

桥口构造沙三段气藏特征及其控制因素*

王生朗^{1,2}, 任来义^{2,3}, 王洪斌², 黄国平², 张虹²

(1. 中国地质大学, 北京 100083; 2. 中原油田勘探开发科学研究院, 河南濮阳 457001;

3. 石油大学, 山东东营 257062)

摘要: 桥口构造沙三段气藏具有埋深大、含气井段长、储层物性差且纵横向变化大、气层产能低、压力不稳的特点。通过对岩性成分、结构、沉积相带、物性、盖层、构造、烃源岩演化等多方面控制因素的分析认为, 在诸多的控制因素中, 沉积相带是主控因素, 重力流水道砂体及湖底扇中扇辫状水道不仅物性好, 而且埋藏在生烃洼陷泥岩之中, 利于捕获油气而富集成藏。因此, 加强沉积相的精细研究, 将地震资料与测井资料结合起来分析有利的沉积相带, 进行储层预测, 将是下步勘探工作的重点。

关键词: 桥口构造; 沙三段; 气藏特征; 沉积特征; 沉积相; 控制因素

第一作者简介: 王生朗, 男, 41岁, 高级工程师(博士研究生), 油气勘探

中图分类号: P512.2

文献标识码: A

桥口构造位于东濮凹陷中央隆起带的中段^[1], 含气层主要是沙河街组三段中下部(沙三³⁻⁴亚段, 下同)的砂岩储层。由于埋藏较深(> 3 600 m), 储层物性较差, 虽有多口井获得工业气流, 但由于产量不稳, 一直未能形成工业生产。本文旨在通过对气藏特征及控制因素的分析, 探讨其成藏规律, 为进一步勘探评价该区天然气资源提供建设性建议。

1 气藏特征

桥口构造是一个背斜构造, T₆层圈闭面积约120 km², 四周被前梨园、葛岗集及孟岗集生油洼陷所围, 油气源条件优越, 受黄河、玉皇庙、李屯等断裂控制, 构造自西向东被分为黄河I号断层下降盘断鼻、I-III断层断阶带和地堑带、黄河断层上升盘的断鼻等几部分。经过钻探, 目前已获工业气流的井(桥14, 20, 25, 58, 61井等)主要位于桥口构造东翼, 其气藏分布具有鲜明的特点。

1.1 埋深大, 含气井段长

该区气层主要分布在沙河街组三段二亚段底部厚层泥岩(厚20~40 m)之下的沙三³⁻⁴亚段, 埋深较大。钻井揭示沙三³亚段气藏顶埋深3 650 m, 气藏底埋深3 913.2 m, 沙三⁴亚段气藏顶埋深3 825 m, 气藏底埋深超过4 725 m, 是一个典型的深层气藏。钻遇气层井含气井段普遍较长。

桥20井于3 930 m见气层, 到4 680 m未见水层, 含气井段超过750 m; 桥25井于4 149 m见气层, 钻至4 800 m未见水层, 含气井段超过657 m; 桥60井4 231 m见气层, 到4 865 m未见水层。按不同构造部位气层顶、底分布情况看, 桥口东翼含气井段超过1 000 m。

1.2 储层物性差, 纵、横、向变化大

桥口地区含气层砂岩粒度较细, 以粉砂岩为主, 个别为细砂岩, 胶结物含量高(5%~30%), 平均17%, 以碳酸盐为主, 经过强烈的成岩作用改造, 物性普遍较差^[2,3]。据岩芯分析, 孔隙度最大值为17.4%, 一般8%~12%, 渗透率最大值为 $7.62 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 一般为 $0.2 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

储层岩性、物性和单层厚度横向变化都较大, 相邻井之间砂层对比非常困难。如桥25井4 695.8~4 698.0 m井段2.2 m厚的长石粗粉砂岩, 属湖底扇中扇辫状水道沉积, 实测孔隙度11.6%~14.1%, 渗透率 $3.7 \times 10^{-3} \sim 6.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 向西南1.8 km的桥20井则相变为水道间沉积, 岩性相应为泥质粉砂岩, 平均孔隙度只有2.8%, 渗透率 $< 0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

