

# 渤海湾盆地奥陶系潜山内幕油气成藏 主控因素研究

吴小洲, 牛嘉玉, 吴丰成, 刘晓

(中国石油勘探开发研究院)

**摘要** 本文的渤海湾盆地奥陶系潜山内幕是指有石炭系—二叠系覆盖的奥陶系潜山。潜山内幕多为单斜平行结构, 储层基本为非均质“似块状结构”。古近系为主的烃源岩, 通过控山断层的断面输油, 形成“新生古储”的成藏模式。奥陶系潜山内幕成藏有四项主控因素, 按重要程度依次为生烃灶供烃潜能、有效输烃窗口、优势输导通道以及储层裂缝发育。同时具备四项有利主控因素的潜山, 油气富集规模较大。在生烃灶供烃潜能有利的前提下, 其他三项主控因素之一为不利时, 仍有成藏的可能, 但规模一般较小。潜山内幕的储集空间以裂缝为主, 裂缝的发育程度受构造和控山断层形态的影响, 背斜构造、弧形断层、多向交切断层有利于裂缝的发育, 而受直线型断层控制的潜山裂缝欠发育。

**关键词** 渤海湾盆地; 奥陶系; 潜山内幕油气藏; 成藏模式; 控制因素

中图分类号: TE112.31

文献标识码: A

渤海湾盆地自1977年首次在济阳拗陷发现了潜山内部的“新生古储”奥陶系油藏以来, 在三十多年的潜山勘探期间, 多位学者通过对潜山油气藏的分类, 提出了潜山内幕的概念, 认为这里的潜山内幕油气藏属于古潜山内部(寒武系)两隔层之间形成的油气藏, 它以断面输油为主<sup>[1-2]</sup>, 同时普遍认为渤海湾盆地有石炭系—二叠系覆盖的奥陶系潜山也属于潜山内幕油气藏<sup>[3-9]</sup>。石炭系—二叠系之下的奥陶系储层一般形成潜山内幕块状油气藏, 寒武系内部两隔层之间的储层则形成潜山内幕层状油气藏<sup>[6]</sup>。

笔者从潜山成藏分析的角度考虑, 认为把渤海湾盆地有石炭系—二叠系覆盖的奥陶系潜山归于潜山内幕的分类方案有利于这类潜山的成藏分析, 而缺失石炭系—二叠系、被中生界直接覆盖的奥陶系潜山, 由于经受了印支期的构造作用, 地貌特征明显, 并受到直接的风化淋滤, 储层特征与成藏特点另有差异, 成藏分析时需要区别对待。

渤海湾盆地奥陶系潜山内幕的实际油气勘探结

果有较大的差异, 有的获得了规模油气储量, 有的只见到油气而没有获得储量, 还有的根本没有见到油气。实际上, 这类潜山内幕勘探效果的差异主要是由潜山成藏控制因素的差异造成的。

针对石炭系—二叠系覆盖的奥陶系潜山内幕勘探中存在的现象, 笔者系统地研究了这类潜山内幕的成藏特点和控制因素, 通过主控因素的分析, 较好地解释了其含油气差异的地质原因, 同时为这类潜山的勘探评价提供了理论依据。

为了表述上的方便, 本文把石炭系—二叠系覆盖奥陶系所构成的这种潜山内幕类型简称为奥陶系潜山内幕或潜山内幕, 这里不涉及寒武系隔层中的层状潜山内幕。

## 1 渤海湾盆地奥陶系潜山内幕成藏的基本特点

渤海湾盆地奥陶系潜山内幕油气藏的分布与盆地的形成和演化有着密切关系。自古生代以来, 盆地基底主要经历了海西期、印支期及燕山期三次大规

收稿日期: 2012-08-23; 改回日期: 2012-12-20

基金项目: 本文为中国石油天然气股份有限公司课题“渤海湾盆地石油地质综合研究及有利区带评价”(编号: 06-01D-01-02-01)部分成果

吴小洲: 1955年生, 高级工程师。1985年毕业于江汉石油学院石油地质专业, 多年从事渤海湾盆地石油地质综合研究。通讯地址: 100083 北京市 910 信箱中国石油勘探开发研究院地质所; 电话: (010)83597583

模的构造运动,受后两期构造运动的影响,渤海湾盆地中部冀中、黄骅、济阳、渤中等古近纪拗陷区保存的石炭系—二叠系范围较大(图1),奥陶系潜山内幕主要分布在印支期和燕山期构造活动较弱、而喜马拉雅期古近纪构造活动比较强的地区。已发现的奥陶系潜山内幕油气田主要分布在冀中拗陷的南北

