

东营凹陷西部潜山油气藏特征*

林松辉¹, 王 华¹, 张桂霞³, 武玉祥², 陈海云³, 韦华彬³

(1. 中国地质大学资源学院, 湖北武汉 430074; 2. 山西煤炭地质公司, 山西太原 030045;

3. 胜利石油管理局地球物理勘探开发公司, 山东东营 257015)

摘要: 东营凹陷西部发育太古界、古生界及中生界潜山。受郯庐断裂活动的影响, 潜山在平面上呈带状分布, 自东南向北西形成了 NW 向潜山构造带; 自西南向北东形成了 NE 向潜山构造带。新生界的沙河街组、孔店组及中生界和古生界的石炭-二叠系的烃源岩为潜山油气藏的主要油源。储集层由太古界变质岩和下古生界碳酸盐岩组成, 平均孔隙度多在 1.4%~5.0% 之间。石炭-二叠系、第三系及中生界下侏罗统构成潜山油气藏的 3 套盖层。根据圈闭类型的差异, 潜山油气藏分为潜山顶部及内幕两种类型。烃类潜山油气藏多分布于近源的断裂带附近, 而非烃气往往沿深大断裂、火山通道向上运移, 在适当的潜山圈闭中形成非烃潜山气藏。

关键词: 潜山; 油气藏; 特征; 类型; 分布; 东营凹陷

第一作者简介: 林松辉, 男, 36 岁, 高级工程师, 油气地质与勘探

中图分类号: TE122.3⁺3 文献标识码: A

1 概述

东营凹陷西部潜山在平面上呈带状分布, 形成以前震旦系的片麻岩、寒武系、奥陶系的碳酸盐类灰岩为主要储集层, 第三系、石炭-二叠系为盖层的潜山油气藏。自 60 年代开始勘探以来, 先后发现了王庄油田和平南油田, 累积探明石油地质储量 $1\,220 \times 10^4 \text{ t}$ 。

1.1 地层

东营凹陷西部潜山内幕主要发育太古界、古生界及中生界。太古界主要发育泰山群, 为泰山运动回返上升, 经混合岩化和花岗岩化作用形成的一套中、深变质岩系, 厚度逾万米, 与上覆地层不整合接触。古生界分为下古生界和上古生界, 下古生界发育寒武系和奥陶系海相碳酸盐岩, 以白云岩、灰质白云岩、灰岩、白云质灰岩为主; 上古生界发育石炭系、二叠系海陆交互相碎屑岩及煤系, 各层组底部均以泥岩分界, 横向分布稳定, 大部分区域与上覆中生界不整合接触, 但在潜山高部位或凸起上一般缺失石炭系、二叠系, 如平方王潜山、郑家潜山、滨县凸起等。中生界主要在高青、于家庄和林樊家等地区发育, 为侏罗系和白垩系河湖相碎屑岩含煤地层, 火成岩较发育, 与上覆第三系不整合接触。

1.2 构造

受郯庐断裂活动的影响, 济阳坳陷发育 NE、NW 及近 EW 向断层。研究区位于多组断层的交汇处, 构造复杂, 潜山发育。规模较大的高青、平南、陈南等断层, 横向延伸一般达 30 km 以上, 断距大于 1 000 m, 对潜山的形成及分布起控制作用^[1,2], 自东南向北西形成了草桥、平方王、林樊家等潜山, 即 NW 向构造带; 自西南向北东形成了长轴均为近 EW 走向, 埋深在 1 000 m 左右的青城、滨县和陈家庄凸起, 即 NE 向构造带(图 1)。后一构造带除了在凸起上发育大小不等的残丘山外, 在陈

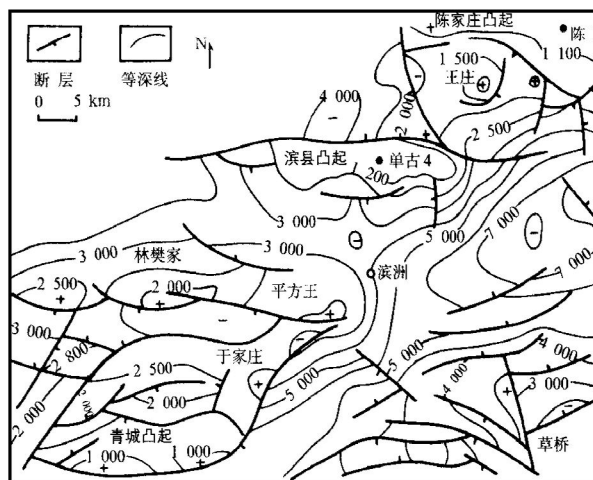


图 1 东营凹陷西部前第三系顶面构造图

Fig. 1 Structural map of top of Pretertiary System
in west part of Dongying Depression

