

新疆巴楚凸起奥陶系潜山气藏形成的 主要控制因素及区域预测

杨 威^{1,2} 魏国齐¹ 杜 平³ 王清华³ 李宇平⁴ 张忠涛¹

(1.石油勘探开发研究院廊坊分院天然气地质研究所,河北 廊坊 065007;

2.中国地质大学,北京 100083;3.中国石油集团华北油田测井有限公司华北事业部,河北 任丘 062662;

4.塔里木油田分公司勘探开发研究院,新疆 库尔勒 841000)

摘要:塔里木盆地巴楚凸起奥陶系潜山天然气勘探前景广阔,已发现和田河气田和山 1 井气藏。该区烃源岩好,储层盖层组合匹配完好,圈闭面积大,是有利的油气勘探区域。通过对和田河气田和山 1 井气藏特征的综合研究,发现气藏的形成主要受控于烃源岩、断裂、不整合面和岩溶作用,只要 4 个控制因素相匹配,就可形成大型天然气藏。结合国内外碳酸盐岩气藏的勘探实践,对该区碳酸盐岩气藏的形成和分布规律进行了总结,其规律是:沿古隆起分布,沿断裂带分布,沿不整合面分布,近烃源岩分布。根据潜山气藏的主要控制因素和分布规律,该区应选择志留系和奥陶系尖灭线以南以西的和山 1 井与玛参 1 井一线和色力布亚断裂带为主要勘探目标,应对岩溶较为发育的卡拉沙依断裂带进行系统研究。

关键词:潜山气藏;控制因素;区域预测;巴楚凸起;奥陶系;新疆

中图分类号:P618.130.2 **文献标识码:**A **文章编号:**1000-3657(2003)04-0419-05

巴楚凸起位于塔里木盆地西南部,是一个由北向东南倾斜的复式背斜,总面积 42 000 km²(图 1)。该区在早古生代以前无大的构造运动,接受古生代海相和海陆交互的正常沉积。加里东运动末期,由于邻区挤压抬升,在局部出现隆起,泥盆系、志留系和上奥陶统被剥蚀;新生代由于喜山运动,该区周边断裂,形成了现今的断隆格局^[1,2]。该区断层大都断开了基底,除一些次生的小断裂外,大部分都从中生界断到第四系。其中最主要的断裂有 7 条(图 1),北部包括吐木休克断裂带、卡拉沙依断裂带,主要为吐木休克断裂及其分支断层形成的相关褶皱背斜,形成时间多为古近纪;南部由色力布亚断裂构造带、海米—罗斯塔格断裂构造带、古董山断裂构造带、玛扎塔格断裂构造带和玛东断裂构造带组成,大多数褶皱背斜是上新世—第四纪形成的^[3]。

该区自 1966 年开始钻探以来,已完成钻探井 30 多口,钻遇地层自上而下为:第四系、新近系、古近系、二叠系、石炭系、志留系、奥陶系、寒武系和震旦系,大部分地区缺失中生

界。在玛扎塔格构造带和乌山构造带发现大型天然气藏(和田河气田^[4]和山 1 井气藏),探明加控制天然气储量超过 1 000×10⁸ m³,说明该区具有丰富的天然气资源。奥陶系为其主要产层,而且奥陶系潜山灰岩一直是该区重点勘探目的层,对其奥陶系气藏成藏特征进行系统研究,可以总结气藏形成和分布规律,指导该区进一步勘探。

1 气田(藏)特征

1.1 储盖组合

该区奥陶系储层主要由碳酸盐岩台地内部的产物如亮晶砂屑灰岩、亮晶生物屑灰岩、亮晶鲕粒灰岩和白云岩、白云质灰岩、灰质白云岩等组成;主要储集空间有粒间溶孔、晶间孔、溶洞和裂缝,形成裂缝—溶洞型和裂缝—孔隙型储层;孔隙度分布于 0.089%~27.45%之间,平均为 1.95%左右,70%的样品孔隙度小于 1.5%;渗透率分布于 0.005×10⁻³~144.5×10⁻³ μm²之间,平均为 2.38×10⁻³ μm²,86%的样品渗透率小于 0.64×10⁻³ μm²,