两端、黄骅拗陷的中部和济阳拗陷的北部,比较典型的有苏桥、何庄、富台等油气田。统观全区,这些奥陶系潜山内幕油气田呈现沿渤海湾南部海岸和沿太行山山前分布的特征。

下面主要从三个方面来阐述研究区潜山内幕成藏的基本特点。

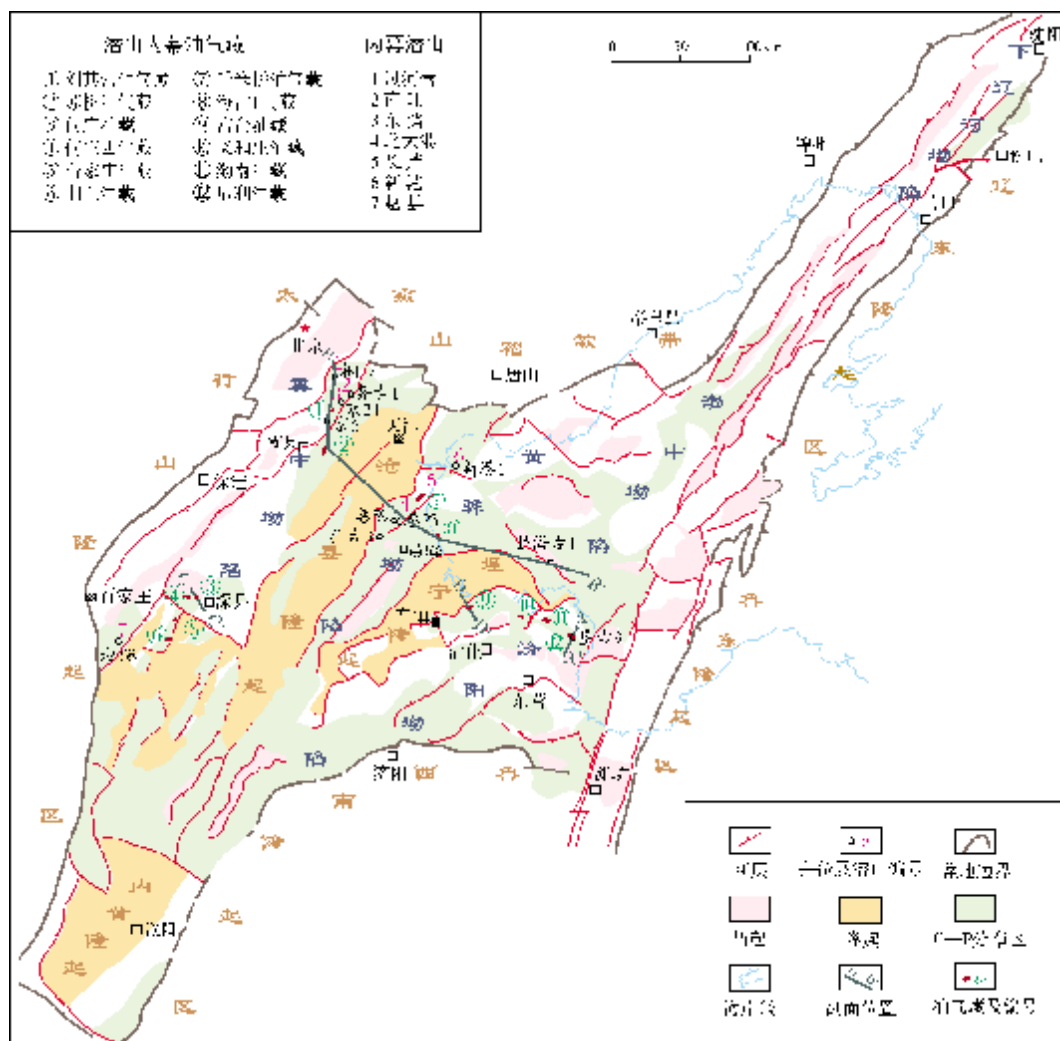


图1 渤海湾盆地奥陶系潜山内幕油气藏及部分不利内幕潜山分布图

### 1.1 潜山内幕多为单斜平行结构

奥陶系储层被石炭系—二叠系覆盖时,能形成一套比较好的潜山顶板隔层。据区域地质分析,华北地台上古生界有二叠系和石炭系两套地层(缺失泥盆系),下部的石炭系为大范围的海陆交互沉积,直接覆盖在奥陶系之上,厚度约100m,主要为深灰

色泥岩和铝土岩,沉积稳定,构成良好的区域性封盖层,与奥陶系碳酸盐岩储层配置构成潜山内幕结构。受海西期构造运动整体抬升的影响,上古生界石炭系与下古生界奥陶系之间为假整合接触,潜山内幕的结构为石炭系—二叠系与奥陶系之间的层面平行,奥陶系顶面凹凸地貌特征不明显,大部分潜山内幕形成断层控制的单斜潜山(图2)。潜山内幕的奥

陶系, 由于没有受到渤海湾盆地主要剥蚀—岩溶期(印支期和燕山期)直接的风化淋滤, 大规模溶蚀特征不明显, 储集空间的孔隙以古近纪形成的裂缝为主, 渤海湾地区大量的钻探和取心也证实了潜山内幕的奥陶系储层以裂缝储集空间为主, 溶蚀孔隙发育较差。

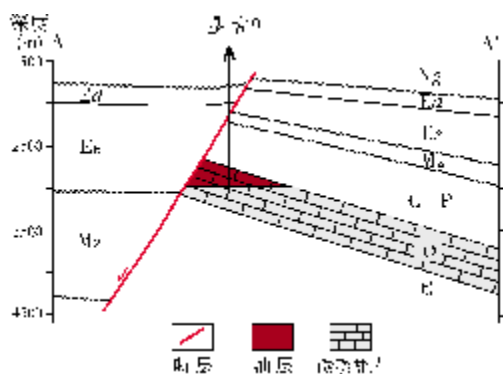


图2 渤海湾盆地济阳拗陷奥陶系潜山内幕结构剖面实例<sup>[9]</sup>  
Es 沙河街组; Ed 东营组; Ng 馆陶组  
石炭系—二叠系与奥陶系呈单斜平行结构, 假整合接触  
A—A'剖面位置见图1