储层在纵向上的变化也很大, 在整体随深度加大物性变差的背景上, 常常出现一些高孔、渗层段, 物性较上、下相邻层段高出很多, 如上面提到桥25井4 695.8~4 698.0 m井段2.2 m砂岩物性较好(孔隙度12.6%, 渗透率 $3.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), 电测解释为气层; 而其上仅相隔数米的一层砂岩厚度与其相差无几, 但孔隙度仅8%, 渗透率为 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,

* 本文为中原油田重点科技攻关项目“东濮凹陷深层气成藏机理与有利区带评价”研究成果部分内容

收稿日期: 2001-12-10

电测解释为干层。

1.3 气层产能低, 压力不稳

区内已对多口井进行常规试气及压裂改造试气, 均表现出产能较低、压力不稳的特征。初产可以达到工业产能标准, 但很快就降到几千立方米甚至几百立方米。如桥 20 井, 可疑气层初产 $1.06 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 油压 10.5 MPa, 生产 1 小时后产能降至 $0.66 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 压力降至 5.7 MPa; 桥 25 井初产 $4.12 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 油压 11 MPa, 生产 3 日后产量降至 $1.81 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 油压降至 4 MPa, 并且呈现继续下降趋势; 桥 59 井、桥 58 井也是产能、油压下降很快。

2 控制因素

2.1 沉积特征

沙三³⁻⁴亚段砂岩层厚度一般 1~3 m, 少数 3~5 m, 主要为粉砂岩及细砂岩。受沉积相类型及埋深等因素的影响, 其储层物性相差甚远, 对气层形成和分布有明显控制作用。

2.1.1 成分及结构

根据对薄片鉴定结果的统计, 桥口地区砂岩成分可以明显的分成两种类型(表 1)。桥口东部区域以桥 20、24、25、31 等井为代表, 石英含量 < 70%, 长石 20%~27%, 岩屑 8%~15%, 岩石类型以长石砂岩和岩屑长石质石英砂岩为主, 成分成熟度低, 代表了较近源沉积的特点; 桥口中部地区以桥 16、22、33 等井为代表, 石英含量均高于 75%, 长石 10%~15%, 岩屑 < 10%, 岩石类型主要是长石质石英砂岩, 成分成熟度高, 代表了经较长距离搬运的沉积特点。两区沉积物成分的不同明显反映了沉积物源的差异。

砂岩分选中等~较好, 磨圆度中等(次棱~次圆), 以孔隙式胶结为主, 常见不等粒结构、似“斑状”结构, 斑晶多是一些石英或长石矿物颗粒, 显示了重力流沉积的结构特征。

沉积砂岩的这种成分、结构特征, 加上深埋及较强的成岩作用, 是使该区储层物性变差的根本原因。

表 1 桥口构造沙三³⁻⁴亚段岩矿成分及结构特征表

Table 1 Rock mineral composition in submember of Es³⁻⁴ of Qiaokou structure and structural feature table

井号	碎屑成分/%			成分成熟指数	填隙物/%			结构特征				样品数
	石英	长石	岩屑		杂基	灰质	白云质	粒度/mm	分选性	圆度	胶结类型	
桥 20	68.2	19.9	11.7	2.16	5.4	5.9	8.1	0.03~0.2	中	次棱~次圆	孔隙式	14
桥 24	66.6	24.6	8.9	1.99	3.0	4.5	6.8	0.1~0.25	中	次棱~次圆	孔隙式	15
桥 25	61.5	27.2	11.4	1.59	4.3	1.4	6.6	0.05~0.2	中	次棱~次圆	孔隙式	11
桥 31	59.1	26.0	14.9	1.44	6.1	2.5	9.8	0.03~0.2	中	次棱~次圆	孔隙式	10
桥 16	75.6	16.5	8.9	2.98	4.6	7.0	4.8	0.05~0.2	中	次棱~次圆	孔隙式	26
桥 22	76.2	15.4	8.4	3.20	6.0	6.2	8.5	0.1~0.15	好	次棱	孔隙式	6
桥 33	75.4	14.6	8.8	3.22	6.0	10.5	3.5	0.01~0.25	好	次棱~次圆	孔隙式	10