收稿日期:2002-05-12;改回日期:2003-06-10

基金项目:国家“九五”科技攻关项目(99-111-03-10-01)资助。

作者简介:杨威,男,1971 年生,博士生,工程师,主要从事石油地质综合研究;E-mail: Yangwei2002888@sina.com。

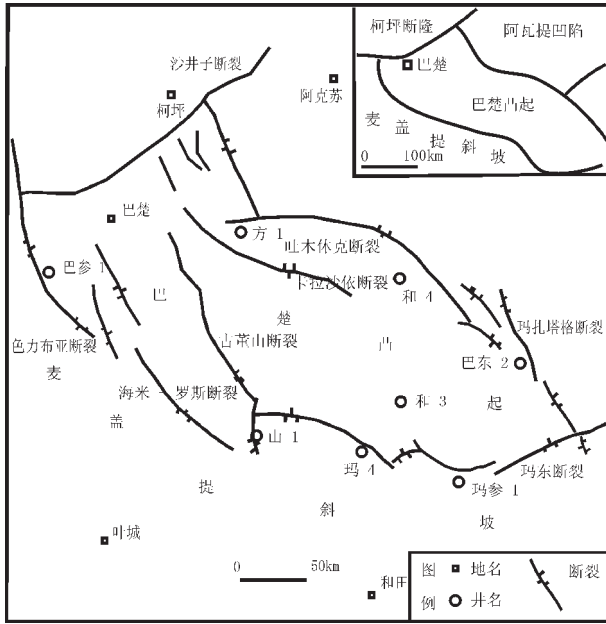


图 1 巴楚凸起构造位置和断裂发育特征

Fig. 1 Structural location of the Bachu rise and characteristics of fault development

属于低孔低渗性碳酸盐岩储层。由于潜山灰岩顶部的主要储集空间是溶孔、溶洞和裂缝,普通检测方法只能测得岩心较致密部位的孔渗性,和田河气田用自吸法检测样品 264 块,平均孔隙度为 6.6%,说明潜山顶部灰岩具有较好的储集性能(图 2)。

奥陶系潜山灰岩的主要盖层是石炭系巴楚组的下泥岩段,其厚度 80~130m(图 2)。部分地区为下志留统暗色泥岩,厚度可达 300~400 m,最大单层厚为 67 m,说明其封盖能力很好。

1.2 气藏类型

该区获得具商业价值的奥陶系潜山气藏和田河气田和山 1 井气藏,它们都为断层控制的背斜潜山气藏(图 3)。储层都是不整合面之下的下奥陶统灰岩和白云岩,由上覆的石炭系下泥岩段作为盖层。圈闭是由两条逆断层挟持的背斜构造。

2 气藏形成的主要控制因素

2.1 气源岩

研究表明和田河气田和山 1 井气藏的天然气主要来自本区和邻区麦盖提斜坡的中、下寒武统烃源岩^[3,4],该区中、下寒武统烃源岩主要为克拉通盆地内蒸发泻湖相沉积,有机质丰度较高,从地震资料上看,中、下寒武统这套地层在巴楚地区及邻区分布广泛^[5]。中、下寒武统碳酸盐岩成熟度(R_0)为 2.22%~5.85%(由沥青反射率换算),平均为 2.27%,碳酸盐岩有机碳平均含量为 0.9%,最高值为 2.05%(表 1),有机碳大于