## 1.2 奥陶系储层总体为非均质“似块状结构”

渤海湾盆地奥陶系为陆表海沉积的大套海相碳酸盐岩, 厚度变化较小, 岩性稳定。其间夹有四套高自然伽马的含泥质层段(图3), 分别分布在峰峰组、上马家沟组底部、下马家沟组底部和冶里组, 单套厚度30~50m, 泥质含量一般接近10%。钻探证实这些含泥质的碳酸盐岩层段不具备良好的隔层作用, 在奥陶系内部还没有发现典型的层状油气藏, 大部分为底水块状的特点, 因而奥陶系总体为块状的结构。这些奥陶系内部的含泥质层段, 受泥质成分塑性的影响, 裂缝发育较差, 所以不能成为良好的储层, 一般只能构成致密储层(相当于油藏中的致密夹层)。受此影响, 奥陶系油藏又有一定的层状分布特点, 使得块状特征不够典型, 因此把奥陶系储层的这个特征称为“似块状结构”。在成藏的过程中, “似块状结构”的奥陶系储层内部不具备独立的层状储集单元, 一般具有整体成藏的特点。渤海湾盆地已发现的刘其营、苏桥、何庄、荆丘等大部分奥陶系潜山内幕油气藏, 都具有块状底水油藏的特征。

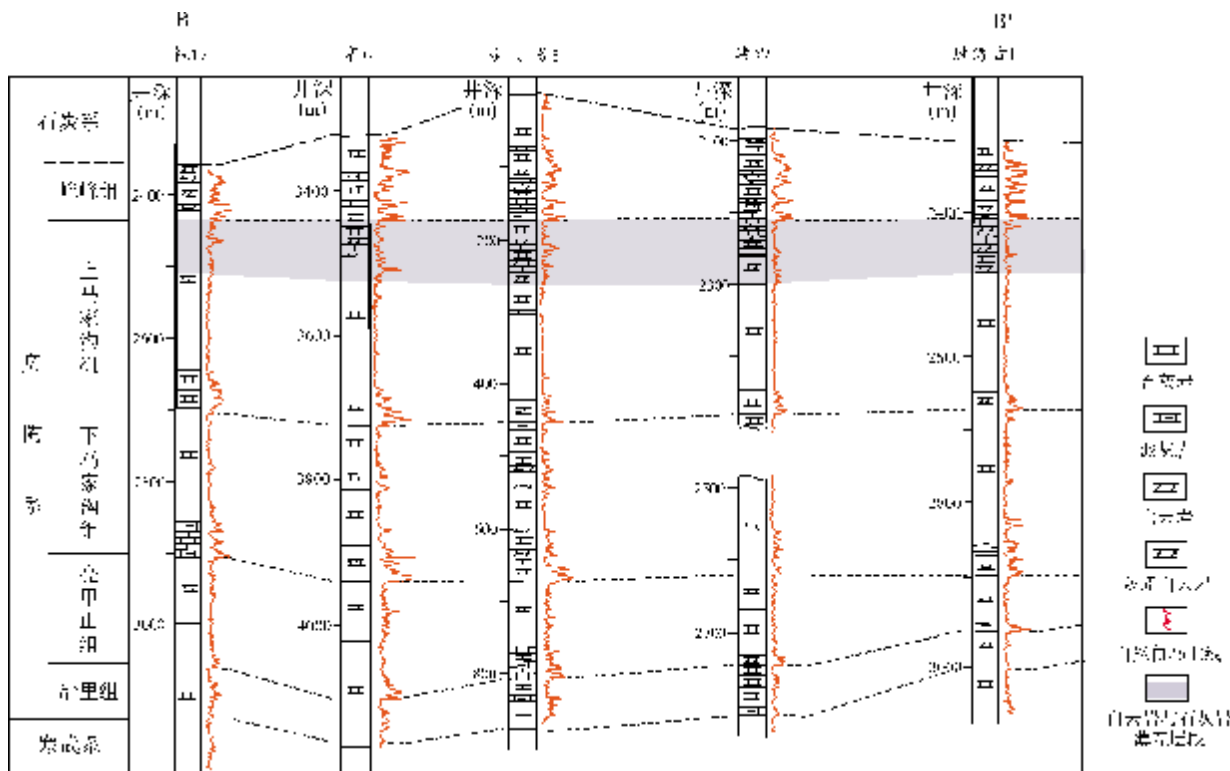


图3 渤海湾盆地东西向奥陶系地层分布图  
B—B'剖面位置见图1。苏4、苏5两口井位于苏桥潜山内幕油气藏

潜山内幕奥陶系储层主要为裂缝型储层,通过渤海湾盆地潜山内幕电测井资料解释的裂缝段统计表明,奥陶系的裂缝发育,上部好于下部,而上部又以上马家沟组顶部白云岩和石灰岩薄互层段(图3)的裂缝更为发育。

