

文章编号: 0253-2697(2001)04-0035-04

长庆气田奥陶系古沟槽展布及其对气藏的控制

何自新 郑聪斌 陈安宁 王飞雁

(中国石油长庆油田公司 陕西西安 710021)

摘要:鄂尔多斯盆地奥陶系古风化壳已找到的天然气田,属于大型古地貌气藏。其含气面积与奥陶系侵蚀面古沟槽展布密切相关。本文结合气田勘探开发实践,分析了古沟槽形成条件,提出了古沟槽判识方法。根据已识别出的古沟槽发育特征,指出主沟槽展布的总趋势主要为近东西向,改变了以往南北向展布的认识。并通过古沟槽与气藏分布关系,预测了扩大气田含气面积的主要目标区。

关键词:鄂尔多斯盆地;奥陶系侵蚀面;古沟槽;展布特征;溶丘块体;气藏分布

中图分类号: TE112 **文献标识码:** A

鄂尔多斯盆地奥陶系古风化壳已找到目前中国陆上屈指可数的整装气田,累计探明地质储量 $2384.85 \times 10^8 \text{m}^3$ 。该气田属于大型古地貌气藏,含气面积与奥陶系古沟槽展布密切相关。因此深入分析古沟槽发育的地质背景及展布格局,对于认识古地貌气藏的分布规律,提高气田开发钻井成功率有着重要的现实意义。

1 古沟槽形成条件

1.1 长期遭受剥蚀是奥陶系顶部形成古沟槽的必然结果

加里东期,鄂尔多斯期随同华北陆缘海整体抬升,使盆地本部缺失奥陶系中上统、志留系、泥盆系及下石炭统,下奥陶统马家沟组也遭受不同程度的剥蚀。剥蚀强度从盆地西部向东逐渐减弱,致使本区下奥陶统,由中央古隆起到陕北古拗陷依次出露马四、马五、马六段,气田区为马五段不同层位的出露。由于受古隆起的影响,古地形自西向东平缓倾斜,在气田西部形成侵蚀高地,东部形成岩溶平原,间夹于其间的气田区,为平缓东倾背景上形成的孤型岩溶台地,这种古地貌格局决定了主沟槽的向东延伸。

1.2 奥陶系顶面破裂构造特征决定了古沟槽展布格局

破裂构造是岩石在构造应力作用下发生的破裂现象。鄂尔多斯盆地加里东晚期至海西早期的构造应力场,受控于盆地西侧祁连板块、南侧秦岭板块、北侧中亚—蒙古板块的碰撞挤压。其中长庆气田区的破裂构造,主要受西侧东西向挤压应力控制,所产生破裂构造方向主要为北东向与北西向^①。本区奥陶系侵蚀面早期发育的破裂构造密集带的分布及走向,不仅为地表水的下渗提供了通道,同时也决定了古沟槽的展布格局。

1.3 古水文条件是古沟槽形成的主要营力

鄂尔多斯盆地是典型克拉通盆地,本部极少构造断裂,褶皱也不发育。因此奥陶系顶部的古地貌主要受古水文条件影响。根据古风化壳残积的铝土岩与凝灰岩分析,古风化壳发育早期,古气候干燥炎热,地表风化剥蚀强烈。古风化壳发育晚期,古气候温暖潮湿,地表和地下水迳流活跃,侵蚀作用强。特别是侵蚀高地,下奥陶统马五段的逐层剥露,不仅为地表水沿层迳流和地下岩溶管道的形成创造了条件,同时为古沟槽的形成提供了主要营力。

①张庆龙,等. 鄂尔多斯盆地中央古隆起的板块构造成因、演化特征及其与下古生界天然气聚集关系. 1997.