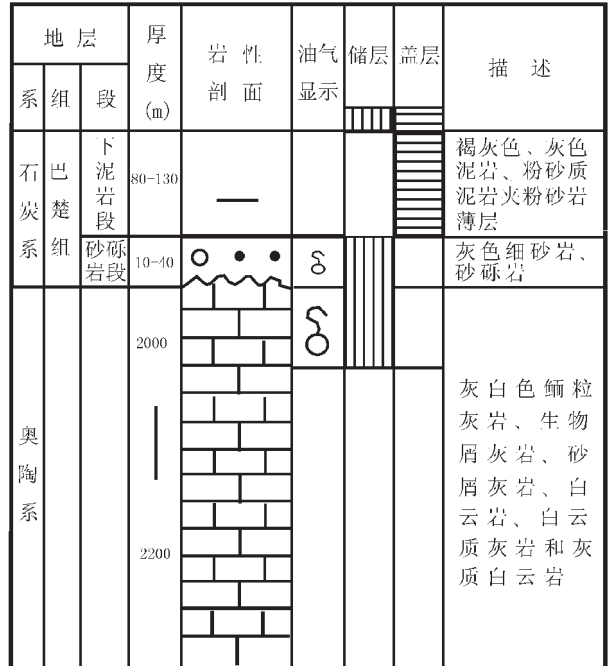


图 2 奥陶系潜山灰岩储盖组合

Fig. 2 Ordovician buried hill carbonate reservoir-cap association

0.5%源岩的占 60%以上,大于 1.0%的源岩约占 40%,母质类型为 I 型。有机碳含量大于 0.2%的源岩层段累计厚度在和 4 井为 288.5 m,有机碳含量大于 1%的源岩层段累计厚度在和 4 井为 108.5 m。

研究表明,和田河气田和山 1 井气藏奥陶系天然气主要形成于喜山期^[6],这个时期该区中、下寒武统气源岩成熟度分布于 1.35%~3.39%之间,平均值为 2.25%(表 1),都处于生干气阶段。该区良好的中、下寒武统的气源岩是奥陶系气藏形成的基础,也是一个必要的成藏条件。

2.2 断裂

和田河气田和山 1 井气藏都发育在由两条逆断层挟持的断裂背斜构造上(图 3),都至少有一条断层断至寒武系烃源岩,这类断裂主要发育于海西期,在喜山期活动定型,对奥陶系气藏的形成有很强的控制作用。

控制圈闭形成:和田河气田和山 1 井气藏的奥陶系圈闭都是由两条断裂控制的背斜圈闭,其形成都是两条断裂挤压所致,断裂的活动控制了圈闭的主体形态和演化过程,为喜山期大量的油气注入提供了基础。

控制裂缝发育:通过对和田河气田奥陶系储层裂缝发育程度与其构造部位、构造曲率关系的研究,发现位于构造边部的井的裂缝密度比处于构造中部的井的裂缝密度要小得多,也发现构造曲率与裂缝发育程度有正相关关系,构造

① 刘效曾,王清华,赵仁德,等. 塔里木盆地和田河气田沉积储层研究.塔里木油田分公司内部资料.1998.