### 1.3 潜山内幕在“新生古储”成藏中主要靠断面输油

渤海湾盆地奥陶系潜山内幕成藏,有三套烃源岩可以提供油气,包括古近系、石炭系—二叠系以及奥陶系。目前发现的奥陶系潜山内幕主要以古近系烃源岩为主,通过控山断层的断面输油,形成“新生古储”的成藏模式。油藏由古近系提供油源;气藏以古近系供气为主,同时还有部分石炭系—二叠系的气源混入<sup>[10]</sup>。奥陶系海相碳酸盐岩烃源岩虽然热演化已经成熟,但是有机质丰度较低(有机碳含量平均只有0.2%左右),目前只在黄骅坳陷孔店凸起西侧发现了孔古3井古构造(位置见图1)的奥陶系自生自储原油藏<sup>[11]</sup>。奥陶系是否成了渤海湾盆地潜山内幕主力烃源,还有待于深入研究。石炭系—二叠系腐殖型煤系烃源岩以生气为主,底部20m左右的含高岭石铝土岩,隔挡了上覆层的油气向奥陶系储层

大规模运移,油气源主要也是通过断面向潜山运移的。以石炭系—二叠系为气源岩的奥陶系潜山内幕气藏,其成藏主控因素与“新生古储”的潜山内幕油气藏有较大差别,其成藏规律还有待于深入的分析研究,本文暂不做探讨。

## 2 奥陶系潜山内幕成藏主控因素

### 2.1 成藏主控因素选取

渤海湾盆地奥陶系潜山内幕“新生古储”成藏模式受诸多因素控制,在勘探前期评价中如何抓住关键的成藏因素,即主控因素,这对潜山成藏的评价至关重要。在研究潜山内幕成藏特征时,笔者选取分析了渤海湾盆地7个凹陷中比较典型的15个奥陶系潜山内幕油气藏(表1),其中刘其营、苏桥、何庄、何庄西、台家庄、海古1、富台、义和庄等8个潜山内幕获得了具规模的油气探明储量;南旺、东储、北大港等3个潜山内幕获工业油、气流,但未获得探明储量;凤河营、赵县及新港3个潜山内幕只见到油气显示。通过对这些潜山内幕石油地质基本特征,构造、断层发育史,储层特征,成藏演化等进行综合研究,认为控制奥陶系潜山内幕成藏的多种因素中,生烃

表1 渤海湾盆地奥陶系潜山内幕成藏主控因素统计

潜山位置	潜山名称	油气成果	成藏主控因素				
			生烃规模*	有效输烃窗口	优势输导通道属性**	储层发育程度及控制因素	
冀中坳陷	廊固凹陷	刘其营	探明规模储量	大	不整合面+断面	断层停止活动,潜山输导体(N—Q)	弧形断层控制储层发育
		南旺	工业气流	中	断面	断层活动,断层输导体(Q)	欠发育
		东储	工业油流	中	断面	断层活动,断层输导体(Q)	欠发育
		凤河营	有油气显示	中	断面	断层活动,断层输导体(Q)	欠发育
	霸县凹陷	苏桥	探明规模储量	大	不整合面+断面	断层停止活动,潜山输导体(Ed后)	多向断层控制储层发育
		何庄	探明规模储量	大	断面	断层停止活动,潜山输导体(Ng后)	弧形断层控制储层发育
		何庄西	探明规模储量	大	断面	断层活动弱,潜山输导体(Nm)	多向断层控制储层发育
		束鹿凹陷	台家庄	探明规模储量	大	断面	断层停止活动,潜山输导体(Es <sub>1</sub> 后)
晋县凹陷	赵县	有油气显示	中	(无)	断层停止活动,潜山输导体(N—Q)	多向断层控制储层较发育	
黄骅坳陷	歧口凹陷	海古1	探明规模储量	大	断面	断层停止活动,潜山输导体(Ed后)	多向断层控制储层发育
		北大港	工业油流	大	断面	断层活动,断层输导体(Q)	欠发育
		新港	有油气显示	大	断面	断层停止活动,潜山输导体(N—Q)	欠发育
		长芦	未钻探	大	断面	断层停止活动,潜山输导体(N—Q)	可能欠发育
济阳坳陷	车镇凹陷	富台	探明规模储量	大	断面	断层停止活动,潜山输导体(Es <sub>3</sub> 后)	弧形+多向断层控制储层发育
		义和庄	探明规模储量	大	断面	断层停止活动,潜山输导体(Es后)	多向断层控制储层发育

\* 生烃规模大,指潜山内幕紧邻主力生烃凹槽;生烃规模中,指潜山内幕紧邻次要生烃凹槽。

\*\* 对应于主力排烃期(括号内的地质时期,主要在新近纪—第四纪)的输导属性。Nm 明化镇组; Ed 东营组; Es 沙河街组。



规模、有效输烃窗口(简称输烃窗口)大小、优势输导通道属性及储层裂缝发育程度等4项为成藏主控因素。根据这些主控因素特征,笔者建立了渤海湾盆地奥陶系潜山内幕油气成藏模式(图4),它能较好地解释获得和未获得油气储量的奥陶系潜山内幕油气藏的成因机理。