家庄凸起南斜坡还发育有郑家-王庄潜山带,

* 国家教育部青年教师基金和国土资源部青年教师基金资助
(编号: 99024002, 99022002)

收稿日期: 2000-05-12

它是重力滑动作用的产物,其内部被南北向断层分割成郑家和王庄两个残丘山,呈背斜形态,埋深在1 500 m左右。在青城凸起与滨县凸起之间发育了于家庄-平方王潜山带,受平南断层的控制,呈东南高北西低的单面断块山,其内部又被断层分割,形成了多个次级断块,埋深在1 500~2 000 m之间。

2 成藏条件

2.1 烃源岩

东营凹陷西部潜山带的烃源岩发育于沙河街组孔店组二段、中生界及石炭-二叠系。沙河街组烃源岩是东营凹陷的主力烃源岩,以沙河街组三段和四段的棕褐色油页岩和暗色泥岩为主,三段烃源岩有机碳含量为1.66%,四段为1.70%;埋深一般在2 000~4 000 m之间,已进入生油门限。由于断层的作用,这些烃源岩往往与前第三系直接接触,在地层压力、浮力、水动力等驱动下,油气通过断层运移到潜山圈闭中,形成“新生古储”型油气藏^[3](图2)。

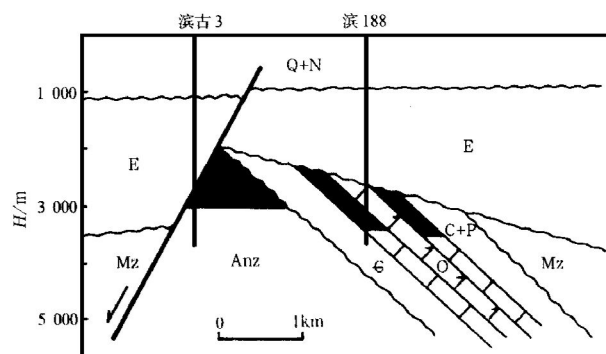


图2 潜山油气成藏模式图

Fig. 2 Pool-forming model of oil and gas for buried hill

林2井钻遇的孔店组二段暗色泥岩厚169 m,以灰-深灰色泥岩为主,含少量粉砂质泥岩及灰黑色碳质泥岩,有机碳含量为0.8%,干酪根类型为II型,镜质体反射率在1.31%~1.39%之间。柳参2井孔店组二段2 456~2 500 m井段暗色泥岩有机碳含量为0.826%,氯仿沥青“A”为0.02%,干酪根类型为II型,镜质体反射率为0.77%。说明该区孔店组二段具有一定的生烃能力。

中生界烃源岩主要是深灰色泥岩、灰黑色碳质泥岩及煤层,碳质泥岩及煤层有机碳含量为0.4%~1.0%,镜质体反射率为1.0%~1.4%,有利于形成煤成气。

石炭-二叠系烃源岩主要是煤层和碳质页岩。已有滨古18、高参1等井钻遇。高参1井已钻遇

626 m厚的石炭-二叠系,其中煤层16层,总厚30 m;碳质页岩11层共27 m。有机碳含量大于1.0%,干酪根类型以II型为主,镜质体反射率大于1.2%^[3]。