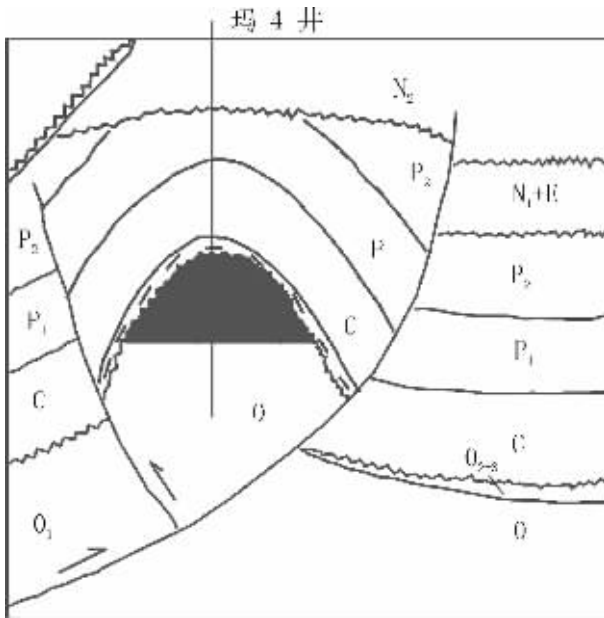


图 3 和田河气田气藏横剖面

Fig. 3 Geological cross-section of gas accumulations of the Hetianhe gas field

曲率大的部位裂缝发育^[7]。而构造的形态和发育特征是由断裂控制着,这也说明裂缝的发育程度是由断裂控制的。储层的渗透率绝大部分由裂缝提供^[8],因此裂缝的发育程度对气藏储层有效性至关重要。

控制油气运移:研究已证明奥陶系天然气来源于中、下寒武统的烃源岩,两个气藏都有断裂断至中、下寒武统,断裂是烃类向上运移的通道。因为寒武系—奥陶系碳酸盐岩比较致密,没有大的运移通道,烃类是难以向上运移的。

2.3 不整合面和岩溶作用

和田河气田和山 1 井气藏的奥陶系气藏都是直接与石炭系通过不整合面相接触。不整合面对气藏的作用主要表现在通过岩溶作用对储层的改造和作为油气运移的通道上。

岩溶作用是该区能较大改善储集层物性一种建设性成岩作用,溶蚀作用产生的储集空间是最主要的储集空间之

一^[9]。该区潜山经历的岩溶作用主要有大气淡水淋滤作用和埋藏期岩溶作用。

奥陶系碳酸盐岩古潜山储集层发育大气淡水淋滤作用,在晚加里东—早海西期,由于构造运动的影响,巴楚凸起成为一个向北倾斜的斜坡,乌山、玛扎塔格构造带及南部地区抬升,未接受志留—泥盆系沉积,奥陶系出露地表遭受风化剥蚀,在大气淡水淋滤和构造裂缝的双重作用下,形成了奥陶系古潜山淋滤带和潜溶带,发育了大量垂直和水平溶蚀孔洞,大大改善了碳酸盐岩的储集物性。

潜山碳酸盐岩埋藏溶蚀作用,主要是由于有机质成熟及烃类溶解产生的有机酸以及各种气体混合到孔隙水中,形成对碳酸盐岩有溶蚀作用的流体而产生的溶蚀作用,其特点是产生的溶蚀孔隙较小,选择性不强,且常沿裂缝发育。

通过岩心、薄片观察发现研究区碳酸盐岩储集空间以溶蚀产生的次生孔隙为主。奥陶系潜山灰岩 78% 的孔隙为溶蚀孔隙,因此,溶蚀孔隙的存在大大增加了储层的孔隙度。溶蚀作用在增加储层孔隙度的同时,也相应提高储层渗透率,沿裂缝和缝合线易发生岩溶作用,产生与其方向一致的孔洞,溶解作用可发生于裂缝和缝合线的方解石充填物中,可对裂缝和缝合线进行溶蚀扩大。因此也可以说明岩溶作用可提高储层的渗透率^[8]。

研究表明和田河气田天然气有由西向东运移的趋势^[6],其运移通道正是石炭系与奥陶系之间的不整合面。由于沿不整合面岩溶作用发育,储层的孔渗性能较好,可以作为油气运移的通道。

3 气田(藏)分布规律

根据控制巴楚凸起奥陶系气田(藏)成藏的主要因素分析,结合国内外碳酸盐岩油气田勘探的实践,发现该区气田(藏)分布主要有以下几个特点。

3.1 沿古隆起分布

古隆起控制油气分布,主要得益于以下 3 项优势:(1)长期继承性发育的古隆起上圈闭形成早,有利于捕获油气;(2)是长期油气运移的指向;(3)长期隆起遭受剥蚀,对碳酸盐岩储集层起到改造作用。和田河气田和山 1 井气藏分布于和田古隆起的边缘。由于隆起高部位经历的剥蚀时间要比隆起倾没部位时间长,风化作用时间长,所以隆起部位,储层岩溶发育、物性好,有利于油气聚集。