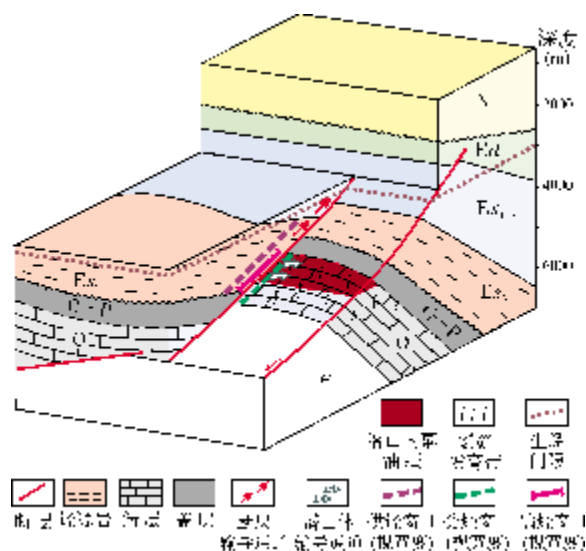


图4 渤海湾盆地奥陶系潜山内幕成藏主控因素模式图

Ed 东营组; Es 沙河街组。

图示的供烃、受烃、输烃窗口均为它们的视宽度

计算窗口面积时一般用纵向上地层厚度与横向上地层长度相乘而得

## 2.2 成藏主控因素特征

渤海湾盆地奥陶系潜山内幕在成藏过程中的四项主控因素特征主要体现在:(1)生烃灶特征决定供烃潜能;(2)(有效)输烃窗口控制输烃能力;(3)优势输导通道控制输烃效率;(4)裂缝发育程度控制油气富集程度。

### 2.2.1 生烃灶特征决定了供烃潜能

渤海湾盆地各生烃凹陷中,潜山主断层下降盘大部分是一个良好的生烃凹槽,如冀中坳陷南部的深县凹陷何庄潜山内幕油藏和何庄西潜山内幕油藏,主断层下降盘对应的是深县生烃凹陷(图5)。另外,束鹿凹陷的台家庄潜山内幕油藏和荆丘潜山内幕油藏,主断层下降盘对应的是束鹿凹陷生烃中心。济阳坳陷车镇凹陷富台潜山内幕油藏,主断层下降盘对应的是车镇凹陷生烃中心。良好的生烃灶为这

些潜山的成藏提供了丰富的油气源<sup>[12]</sup>。

在成藏过程中,生烃灶供烃潜能主要受三个因素影响。

(1)生烃灶有效烃源岩与潜山体——奥陶系直接接触,烃源岩生成的油气就可以直接通过断面输烃窗口向潜山输导充注。如果生油阶段生成的油气,在常压情况下的初次运移时还不足以向储层较差的高排替压力潜山输导,那么在湿气 and 干气阶段生成的气、液态烃,在高压情况下,通过与潜山储层直接接触,则有利于向高排替压力的潜山输导充注。这种高成熟烃源岩供烃、油气晚期充注成藏的特点使得部分潜山内幕形成了凝析气藏。

(2)烃灶规模大,供烃能力就大;烃灶规模小,供烃能力亦小。供烃规模取决于烃源岩的丰度、体积以及生烃强度。

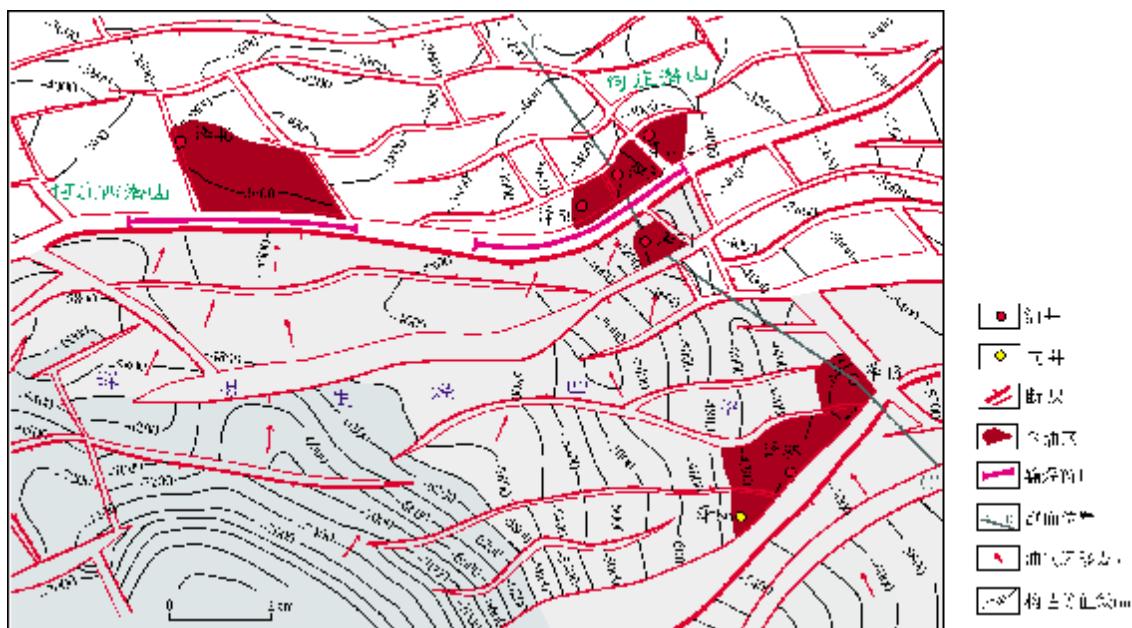
(3)烃源岩地层若顺主断层倾向,油气运移则主要指向潜山;烃源岩地层若与主断层倾向反向,潜山位于油气运移主要指向的下方,则供给潜山的油气就不充沛。如位于束鹿凹陷东侧的台家庄潜山,控山主断层下降盘沙河街组四段—孔店组烃源岩地层向西抬起,油气运移主要指向西侧的凹陷斜坡,因而潜山油气的灌满程度低,只获得了 $40 \times 10^4 \text{ t}$ 石油探明储量。济阳坳陷车镇凹陷的富台潜山油田,烃源岩层产状明显向潜山方向抬起,潜山成为油气运移的指向,因而该潜山油气灌满程度达60%以上,探明石油储量也较大,在 $3000 \times 10^4 \text{ t}$ 以上<sup>[9,12]</sup>。