此外,深部地层的非烃气也是一个重要气源,非烃气往往沿深大断裂或火山通道向上运移,在深大断裂附近的潜山或火成岩发育区易形成非烃气藏(图3)。

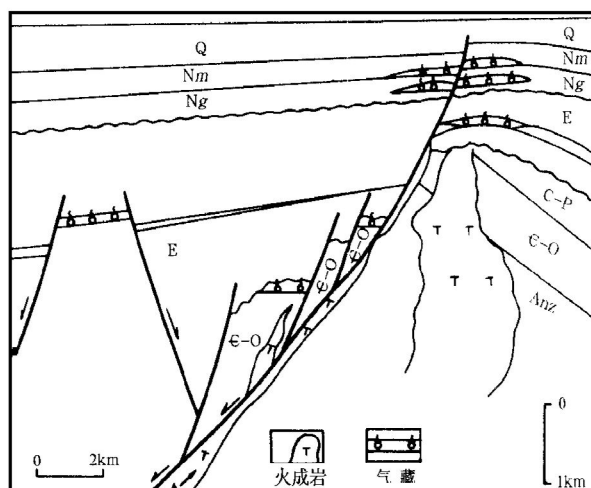


图3 非烃气成藏模式图

Fig. 3 Pool-forming model of non-hydrocarbon gas

2.2 储集层

2.2.1 太古界变质岩

太古界变质岩主要由片麻岩和变粒岩体组成,以块状构造为主,可见片麻状构造和残余角砾。储集空间主要是由构造作用产生的裂缝孔隙和风化淋滤作用产生的溶蚀孔隙,其发育程度主要受两种因素的影响。

(1) 碎裂变质作用。碎裂程度取决于所受应力的性质、深度和作用时间的长短。应力作用太弱不能产生足够的裂缝,过大则会使岩石碎粒化,使矿物变成粉末,甚至重结晶,堵塞裂缝;只有应力强度适中,岩石正好发生碎裂,而又很少引起碎粒化,才能成为油气运移的良好通道和聚集的有利场所^[4]。碎裂变质形成的裂缝不仅是油气运移的通道,也是酸性水溶液的通道,产生溶蚀孔隙,形成储层,如在王庄潜山油藏处的郑4井获日产油1 100 t,连续稳产逾200 d,天然气日产量由初产时的3 500 m³逐渐上升到40 000 m³以上。

(2) 古风化作用。东营凹陷西部地区大多数潜山在地质历史时期曾遭受长期的风化淋滤作用,燕山晚期基岩暴露地表,在温度和大气水等因素的影

响下,产生一定数量的风化裂缝和淋滤孔隙,第三系沉积后,其孔隙仍得以保存。根据测井解释,太古界变质岩储层平均孔隙度多在 $1.4\% \sim 5.0\%$ 之间,平均渗透率一般为 $2 \times 10^{-3} \sim 8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表1)。

表1 孔隙度及渗透率数据表

Table 1 Data of porosity and permeability

井号	孔隙度/ $\%$			渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$		
	最小值	最大值	平均值	最小值	最大值	平均值
郑42	0.1	16.4	1.8	0.02	880.00	7.72
郑10	0.5	2.2	1.4	0.05	13.00	3.46
郑14	1.9	3.7	2.8	0.14	5.00	1.78
郑16	2.3	11.0	4.9	0.15	4.00	2.29
郑29	0.0	18.0	2.8	0.30	6.70	4.30

由于太古界潜山的形成及储集空间的发育与基底断裂及古风化作用有关,因此这类储集层的分布也受基底断裂和风化作用影响,主要分布在断裂发育区,埋深相对较小的地带,如陈家庄、滨县凸起的王庄潜山等。各类潜山中以遭受风化作用、剥蚀作用时间相对较长的太古界潜山的储集性能最好。

2.2.2 下古生界碳酸盐岩

东营凹陷西部下古生界碳酸盐岩储集层主要是白云岩、灰岩,多呈厚层状,生物化石含量高,有利于形成裂缝和溶洞。研究区的碳酸盐岩储集层的储集空间类型多,孔、洞、缝齐全。由于断裂作用对储集空间的形成起重要作用,因此储集空间以孔隙型、裂缝型及裂缝-孔隙型为主,其中孔隙型储集层物性最好,如平方王潜山中寒武统鲕粒灰岩的鲕溶孔及鲕粒间溶孔就相当发育。这类储集层的分布与沉积作用、成岩作用及构造运动有关,分布于西南部地区和郑家地区。