2.1.2 相带

桥东地区构造高部位以轴向重力流水道砂体沉积为主, 而低部位以来自东部的湖底扇辫状水道砂体沉积为主。

研究对象埋深普遍较大, 储层物性整体较差, 但不同的砂体物性差异也比较大。统计表明(表 2), 湖底扇中扇辫状水道及轴向重力流水道砂体物性相对较好, 其他类型砂体差。在埋深相近的情况下, 湖底扇中扇辫状水道砂体物性普遍好于轴向重力流水道砂体。这主要是由于湖底扇沉积物中不稳定碎屑成分(长石、岩屑等)含量高, 埋藏成岩过程中不稳定碎屑成分很易被溶解, 形成大量的次生孔隙。而轴向重力流砂体的成分成熟度高, 不稳定碎屑成分含量低, 不利于形成次生溶蚀孔隙, 原生孔隙由于深埋(>3 500 m)和强烈的成岩作用保存

有限, 储层物性较差。

表 2 不同砂体微相储层物性对比表

Table 2 Correlation table for physical property of micro-facies reservoir of various sandbodies

井号	井深/m	砂体成因	储层物性		样品数
			孔隙度/%	渗透率/ 10^{-3} mD	
桥 20	4 580~4 649	湖底扇中扇辫状水道间	2.8	< 0.2	4
	3 900~3 920	湖底扇中扇辫状水道	13.0	0.50	2
	3 746~3 749	湖底扇中扇辫状水道	9.95	0.40	8
桥 24	3 995~4 008	湖底扇中扇前缘	8.72	< 0.20	11
	4 070~4 194	湖底扇中扇辫状水道	10.86	0.64	54
		湖底扇中扇前缘	7.78	< 0.20	9
桥 25	4 695~4 700	湖底扇中扇辫状水道	12.27	4.38	6
桥 16	3 830~3 850	轴向重力流近水道漫溢	11.1	0.57	9
	3 950~3 980	轴向重力流水道	8.69	0.55	16
桥 33	3 670~3 700	轴向重力流水道	12.75	6.53	26
	3 852~3 860		9.67	0.29	15

此外,湖底扇砂体埋藏于生烃洼陷泥岩之中,利于优先捕获烃而富集,而优先捕获烃类的砂体抑制了成岩作用中对原生孔隙的破坏作用;重力流水道砂体由于距烃源岩相对较远,物性略逊。

沉积相带的分布特点及砂岩平面上的分布,是影响该区天然气平面分布的重要因素。

2.1.3 物性

桥25井和桥20井相应产气层段,孔隙度和渗透率分别为12.27%、2.8%和 $4.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $< 0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,相应的初产气量分别为 $4.12 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $1.06 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。造成下部物性好,上部物性差的原因有:砂岩上翘尖灭,上部砂体变薄、岩性变细;地层水中所含 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 顺砂层移至上翘部位聚集造成晚期次生沉淀胶结,使砂岩变致密^[2,3]。油气早期进入孔隙层段并被保存下来,抑制了后期成岩的次生充填。下部湖底扇辫状水道砂体次生孔隙发育。

2.2 区域盖层

气藏相对于油藏而言,对于盖层条件的要求更为严格^[4,5]。据计算,1 MPa的压差可以阻挡约400 m的油藏,而其封闭气藏的高度仅为125 m(约为油藏高度的三分之一)*。

大区域厚层泥岩发育构成了深层气的良好盖层。东濮凹陷的超压带分布在沙三-沙四段的含油气层系中,尤其是沙三³⁻⁴亚段异常高压普遍存在,其形成与良好的区域性盖层条件有关。沙三²亚段的泥岩及盐膏岩层具有良好的封闭性能,阻止深层高压流体向上逸散,使压力逐渐聚集形成超压。沙三²亚段底部的泥岩层质纯,厚度大(20~50 m),在全区均有分布(表3)。不仅是压力系数的分界线,而且在局部(桥口)控制了油气的纵向分布,该套泥岩层之上主要富集石油,其下富集天然气**。