3.2 沿断裂带分布

断裂的控油作用主要表现在以下 3 个方面:(1)油气垂向运移的通道;(2)断裂活动形成破碎带,对储集层性能有明显的改造作用;(3)形成高幅度的与断层有关的圈闭(如断垒)。和田河气田和山 1 井气藏分布于断裂带的附近。

3.3 沿不整合面分布

下奥陶统顶面存在一个不整合面,不整合面对油气分布的控制主要体现在两个方面:(1)不整合面之下的风化壳

表 1 巴楚及邻区中、下寒武统烃源岩成熟度统计 (%)

Table 1 Statistics of the maturities of Mid-Lower Cambrian source rocks in the Bachu area and its adjacent areas (%)

剖面	现今	新近纪	中生代末	二叠纪末	石炭纪末	早奥陶世末
和田 玛参 1井	1	4.96	1.35	1.33	1.10	0.67
	2	3.33	1.58	1.56	1.34	0.70
	3	2.40	2.17	2.15	1.89	0.82
	4	2.51	2.49	2.48	2.18	0.94
	5	2.60	2.58	2.56	2.13	1.06
	6	3.40	3.39	3.38	3.12	1.66
叶城 山 1井	1	5.85	1.58	1.54	1.31	0.67
	2	3.80	1.86	1.84	1.57	0.72
	3	3.30	2.94	2.92	2.59	0.90
	4	2.61	2.60	2.58	2.26	0.89

经过一定时间的风化淋滤,形成溶蚀缝洞发育段,构成良好的储集体;(2)不整合面是油气侧向运移的重要通道。和田河气田和山1井气藏的奥陶系气藏就分布于不整合面之下。

3.4 近烃源岩分布

发育良好、有机质丰富的烃源岩是油气藏形成的基础。而油气侧向运移的距离受到很多因素的限制,难以长距离的运移。和田河气田和山1井气藏的形成得益于与该区和麦盖提斜坡中、下寒武统优质烃源岩近。

4 区域预测

该区及麦盖提斜坡的烃源岩质量较好,厚度较大,平均厚约300 m,烃源岩的质量和厚度是该区能形成大的油气聚集带的基础。

该区不整合面之下的碳酸盐岩储层以Ⅲ—Ⅳ类为主,孔隙度分布于0.85%~9.6%之间,平均为1.72%,渗透率分布于 $0.05 \times 10^{-3} \sim 30.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均值为 $1.85 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。志留系尖灭线以南的区域,由于接受风化的时间较长,奥陶系灰岩容易被风化,而且灰岩碎性高,容易形成裂缝^[7],因此其岩溶发育,储层条件要好一些,孔隙度分布于0.089%~27.45%之间,平均为1.95%,渗透率分布于 $0.005 \times 10^{-3} \sim 144.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均值为 $2.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图4)。另外,岩溶研究结果表明卡拉沙依断裂带和色力布亚断裂带由于深大断裂的作用,岩溶也较发育(图4)。

在烃源岩、断裂和不整合面都发育的区域,应优先选择具有优质储层的区域,最近的钻探实践也显示多数失利井的失利原因是储层不发育所致。综合考虑,该区最有利的勘探目标是志留系和奥陶系尖灭线以南并岩溶作用发育的区域,色力布亚断裂带和山1井与玛参1井一线(图4)可能是该区勘探的一类区,因为其断裂发育,位于奥陶系和志留系尖灭

线以南,不整合对该区奥陶系储层改造较大,岩溶作用发育,而且该区与麦盖提斜坡的烃源岩较近;其次是岩溶较为发育的卡拉沙依断裂带(图4),该区隆起高,面积大,岩溶发育,最近的钻探成果不佳,因此,应对该区域进行系统的地质综合研究,弄清楚储层非均质性的控制因素及储层分布的规律。