2.3 生储盖组合

东营凹陷西部潜山带主要发育3套区域性盖层,即石炭-二叠系煤层、第三系和中生界下侏罗统,形成3套生储盖组合类型:一是下第三系生,前第三系储,第三系盖的“新生古储新盖”组合;二是中生界和石炭-二叠系“自生自储自盖”组合;三是石炭-二叠系生,古生界和太古界顶面风化壳储,石炭-二叠系盖的“新生古储新盖”组合^[5]。

3 油气藏类型及分布

3.1 类型

油气藏类型很大程度上取决于圈闭类型。它们受控于潜山地形地貌、构造属性、储集层(体)类型及生储盖组合^[6]。东营凹陷西部已发现的潜山油气藏

可分为潜山顶部和潜山内部油气藏两种类型(图4)。

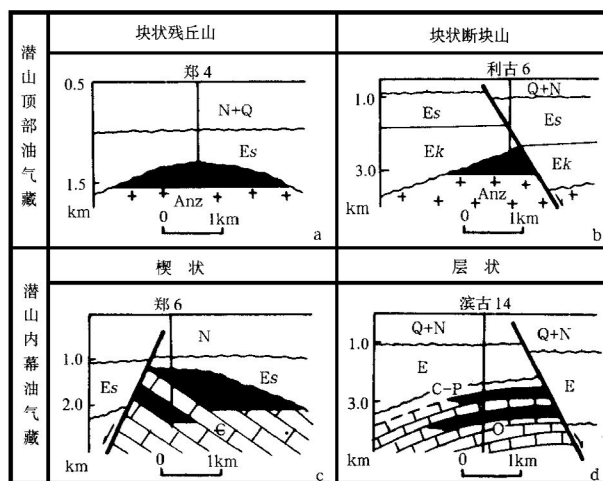


图4 东营凹陷西部地区潜山油气藏类型

Fig. 4 Hydrocarbon pool types buried hills in the west part of Dongying Depression

a—块状残丘山油气藏, b—块状断块山油气藏,

c—楔状油气藏, d—层状油气藏

3.1.1 潜山顶部

潜山顶部油气藏是在潜山顶部以基底风化壳为储集层,孔、洞及裂缝为主要储集空间,被后期沉积的非渗透层系所覆盖的油气藏。这类油气藏一般具有统一的油水界面,呈块状。根据潜山圈闭形态可将其进一步细分为:块状残丘山油气藏和块状断块山油气藏。块状残丘山油气藏以风化裂缝和溶蚀孔隙为主要储集空间,储集物性好;油气通过不整合面从生烃洼陷向潜山顶部运移,易形成富集程度较高的大、中型油气藏,例如王庄潜山油藏。块状断块山油气藏是潜山油气藏中最常见的类型之一,潜山圈闭为断裂作用形成的断块山,在构造应力的作用下产生裂缝,与孔、洞一起构成性能良好的储集空间,上覆的非渗透层系为盖层,断层起侧向封堵作用,油气通过断层和不整合面从生油气洼陷向潜山顶部运移,易形成中、小型油气藏,例如利古6潜山油气藏。

3.1.1 潜山内幕

潜山内幕油气藏是指在潜山内部以层状地层为主的油气藏,渗透性好的层状地层为储集层,裂缝和溶洞为主要储集空间,油气运移和供给主要依赖于通过断面与烃源岩接触的渗透层及不整合面。这类油气藏主要受控于潜山内部储集层与盖层的配置,一般都有多个油水界面,油气富集程度及油气藏规模较难预测。根据潜山内部储集层与盖层的配置及圈闭特点可将其进一步细分为:楔状油气藏和层状油气藏。楔状油气藏以潜山内部渗透性好的层状地

层或风化壳为储集层,以潜山内部非渗透层状地层及不整合面之上的非渗透层系为圈闭条件形成的油气藏,常见于潜山坡上,如郑家潜山、平方王潜山油气藏。层状油气藏以潜山内部多套渗透性好的层状地层为储集层,如滨古14潜山油气藏。

3.2 分布

(1) 近源分布。距油气源近的潜山易于成藏,较大规模的潜山油气藏均分布在主要生油凹陷的边缘。例如陈家庄凸起的高部位,尽管圈闭条件优越,但因距离油气源区较远而不能成藏;近凹陷一侧的郑家、王庄、平方王等潜山圈闭条件并不十分优越却形成了高产油气藏。