区域盖层的广布及其埋深较大(3 400~4 000 m),决定了本区天然气藏埋深大,在相对浅的层位由于缺少区域盖层富集较差。

2.3 构造

较完整的构造形态和良好的断层封闭性是使天然气藏得以保存和形成的重要条件。桥口构造

东翼为一完整的半背斜形态,系列西倾的断层使东倾地层上下盘砂泥岩得以相互错置,构成了气藏形成的良好封闭条件,造成天然气主要分布于构造东翼的特点。

表3 桥口白庙地区沙三²底部泥岩单层厚度统计表

Table 3 Statistical table for single layer thickness of bottom mudstone in Es² in Baimiao area of Qiaokou

井号	泥岩厚度 /m	井号	泥岩厚度 /m	井号	泥岩厚度 /m	井号	泥岩厚度 /m
开24	44	桥24	20	白7	25	濮深12	30
桥3	35	桥29	47	白9	32	桥25	43
桥6	28	桥31	49	白10	21	桥58	38
桥13	26	桥33	25	白13	27	桥59	35
桥15	30	桥34	33	白15	26	桥60	40
桥16	37	桥20	40	白18	32	桥61	27
桥17	30	白4	32	濮深10	37	桥62	11
桥22	36	白5	30	濮深4	45	桥63	19

2.4 烃源岩演化

濮深10井埋深为2 428 m时,生油岩 R_o 为0.48%,开始生油,在3 400 m进入生油高峰,4 400 m进入湿气-凝析油阶段,5 000 m进入过成熟生干气阶段(图1a)。

濮深10井最浅的样品取于2 686 m,干酪根自由基浓度为 $1.38 \times 10^{19} \text{ n/g}$,显然进入生油门限^[6]。该井在2 700~3 600 m,干酪根自由基浓度增加缓慢,但在3 600~4 600 m增加幅度变大,表明为生烃强度最大的时期。依趋势线分析,在4 800~5 000 m自由基浓度达最高值。5 000 m左右出现递减趋势,表明此深度以下进入生干气阶段(图1b)。

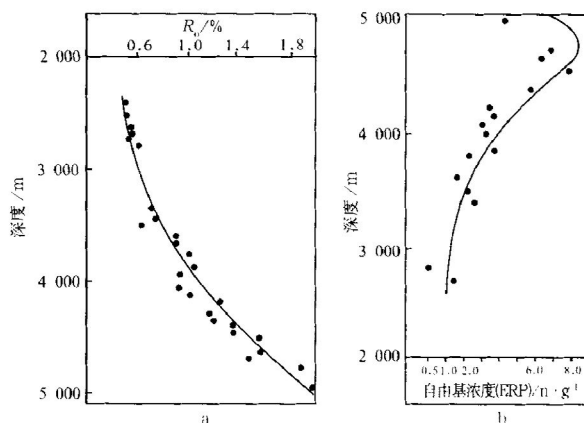


图1 濮深10井烃源岩演化剖面图

Fig. 1 Evolutional profile for hydrocarbon source rocks in deep well No. 10 of Puyang area
a— R_o -深度关系; b—自由基浓度-深度关系

据研究该区的天然气为油型裂解气^[7],其源岩为与储层相邻的暗色泥岩。依本区北部濮深10井资

* 许化政. 东濮凹陷深层天然气地质特征及评价(内部报告). 1989

** 任来义. 东濮凹陷深层气成藏机理与有利区带评价(内部报告). 2001

料, 3 400 m 进入生油高峰(R_o 为 0.8%~1.2%), 4 400 m 进入湿气-凝析油阶段(R_o 为 1.2%~1.5%), 5 000 m 进入过成熟生干气阶段($R_o > 1.5\%$)。在东营组沉积时期, 该区已进入大量生油气阶段, 所生成油气伴随东营运动(华北运动 II 幕) 运移至桥口构造主体部位形成现今的桥口油田; 上第三系-第四系沉积阶段, 使该区的烃源岩演化程度加深, 所生油气由于砂体物性较差(强烈的成岩作用所致) 及缺乏构造运动的配合, 只能就近运移至生油洼陷的周围, 桥口构造东侧的湖底扇正好为其提供了良好储集层, 目前这种运移作用仍在进行。良好的封闭性(砂岩上翘尖灭) 使该区天然气的逸散量远远小于补给量, 促使桥东含气区形成。这种晚期聚集成藏的特点, 决定了该区气的分布主要聚集于西倾断层的上升盘, 即桥口构造的东翼。