作者简介:何自新,男,1943年10月生,1969年毕业于北京地质学院,现任长庆油田公司副总经理,教授级高工。

2 古沟槽判识方法

正确识别古沟槽,是分析古地貌气藏控制因素的关键。依据印模法和残厚法,通过本区古风化壳上下地层对应关系,并结合地震剖面和古岩溶分带特征,即可对古沟槽进行识别(图1)。

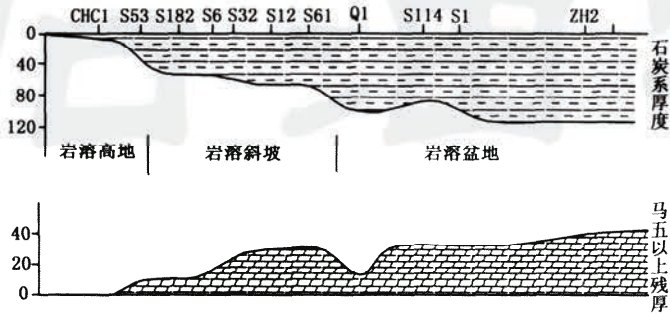


图1 古风化壳上下地层对应关系

Fig. 1 Correlation relationship between upper and lower strata of the fossil weathered crust

(1) 区内上古生界石炭系填平补齐沉积与下伏马家沟组残存变化有着良好的对应关系。如果马五段地层缺失明显,而上覆石炭系充填厚度较周围大,明显为古沟槽侵蚀所致。上覆石炭系充填厚度一般在70~100m之间,比非古沟槽区明显加厚20~30m。

(2) 下奥陶统马五段缺失较多,而上覆石炭系充填厚度与周围厚度一致或相应减薄,表明存在古构造因素,不属于古沟槽显示。盆地西部侵蚀高地,往往具有下缺上薄的对应特征。不少研究者将气田区西部马五段层位的层层缺失,作为古沟槽

显示来分析是不确切的。

(3) 下奥陶统马五段地层保存较全,而上覆石炭系充填厚度比周围有明显增厚,表明该区处于古构造低部位。这类构造低洼区,往往与古沟槽有着密切的联系。

(4) 古沟槽发育部位,其下风化壳岩溶分带特征明显,一般垂直岩溶带不发育,水平岩溶带厚度减薄。上覆石炭系底部铝土岩因沟槽中的水流侵蚀而缺失,常砂、泥岩充填沉积为特征^[1]。

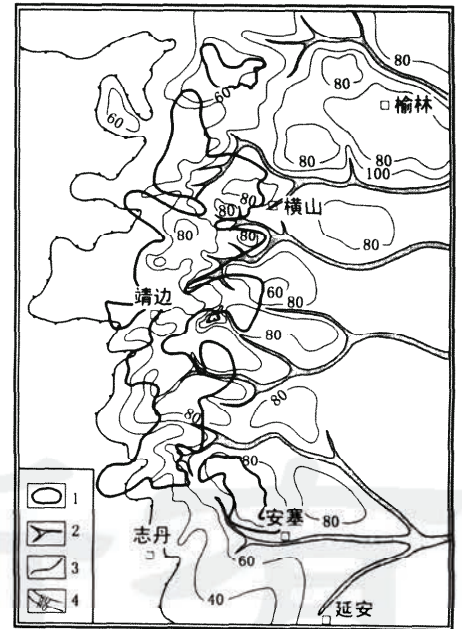
(5) 风化壳岩溶的地下管道,由于侵蚀、塌陷改造,发育后期往往演变为沟槽。根据地下岩溶管道及岩溶洼地(管道明河段)的发育特征可追踪古沟槽的延伸方向。

(6) 通过地震剖面的地质标定,分区建立侵蚀沟槽的解释模型,即可利用地震剖面上的“下凹”、“上超”、和“削截”等波型特征,确定古沟槽的发育部位及侵蚀深度^①。

3 古沟槽展布特征

(1) 主沟槽均由靖边岩溶台地主体部位由西向东延伸展布,并与古地形的倾斜方向相一致。延伸至东部岩溶平原区,由于坡降变缓,水系汇合,古沟槽的规模扩大,展布方向虽在局部有所迂回,但总趋势仍然与古地形倾斜方向一致,近东西向延伸(图2)。

(2) 在靖边岩溶台地内,主沟槽的分布表现出东西向等间距成排发育的特点。而支沟槽的延伸方向变化较大,但总趋势与破裂构造展布方向大体一致。台地沟槽切割深度一般在20~30m之间,切割层位多在马五₂—马五₃之间。沿古地形东倾方向,发育规模逐渐扩大,其宽度由0.2km逐渐加宽,延伸至台地东缘,主沟槽切割深度与地区侵蚀基准面基本接近。



1—气田面积;2—沟槽;3—马五₁地层尖火线;4—古地貌等值线

图2 奥陶系侵蚀面古沟槽展布特征图

Fig. 2 Distribution characteristics of palaeo-canals in the erosion surface of the Ordovician

①李振亚·鄂尔多斯盆地中东部奥陶系风化壳古地貌展布,1998.