结论:(1)巴楚凸起奥陶系潜山天然气资源丰富,已发现和山1井气藏。它们都是由两条断裂夹持的背斜气藏,储层为下奥陶统灰岩,盖层为石炭系下泥岩段。(2)该区潜山气藏的形成主要受控于烃源岩、断裂,不整合面和岩溶作用。潜山气藏分布的规律是:沿古隆起分布、沿断裂带分布、沿不整合面分布、近烃源岩分布。(3)根据潜山气藏的主要控制因素和分布规律,该区应选择志留系和奥陶系尖灭线以南的区域为主要勘探目标,应对岩溶较为发育的卡拉沙依断裂带进行系统研究。

参考文献 (References):

- [1] 贾承造,魏国齐,姚慧君,等.盆地构造演化与区域构造地质[A].见:童晓光,梁狄刚主编.塔里木盆地油气勘探丛书[C].北京:石油工业出版社,1995.88~98.
Jia Chengzao, Wei Guoqi, Yao Huijun, et al. Structural evolution of basins and regional structural geology [A]. In: Tong Xiaoguang, Liang Digang (eds.) Series on Petroleum Exploration in the Tarim Basin [C]. Beijing: Petroleum Industry Publishing House, 1995. 88~98 (in Chinese).
- [2] 谢晓安,胡素云,卢华复.探讨塔里木盆地巴楚断隆的正反转构造[J].地质论评,1998,44(1):1~5.
Xie Xiaoan, Hu Suyun, Lu Huaifu. Positive inversion structure in the Bachu fault uplift in the Tarim basin [J]. Geological Review, 1998, 44 (1):1~5 (in Chinese with English abstract).
- [3] 戴金星,卫延昭,赵靖舟.晚期成藏对大气田形成的重大作用[J].中国地质,2003,30(1):10~19.
Dai Jinxing, Wei Yanzao, Zhao Jingzhou. Important role of the formation of gas accumulations in the late stage in the formation of large gas fields[J]. Geology in China, 2003, 30 (1): 10~19(in Chinese with English abstract).
- [4] 赵孟军,张水昌.塔里木盆地天然气成因类型及成藏条件[J].中国石油勘探,2001,6(2):27~31.
Zhao Mengjun, Zhang Shuichang. Genetic types of natural gas and the conditions of petroleum accumulation in Tarim Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2001, 6 (2): 27~31(in Chinese with English abstract).
- [5] 张宝民,赵孟军,肖中尧,等.塔里木盆地优质气源岩特征[J].新疆石油地质,2000,21(1):33~37.
Zhang Baomin, Zhao Mengjun, Xiao Zhongyao, et al. Characteristics of excellent gas source rocks in Tarim Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2000, 21 (1):33~37(in Chinese with English abstract).
- [6] 张国成,王廷栋,徐志明,等.塔里木盆地和田河气田碳酸盐岩储层的多期次多来源油气聚集特征[J].地学前缘,2000,7(增刊):239~248.