因此,如果烃灶与潜山直接接触,具有一定的供烃规模和有利的油气运移主要指向,则可以说该生烃灶具备了良好的向潜山供烃的潜能。

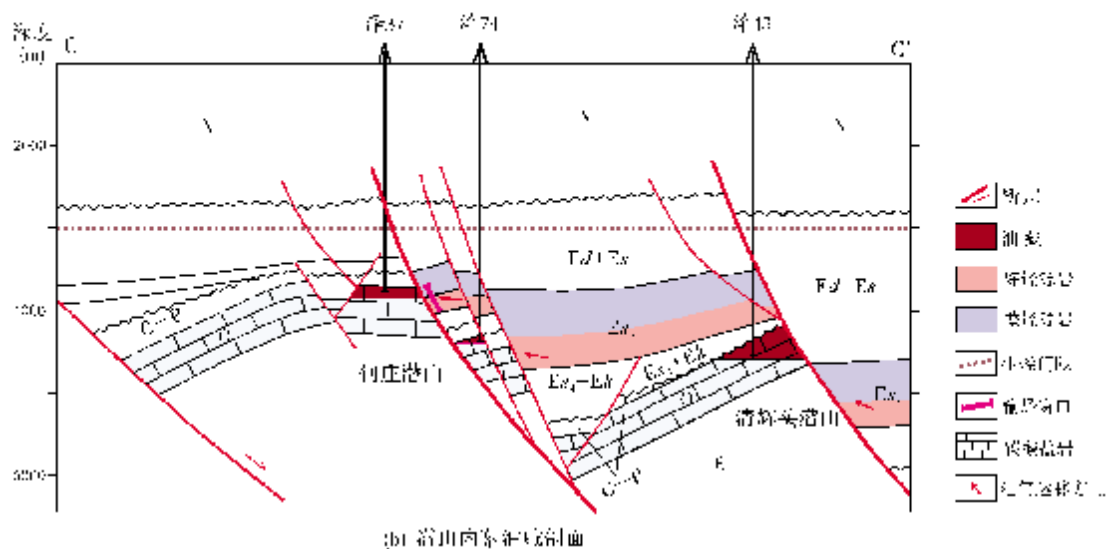
### 2.2.2 输烃窗口的大小控制了输烃能力

烃灶生成的油气向潜山内幕运移需要通过有效输烃窗口,它包括以下三个方面的内涵。

潜山受烃窗口 可以理解为潜山接受油气的窗口(图4)。前面提到奥陶系整体为“似块状”储层,基本上可以形成整体的烃类接受窗口。在纵向上,奥陶系上部峰峰组和上马家沟组裂缝相对发育,“受烃窗口”的受烃能力,上部优于下部。沿着主断层走向,不同性质断面对“受烃窗口”的能力也有一定的影响。歧口凹陷大港千米桥潜山(位置见图1)是一个侧向由断层窗口输烃的奥陶系潜山,西侧输油的大张坨断层,断面产状两段变陡处,涂抹效应较弱,“受烃窗



(a) 冀中坳陷深部凹陷内幕构造图



(b) 潜山内幕地质剖面

图5 冀中坳陷深部凹陷内幕成藏关系图(据资料①改编)

C—C'剖面位置见图1和图5a。

Ed 东营组; Es 沙河街组; Ek 孔店组

口”的受烃能力相对较强,对应的潜山部位油气则相对富集<sup>[13]</sup>。

**烃灶供烃窗口** 从图4上可以看到,这个供烃窗口在剖面上主要是有效烃源岩在断层上的宽度。这个宽度大,油气初次运移中有较大的排烃面积,供

烃能力就强;这个宽度小,烃源岩排烃面积亦小,供烃能力相对就弱。

**成藏输烃窗口** 它是潜山体受烃窗口和烃灶供烃窗口耦合的部分,这是烃类输导成藏的有效窗口。输烃窗口的大小决定油气的实际输导能力,其面积

① 鱼占文. 深部凹陷潜山成藏条件分析与有利勘探目标评价(附图). 华北油田勘探开发研究院, 2008.