4 古沟槽对气藏的控制作用

在前石炭纪古地貌单元中,古沟槽是主要负向地貌单元,决定着正向地貌单元分布。古沟槽的发育程度,对气藏储层及圈闭均有重要的影响^[2]。

4.1 古沟槽的形成有利于岩溶储集体发育

在风化壳岩溶发育阶段,古沟槽是岩溶地表和地下水排泄的主要通道,在地壳运动的控制下,不断协调着地下潜水面的变化。在平缓东倾的古地貌背景上,古沟槽发育区的上倾方向,由于近临水源供给区,岩溶水补给充分,排泄流畅,地表及地下迳流活跃,溶蚀孔洞及岩溶管道格外发育。据不完全统计,在靖边岩溶台地的主体部位,主力储层的平均孔隙度为5%~13%,平均渗透率为 $(2.7\sim 15.9)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,而远离沟槽区的部位,平均孔隙度变化在0.37%~7%之间,平均渗透率变化在 $(0.07\sim 8.7)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,表明靖边岩溶台地的主体部位是岩溶储集体的主要发育区。

4.2 古沟槽的分布有利于天然气运聚及气藏圈闭的形成

在古沟槽区,由于水流的侵蚀冲刷,一般缺失封盖层铝土岩沉积,下奥陶统马五₁主力储层段的孔洞白云岩直接与石炭系砂泥岩接触。因此,奥陶系深埋藏后,石炭、二叠系有机质成熟而产生的酸性压释水,通过前石炭纪沟槽,进入风化壳储层段,使风化壳相对静止的储集环境,因水动力的不平衡而产生对流,不仅促进了埋藏环境下岩溶作用的继续发育,同时将同期生成的烃类载入岩溶空间。随着埋藏的加深,温压的升高,岩溶水pH急剧向碱性转化,使岩溶空间的外围及古沟槽两侧附近产生化学交代充填而强化了成岩封闭能力。最终因古沟槽沉积物的不断压实与成岩致密带的密切配置,导致了古地貌气藏圈闭的形成^[3](图3)。

4.3 古沟槽之间的溶丘带是气藏的主要富集区

在靖边岩溶台地内,古沟槽的东西展布、南北分支及其与溶洼、溶坑和古构造低洼带的相互关联,共同组成了分割台地的复杂网络。在平缓东倾的古地貌背景上,形成大小不一、形态各异的溶丘块体。这些溶丘块体在岩溶发育的过程中,由于地层保存较全,古地形相对较高,岩溶水补给与排泄充分,储集空间发育。在上下古生界烃源岩生排烃峰值期,具备了捕集天然气的优越条件,从而成为天然气的主要富集区。

4.4 古沟槽网络决定了气藏的分布特征

古沟槽的切割和其它负向地貌单元的影响,使各个溶丘块体在风化壳岩溶发育过程中,随着水文环境的变化,逐渐发育成相互独立的岩溶系统,进而演化成不同的含气单元。据开发资料显示,不同储气单元,其压力系统、气水分布及边界特征反映出多样性,说明古沟槽网络对气藏的分布具有重要的控制作用。但对一个独立的储气单元而言,由于岩溶作用的不均一性,往往在溶丘块体的上倾方向储集性能优越,容易获得高产。相反,在溶丘块体的下倾方向,岩溶充填相对增高,储集性能变差,尔后东部抬升,形成了气藏的上倾遮挡。由此表明,古沟槽的切割与溶丘块体的发育形态,往往使天然气的富集表现出不同的规律。这种规律在盆地东部古沟槽之间的溶丘块体中也同样有类似的显示,如牛1井、鱼1井,由于处于溶丘块体的有利部位,钻遇奥陶系古风化壳均发生了井喷,麒参1井与洲1井在奥陶系古风化壳试出了 $(1.73\sim 4.0)\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 天然气流。显示出榆林—子长低幅度溶丘带是气田向东扩大的主要目标区。