(2) 沿断裂带分布。一般地,潜山内幕地层缺乏烃源岩,其中的油气源于附近的生油凹陷;主要控制潜山构造的断裂可以使潜山与生油凹陷沟通,也可以使潜山内幕地层与烃源岩直接接触。因此,油气易于富集在断裂带附近的潜山圈闭中^[7],如滨古14、滨188、利古6等潜山油气藏。

(3) 非烃气藏分布与深大断裂、火山有关。非烃气源于上地幔,通常沿着深大断裂、火山通道由下向上运移。因此深大断裂、火山通道可为非烃气提供良好的运移通道,在具有适当圈闭的条件下,可形成非烃气藏,如平方王南部的滨古22井、花沟地区的高气5井钻遇的非烃气藏。

(4) 复合式分布。由于潜山具有地形地貌、构造样式、储集层分布、储盖组合的复杂性及供油通道多变性,所以在—个潜山带,抑或—个潜山上存在多种

圈闭,诸如:山顶、斜坡、内幕、山腹等处可形成多类型油气藏。

4 结语

东营凹陷西部潜山具有良好的生储盖组合、圈闭及油气运移通道等成藏条件,形成了多种类型的油气藏。断裂作用对潜山圈闭、储集空间的形成及油气运移都起着重要作用。潜山油气藏分布主要受控于断裂、油气源,多为复合式带状分布。近油气源区的断裂发育带及斜坡上的局部残丘是最有利的油气勘探领域。根据潜山油气藏的上述成藏条件及分布规律,东营凹陷西部地区的高青、于家庄等潜山发育带尚有较大的勘探潜力。

参 考 文 献

- 1 陈洁,董冬. 济阳坳陷潜山油气藏体系与分布规律[J]. 复式油气田, 1999, (2): 4~7
- 2 吴之奇,王同和. 中国油气盆地构造演化与油气聚集[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997. 25~145
- 3 王疏俊,王俊兰. 渤海海域古潜山油气藏特征[A]. 见: 潘元林,孔凡仙,杨申鑑,等. 中国隐蔽油气藏[C]. 北京: 地质出版社, 1998. 125~132
- 4 王秉海,钱凯. 胜利油区地质研究与勘探实践[M]. 东营: 石油大学出版社, 1992. 177~184
- 5 林品荣,杜莉莉,姜慧超,等. 济阳坳陷林樊家深层石油地质评价[J]. 复式油气田, 1999, (1): 43~45
- 6 赵新国,苏玉山,季增本,等. 东濮凹陷西部斜坡带潜山成藏条件与成藏模式[J]. 复式油气田, 1999, (3): 15~17
- 7 胡见义. 渤海湾盆地古潜山油藏的区域分布规律[J]. 石油勘探与开发, 1981, 8(5): 1~9

POOL FEATURES OF BURIED HILL IN WEST PART OF DONGYING DEPRESSION

Lin Songhui¹ Wang Hua¹ Zhang Guixia² Wu Yuxiang³ Chen Haiyun² Wei Huabin²

(1. Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei; 2. Geophysical Exploration Corporation, Shengli Petroleum Administration, Dongying, Shandong; 3. Shanxi Coal Geology Company, Tayuan, Shanxi)

Abstract: Buried hills of Archeozoic, Paleozoic and Mesozoic Eras developed well in the west part of Dongying Depression. Affected by Tanlu fault activities, the buried hills took the form of zonal distribution, thus forming NW- and NE-strike buried hill structural zones. The Cenozoic Shahejie and Kongdian Formations, the Mesozoic and the Permian-Carboniferous Systems are the main source rocks of the buried hill oil pools. The reservoir rocks are Archeozoic metamorphic rocks and Lower Paleozoic carbonate rocks. The cap rocks are the strata of Permian-Carboniferous, Tertiary and Lower Jurassic. The pools could be divided into hill-top type and inside-hill type. Hydrocarbon pools are basically distributed close to fractural belts near source rocks, and non-hydrocarbon gases usually migrated along deep rift, the pathways in volcano to form non-hydrocarbon gas pools in proper buried-hill traps.

Key Words: buried hill; hydrocarbon pool; feature; type; Dongying Depression