越大,输烃能力就越强。

应当指出,在图4中示意的三种窗口只是实际窗口的视宽度,实际计算时还需要乘上它们的长度,一般来说是用有效输烃窗口对应的烃源岩地层厚度与延伸长度相乘来获得窗口的面积。

笔者统计了渤海湾盆地油气储量较大的7个奥陶系潜山内幕油藏,它们输烃窗口的最大宽度都大于400 m,而输烃窗口的长度超过了潜山构造圈闭的聚油范围,普遍在6 km以上(表2)。

表2 渤海湾盆地部分潜山内幕油(气)藏输烃窗口统计

潜山位置	油(气)藏名称	探明储量 (油,×10 <sup>4</sup> t) (气,×10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	输烃窗口		烃源层
			宽度 (m)	长度 (km)	
冀中 拗陷	深县 凹陷	何庄	400	6	Es <sub>3</sub>
		何庄西	500	6	Es <sub>3</sub>
	束鹿 凹陷	台家庄	550	8	Ek
		荆丘	660	6	Ek
黄骅 拗陷	歧口 凹陷	海古1	700	14	Es <sub>3</sub> +C
济阳 拗陷	车镇 凹陷	富台	400	9	Es <sub>3</sub> +Es <sub>4</sub>
	沾化 凹陷	垦利	600	>5	Es <sub>3</sub>

Es 沙河街组; Ek 孔店组

关于形成具规模储量的潜山内幕油气藏所需输烃窗口的下限,我们来分析一下何庄潜山内幕油藏(图5b)。该潜山对接沙三段烃源岩的输烃窗口最大宽度为400 m,有利长度在6 km以上。烃源岩评价表明,沙三段中上部为差烃源岩,下部为好烃源岩,油源对比认为,泽37井原油主要来自沙三段下部好烃源岩生成的油气,而沙三段下部好烃源岩与潜山对接的输烃窗口实际上只有230 m左右。笔者分析认为,在其它主控因素有利的情况下,基本上只要有大于200 m的输烃窗口宽度就可以形成规模油气藏。

### 2.2.3 优势输导通道控制了输烃效率

奥陶系潜山内幕有两种油气运移输导通道,一种是“输油断层”形成的纵向输导通道,另一种是潜山输导体构成的横向输导通道。这两种输导通道具有相互独立的成藏效果,它们的输导功能呈现相互消长的特征。当主要油气运移期主断层停止活动时,断层输导通道向上输导的能力降到最低,这时的油

气可通过断面输烃窗口向潜山输导层充注,形成潜山内幕油气藏。相反,在断层持续活动时期,油气则沿着开启的断层向上输导运移,形成潜山之上的浅层油气藏。渤海湾盆地伸展正断层和张扭断层的中上部,其断面开启程度好,两侧又有配置适中的沙泥比(30%左右),断层只要处于活动期,就有较好的纵向输导能力,油气就会直接沿着切过油源的断层向浅层运移和聚集,原先已经聚集在潜山的油气也会随之迁移而发生重新聚集或向上逸散。

当潜山裂缝发育时,它就具备了一定的储集能力,同时也具有了良好的输导能力,因而能够构成潜山输导体。油气进入潜山输导体运移并在潜山充注成藏,实际上要具备两个条件:一个是潜山输导体周围没有其它良好的输导体,另一个是油气初次运移的压力高于潜山输电体的排替压力。在这两个条件下油气才能通过断面输烃窗口而进入潜山输导体。

在潜山成藏过程中,油气沿哪种输导通道运移取决于哪一种输导通道更具优势。在烃源岩主力排烃期,若主断层停止活动,断面闭合,断层纵向输导通道的排替压力大于潜山输电体的排替压力,同时油气初次运移压力大于潜山输电体的排替压力,在这种情况下,油气就会穿过断面输烃窗口向潜山输导体输导运移,潜山输导体就成了优势输导通道,油气就向潜山充注。当主断层处于活动期,断面开启,断层输导通道的排替压力降低并小于潜山输电体的排替压力,这时断层输导通道成了优势输导通道,油气就不向潜山输导,而是主要沿着断层向上输导运移,在中浅层充注成藏或向上逸散。因此,在主要排烃期,控制油气输导的主断层活动与否决定了何种通道为优势输导通道。从表1的统计中可以看出,已获得规模油气储量的潜山构造,在新近纪—第四纪主力排烃期,其主断层均处于停止活动的状态,因此都是由潜山输导体构成了优势输导通道。

济阳拗陷车镇凹陷富台潜山内幕油藏是由潜山输导体构成优势输导通道而成藏的一个典型实例(图6)。该潜山为主断层控制的断背斜潜山,受燕山期构造活动的影响,主断层形成于前古近纪,它控制了断层两侧石炭系—二叠系的剥蚀厚度,并由此形成了潜山的雏形<sup>[9,12]</sup>。古近纪始新世,主断层继承性活动,形成断层下降盘的生烃凹槽。渐新世以后主断层停止活动,烃源岩与潜山接触形成上下宽