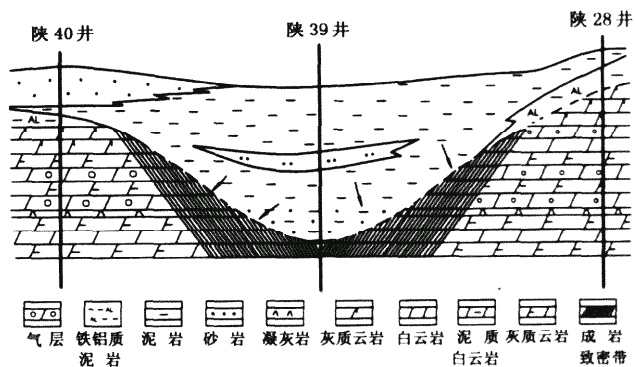


图3 古沟槽切割封闭特征图

Fig. 3 Characteristics of sealing by the palaeo-canal cutting shallow

5 结论

1. 鄂尔多斯盆地奥陶系侵蚀面古沟槽的形成和展布,受控于断裂构造特征和风化壳古水文地质条件。利用古风化壳上下地层对应关系及地震剖面和古岩溶特征,可对古沟槽进行识别和预测。

2. 靖边岩溶台地内已识别出的主沟槽,其展布方向主要为近东西向,由台地主体部位向盆地东部延伸,并具有等间距成排分布的特征。支沟槽多为北西和北东向,与断裂构造发育方向相一致。

3. 古沟槽是风化壳岩溶储层与古地貌成藏圈闭形成的重要因素。在古地貌成藏过程中,古沟槽网络的发育,控制了气藏的分布和天然气的富集区带。

4. 上述分析表明,长庆气田古风化壳气藏仍具有较大的勘探潜力。东部榆林—子长一线的低幅度溶丘是马五₁气藏向东扩大的主要目标区。

5. 长庆气田古风化壳气藏的开发井网,应注意避开穿越含气面积的沟槽,因为它可能已把气藏分割开了。而延伸到含气面积之外的溶丘块体,却是开发扩边的有利地区。

参 考 文 献

- [1] 马振芳,等. 鄂尔多斯盆地中东部奥陶系顶部古风化壳特征及与天然气富集的关系[J]. 石油勘探与开发,1999,26(5):21~23.
- [2] 夏日元,等. 鄂尔多斯盆地奥陶系古岩溶地貌及天然气富集特征[J]. 石油及天然气地质,1999,20(2):133~136.
- [3] 郑聪斌,等. 长庆气田成藏地质条件及气藏分布规律[A]. 见:戴金星等主编. 天然气地质研究新进展[M]. 北京:石油工业出版社. 1979:24~33.

(收稿日期 2000-03-27 修订日期 2000-06-22 编辑 张 怡)

关于召开“第二届海相碳酸盐岩与油气国际研讨会”的通知(第一号)

为了持续地推动我国海相碳酸盐岩油气勘探领域的理论探索和有效地提高海相碳酸盐岩地层区油气勘探的成效,继第一届海相碳酸盐岩与油气国际研讨会(1999年9月,杭州)成功召开之后,中国石油学会石油地质专业委员会和《海相油气地质》编辑部拟定于2002年5月在杭州召开“第二届海相碳酸盐岩与油气国际研讨会”。现将与本次国际研讨会有关的事项通知如下。

会议宗旨 围绕中国海相碳酸盐岩油气资源勘探开发中的难点和热点,吸收、引进国外的成功勘探经验和有效技术方法,广泛交流国内的最新勘探进展和研究成果,加快我国海相油气资源发现、利用的速度,为我国石油工业的可持续发展提供坚实的资源基础。

会议主题 (1)海相碳酸盐岩作为有效烃源岩的勘探实例介绍以及与此有关的研究和探索。(2)海相碳酸盐岩油气藏(溶蚀油气藏、不整合油气藏、构造油气藏等)的特点和有效勘探方法。(3)海相碳酸盐岩储层的特点和描述、预测方法。(4)不同类型的大地构造背景对海相碳酸盐岩油气田形成的控制作用及这些油气田的特点。(5)中国复杂地质背景下开展海相碳酸盐岩油气勘探应采取的战略和方法。(6)其它与海相碳酸盐岩油气勘探有关的议题。