综上所述, 控制桥东地区沙三³⁻⁴亚段天然气成藏的因素不仅有构造的, 还有沉积相、岩性、物性、盖层、烃源岩热演化等因素的影响, 而这些因素的实质都在于沉积相带的不同。因此, 对天然气藏的主控制因素是沉积相。

3 建议

桥口地区沙三段中下部含气面积大、埋藏深、含气井段长, 储集层物性较差, 制约着该区勘探效

益的提高。根据对其气藏特征及控制因素的分析, 笔者认为加强沉积相精细研究, 寻找湖底扇中扇砂体和重力流水道及近水道漫溢砂体是今后勘探的主要方向。另外, 由于该区目的层埋藏深(一般大于 3 600 m 甚至 4 000 m), 钻井较少, 仅靠地质方法很难搞清储层的分布, 必须将地震资料与测井资料紧密结合, 在地质模型的指导下, 运用测井约束反演开展储层预测工作, 以砂层组为单元搞清有效储层分布, 指导评价井钻探。

参 考 文 献

- 1 中原石油勘探局. 东濮凹陷及邻区构造特征与油气关系研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 1991
- 2 寿建峰, 王生朗, 袁政文. 东濮凹陷第三系碎屑岩储层研究及评价[A]. 见: 车卓吾. 中原油田科技论文集(1975~1995)[C]. 北京: 石油工业出版社, 1995
- 3 李忠, 寿建峰, 王生朗. 东濮凹陷砂岩储层成岩作用及其对高压致密气藏的制约[J]. 地质科学, 2001, 35(1): 96~104
- 4 蒋有录. 渤海湾盆地盖层对天然气富集的影响初探[J]. 地质论评, 1999, 45(1): 26~31
- 5 蒋有录, 张一伟. 天然气藏与油藏形成机理及分布特征的异同[J]. 地质科技情报, 2000, 19(1): 69~72
- 6 朱家祥, 李淑贞, 朱家蔚, 等. 超深井成烃成岩体系研究[M]. 上海: 同济大学出版社, 1995. 37~41
- 7 戴金星, 宋岩, 戴春森, 等. 中国东部无机成因气及其气藏形成条件[M]. 北京: 科学出版社, 1997. 64~186

CHARACTERISTICS OF GAS RESERVOIR AND ITS CONTROLLING FACTORS IN Es³ OF QIAOKOU STRUCTURE

Wang Shenglang^{1,2} Ren Laiyi² Wang Hongbin² Huang Guoping² Zhang Hong²

(1. China University of Geosciences, Beijing; 2. Research Institute of Exploration and Development of Zhongyuan Oil Field, Puyang, Henan)

Abstract: Gas reservoir in Es³ interval of Qiaokou structure is characterized by its great buried depth, long gas-bearing interval, poor physical property, great change longitudinally and transversally, low productivity of gas bearing strata and unstable pressure. It is believed, by analyzing structure of litho-composition, sedimentary facies belts, physical property, overburden, structure and hydrocarbon evolution, that sedimentary facies is the main factor among several controlling factors, gravitational flow channel sandbody and physical property of fan-braided channel in the sublacustrine fan is not good but also buried in mudstone of hydrocarbon genetic depression which is favorable for hydrocarbon trapping and accumulating to reservoir. Therefore, it is necessary to stress the importance of next step exploration by strengthening a carefully study of sedimentary facies, analyzing those favorable sedimentary facies by combining seismic data with data of well-logging, predicating reservoir.

Key words: Qiaokou structure; Es³ interval; characteristic of gas reservoir; sedimentary characteristic; sedimentary facies; controlling factor