气藏地质特征及气藏工程研究. 见: 胜利复式油气区勘探开发论文集. 北京: 石油工业出版社, 1995: 125~ 131

2 陈淑芳. 气井地层压力合理利用的探讨. 天然气工业, 1996; 16(2): 84~ 85

3 李振泉. 透镜状砂岩气田采收率测算方法及关键参数确定. 见: 复式油气田论文集. 北京: 石油工业出版社, 1993

4 李振泉. 透镜状砂岩气田开发方案气藏工程设计编制技术要求(中华人民共和国石油天然气行业标准, SY/T 6095—94). 北京: 石油工业出版社, 1995

5 中国石油天然气总公司计划局, 规划设计总院. 石油工业建设项目经济评价方法与参数(第二版). 北京: 石油工业出版社, 1994

6 包德坚, 刘国庆主编. 现代企业管理学. 济南: 山东友谊出版社, 1994

7 Ong S. and Ramos and Zheng Ziqiong: Sand-product ion prediction in high-rate perforated and openhole gas wells. Journal of Petroleum Technology, 2000; 52(3): 49~ 50

8 Morita N. and Boyd P A. Sand production problems: case studies and strategies of sand control. SPE 22739, 1991

9 Weingarten J S. *et al.* Prediction of sand production in gas well: methods and Gulf of Mexico case studies. SPE 24797, 1992

10 禹继贫. 有水气井降压生产的效果分析. 天然气工业, 1993; 13(6): 89~ 90

(收稿日期 2001- 03- 26 编辑 黄君权)

金坛拟建西气东输地下储气库

2001 年 1 月 16 日,由华东石油地质局规划设计院承担的《金坛盐矿建设储气库可行性研究报告》通过论证。金坛盐矿自 1988 年建矿至今,已拥有采盐井 15 口,累计采盐 241 万吨,已形成地下溶腔 131 万立方米,最大单个溶腔体积达 19 万立方米。

金坛盐矿地处苏南地区,在长江三角洲用气负荷中心。据专家组验收确认,金坛盐矿是建设西气东输工程地下储气库最理想、最合理、最经济、最安全的天然气地下储气库的场所,具有国内首创的开发建设地下储气库的有利条件。

金坛盐矿西气东输工程地下天然气储气库建设规模为 10~ 15 亿立方米,完全能满足近年长江三角洲日调峰 8 亿立方米的要求;储气库要求新钻盐井 50 口,投资估算为 7 500 万元,整个气库地面设施统筹规划,单井成库后,按照“接葫芦”方式接入地表设施。

(王协琴 摘)

bearing change, reservoir conformation history and gas controlling factors. Difficulties in both geologically selecting zone and reservoir strengthening bring a lot of trouble in exploring and developing coal-formed gas in South Huai. Great potentiality of coal-formed gas exploration and development is predicted by many favorable geologic conditions, such as multiple layers, high gas-bearing, rich resource, middle coal grade close by saturation, high regional permeability and outstanding district advantage and high value on research. Concentrated on heterogeneity of coal reservoir, assessment of target zone and technique development on strengthening reservoir do help coal-formed gas exploration and development in South Huai.

SUBJECT HEADINGS: Coal-formed gas, Geologic characteristics, Development research, Exploration and Development, South Huai

Sang Shuxun(*associate professor*), born in 1967, graduated in coal geology from China University of Mining and Technology in 1988. He received his Master's degree in 1991 and Doctor's degree in 1994. Now he is engaged in teaching and scientific research on energy geology and applied geochemistry as one of the faculty of the University. Add: Xuzhou, Jiangsu (221008), China E-mail: shxsang@cumt.edu.cn Tel: 0516-3885160(H)

GEOLOGICAL CHARACTERISTICS AND DEVELOPMENT STRATEGY OF SHALLOW GAS RESERVOIR IN SHENGLI OIL FIELD

Li Zhenquan, Sheng Ruyan and Meng Yang (Geoscience Research Institute, Shengli Petroleum Administration). *NATURAL GAS IND.* v. 21, no. 5, pp. 23~ 26, 9/25/ 2001. (ISSN1000- 0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: Shallow gas reservoir is that buried depth is less than 1,500 meters, including biogas, coal-formed gas, oil-type gas and water-soluble gas etc. It is distributed widely in China, and resources amount is rather considerable. According to preliminary evaluation, there are about 2 to 5 trillion m³ of total resources, excluding that of water-soluble gas. Taking Shengli Oil Field as an example, this paper introduces some main geological characteristics. The distribution of gas-sand-bodies is sporadic, reserves in place are relatively centralized, each of it possesses a gas-water system, and its gas-water relationship is rather complex. The reservoir has better physical properties. The development strategies include 6 main aspects, that is, early comprehensive geological research, programming development evaluation scheme scientifically, initial sand control, all-

process gas formation protection, a set of gas production techniques, and fine gas reservoir description.

SUBJECT HEADINGS: Shengli Oil Field, Shallow gas reservoir, Geological characteristics, Production research, Initial sand control, Recovery efficiency

Li Zhenquan(*senior engineer*), born in 1964, graduated from Shengli Petroleum School in 1983. He obtained his master's degree from Petroleum University of East China in 1999. Now he is studying for his Ph.D in Changsha Dadi Office of Geoscience Research Institute. Add: Dongying city, Shandong(257015), P. R. China Tel: 0546-8716253 E-mail: dzykzq@mail.slof.com

A STUDY OF HELIUM RESERVOIR FORMATION CHARACTERISTIC IN THE NORTH PART OF SONGLIAO BASIN

Feng Zihui, Huo Qiuli and Wang Xue (Research Institute of Exploration and Ltd.). *NATURAL GAS IND.* v. 21, no. 5, pp. 27~ 30, 9/25/ 2001. (ISSN1000- 0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: The commercial helium reservoirs in the north part of Songliao basin are mainly distributed over Saertu Oil-bearing formation of middle oil-bearing combination, Fuyu-Yangduchangzi oil-bearing formation of lower oil-bearing combination and Dengloulou and Jurassic formations of deep oil-bearing combination. The helium isotope shows that the helium in the basin belongs in the hybrid genesis of crust-mantle source, of which, the mantle source helium is 1.3% ~ 38.2%, the proportion of which is mainly related to the distribution zone, but not to the buried depth and reservoir horizon. The three suites of the commercial helium-bearing formations in the middle, lower and deep parts are mainly controlled respectively by the three suites of regional cap formations, i.e. the mudstone of the first and second section of Nenjiang formation, the mudstone of the first section of Qingshankou formation and the mudstone of the first and second section of Quantou formation. The two cross-distributed discordogenic faults in the basin provide a helium source passage (way) for the helium reservoir formation. The fault-developed zone controls the distribution scope of the helium reservoirs and the fault-developed scale influences the helium reservoir formation and helium content in the gas reservoirs.

SUBJECT HEADINGS: Songliao basin, North, Helium, Isotope, Discordogenic fault, Gas reservoir formation

Feng Zihui(*senior engineer*), born in 1964, graduated in Petroleum Department of Chengdu College of Geology in 1985. He is now engaged in the research on petroleum geology and