会议组织 (1)本次国际研讨会设立学术委员会、组织委员会和秘书组。(2)本次国际研讨会由中国石油学会石油地质专业委员会、杭州石油地质研究所、《海相油气地质》编辑部发起,并将由国内主要的石油公司、勘探公司和部分国外石油公司共同参与主办。(3)本次国际研讨会将采用大会发言和专题讨论的形式,并安排会间的地质考察和会后的地质考察。(4)本次国际研讨会将收取一定数额的报名费,住宿费自理,会间的考察费用免收,会后的考察费用自理。

咨询和联系方式

1. 确定后的主办单位、具体地质考察路线、确切的会议时间等,将在第二号通知中明确。

2. “第二届海相碳酸盐岩与油气国际研讨会”的咨询、联系。

王根海(杭州石油地质研究所所长,会议秘书长)

电话:0571-85221481;0571-85229124转3511 传真:0571-85229509

王霞(中国石油学会石油地质专业委员会秘书长,会议副秘书长) 电话:010-62098197

张跃平,赵国宪(《海相油气地质》副主编,会议秘书组联系人) 电话:0571-85229124转3304

Key words: Sedimentary system; lithofacies paleogeography; oil and gas distribution; Upper Triassic; The Qiangtang Basin

DISTRIBUTIVE CONFIGURATION OF ANCIENT VALLEY-TROUGH ON ORDOVICIAN EROSION SURFACE IN CHANGQING GAS FIELD AND ITS CONTROL OVER GAS ACCUMULATIONS

HE Zi-xin, et al. (*Changqing Oil Field Company, CNPC, Xi'an 710021, China*) ACTA 2001, 22(4): 35~38

Abstract: The gas field having been found in Ordovician palaeocrust of Ordos Basin is large ancient landform gas accumulations and its gas containing area is closely related to distributive configuration of ancient valley-trough on Ordovician erosion surface. In combination with exploration and development of gas field, the methods of distinguishing ancient valley-trough is proposed after analysis of forming condition of ancient valley-trough. Based on characteristics of ancient valley-trough having been distinguished, it indicates that the general distributive trend of major ancient valley-trough is EW and not SN considered before. Through analyzing distributing relations of ancient valley-trough and gas accumulations, the authors forecaste major target area of expanding gas containing area of the gas field.

Key words: Ordos Basin; Ordovician erosion surface; ancient valley-trough; distributive characteristics; hill-type karst block; gas accumulations distribution

EFFECT OF FLUID-ROCK INTERACTION ON POROSITY OF RESERVOIR ROCKS IN TERTIARY SYSTEM, DONGYING SAG

ZENG Jian-hui (*Basin & Reservoir Research Center, Petroleum University, Beijing 102249, China*) ACTA 2001, 22(4): 39~43

Abstract: The effect of fluid-rock interaction on porosity of reservoir rocks in Tertiary System of Dongying Sag has been analyzed in the paper. The results indicate: (1) organic-inorganic interaction and the amount of organic acid and CO₂ produced in the action in source rock-pore fluid system are the key factor of the formation of porosity in sandstone; (2) the dissolution of carbonate and aluminosilicate are the important fluid-rock interactions to control porosity in sandstone; (3) the amount of carbonate in mudrock has an important influence on the scale of the formation of porosity in sandstone; (4) the abilities of inflow and outflow of fluid during fluid-rock interaction determines the development of porosity in sandstone. Due to the influences of the geological and geochemical factors and fluid-rock interaction, the three regional porous zones and three regional cemented zones are formed in the profile in Dongying Sag.

Key words: fluid-rock interaction; porosity; Tertiary System; Dongying Sag

OIL FIELD DEVELOPMENT

ON THE HORIZONTAL SIDETRACK AS THE MOST IMPORTANT TECHNOLOGY TO EXPLOIT "LARGE SCALE" UNSWEPT REMAINING OIL IN MATURE OILFIELDS

YU Qi-tai (*Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China*) ACTA 2001, 22(4): 44~48