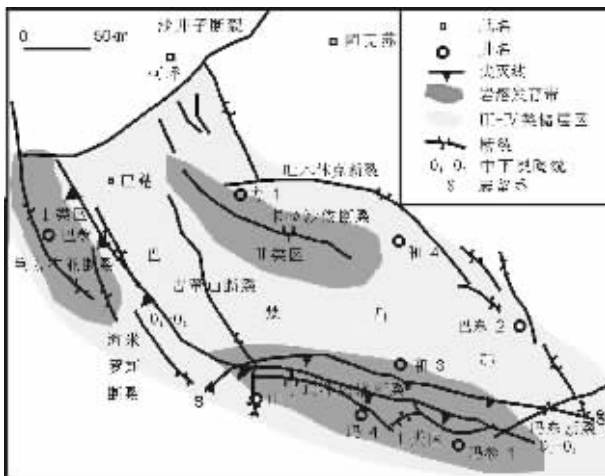


图4 巴楚凸起勘探区域预测分布

Fig4. Map showing prognosis of the exploration area in the Bachurise

- Zhang Guocheng, Wang Tingdong, Xu Zhiming et al. The accumulation characteristics of multiphase and multisource and gas in highly matured Ordovician carbonate reservoirs in Hetian gas field, Tarim basin, West China [J]. *Earth Science Frontiers*, 2000, 7 (Suppl.): 239~248(in Chinese with English abstract).
- [7] 杨威,王清华,刘效曾,等.和田河气田碳酸盐岩岩心裂缝分维数的计算及与物性的关系[J].*石油勘探与开发*,2001,28(3):46~48.
- Yang Wei, Wang Qinghua, Liu Xiaoceng, et al. The fractal dimension of fractures of carbonate rocks in Hetian gas field and its relation to reservoir property [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2001, 28 (3): 46~48(in Chinese with English abstract).
- [8] 杨威,王清华,赵仁德,等.和田河气田奥陶系碳酸盐岩裂缝[J].*石油与天然气地质*. 2000,21(3):252~255.
- Yang Wei, Wang Qinghua, Zhao Rende, et al. Fractures of Ordovician carbonate rocks in Hetian River gas field [J]. *Oil & Gas Geology*. 2000, 21 (3):252~255(in Chinese with English abstract).
- [9] 杨威,王清华,赵仁德等.和田河气田碳酸盐岩的岩溶作用[J].*新疆石油地质*, 2002, 23(2):124~126.
- Yang Wei, Wang Qinghua, Zhao Rende, et al. Karstification of carbonate reservoir rocks in Hetian River gas field of Tarim basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2002, 23 (2): 124~126(in Chinese with English abstract).

Principal controlling factors of the formation of the Ordovician buried hill gas accumulations and regional gas prospect evaluation in the Bachu Rise, Tarim basin

YANG Wei^{1,2}, WEI Guo-qi¹, DU Ping³, WANG Qing-hua⁴, LI Yu-ping⁴, Zhang Zhong-tao¹

(1. Gas Department, Langfan Branch, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Langfang 065007, Hebei, China;
2. China University Geosciences, Beijing 100083, China; 3. North China Business Division, North China Oilfield Logging Co. Ltd., China
Petroleum Group Renqiu 062552, Hebei, China;
4. Tarim Oilfield Company, CNPC, Korlea 41000, Xinjiang, China)

Abstract: The Ordovician buried hills in the Bachu rise, Tarim basin, has good gas prospects. The Hetianhe gas field and well Shan 1 gas accumulation were discovered in this area. The area has good hydrocarbon source rocks, a well-matched association of reservoir and cap rocks and a very large trap so; it is an advantageous area for petroleum exploration. According to an integrated study of the characteristics of the Hetianhe gas field and well Shan 1 gas accumulation, the authors suggest that the formation of gas accumulations was principally controlled by hydrocarbon source rocks, faults, unconformity and karstification. So long as the four controlling factors can match well, large gas accumulations can be formed. Based on this study, combined with exploration practice in carbonate gas accumulations both at home and abroad, the distribution characteristics of carbonate gas accumulations are summarized as follows: they are distributed along paleo-uplifts, along faults, along unconformities and near hydrocarbon source rocks. According to the principal controlling factors and distributing characteristics of buried hill gas accumulations, in the study area the zone south and west of the pinch-out line of the Silurian and Ordovician, the line of wells Shan 1 and Macan 1 and the Selibuya fault zone should be chosen as the chief exploration targets. In addition, a systematic study should be carried out on the Kalashayi fault zone where karst is well developed.

Key words: buried hill gas accumulation; controlling factor; regional forecasting; Bachu rise; Ordovician; Xinjiang