度约400m的输烃窗口,其窗口的长度达到9km以上。新近纪—第四纪主力生烃期,沙三段下部和沙四段上

部烃源岩生成的油气通过潜山体优势输导通道向潜山高效运移充注<sup>[9]</sup>,形成了奥陶系潜山内幕油气藏。

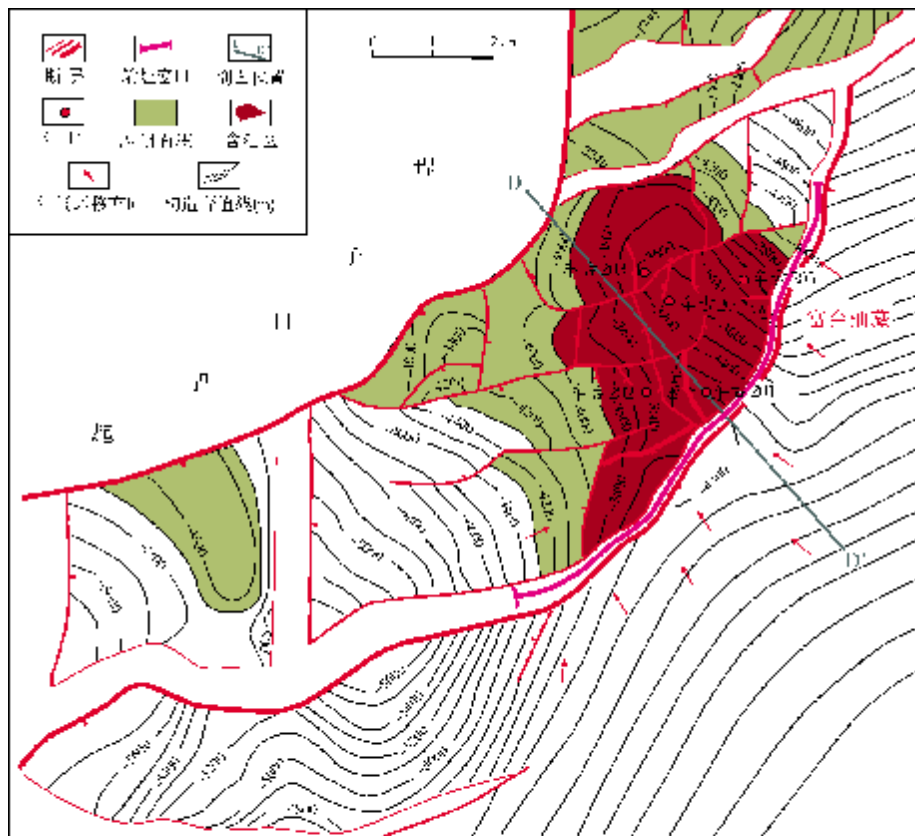


图6a 富台潜山奥陶系内幕油气藏

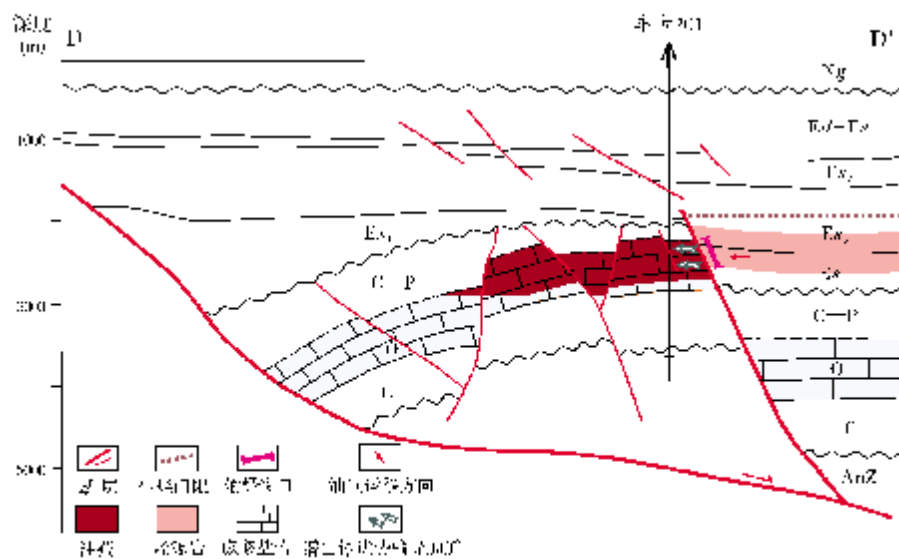


图6b 富台潜山内幕油气藏剖面

图6 济阳坳陷车镇凹陷富台奥陶系潜山内幕油气藏潜山输导体优势输导通道油气充注示意图(据文献[9,12]修改)

D—D'剖面位置见图1和图6a



黄骅坳陷歧口凹陷北大港奥陶系潜山内幕(位置见图1)是受北东向主控断层控制的单斜潜山(图7),圈闭面积82km<sup>2</sup>。控制潜山的北大港断层长期继承性活动,古近纪始新世的活动,形成了下降盘生烃凹槽,主力生烃灶为沙三段。新近纪晚期的构造活动造成该主断层开启,形成断层纵向优势输导通道,造成油气向上运聚,油气在潜山则为低效充注,未能规模成藏。在该潜山已钻井28口,只有2口井获得工业油气,其中

太4井日产原油6.65t、天然气11275m<sup>3</sup>,港87井日产天然气9249m<sup>3</sup>(据大港油田太4井、港87井试油资料),另有6口井获得低产油气,其它钻井在奥陶系只见到油气显示,该潜山未能获得储量。出现这一钻探结果的原因,主要是由于断层开启,油气主要向上运移,因而在潜山中未能富集。这种具有断层纵向优势输导通道而低效成藏的奥陶系潜山内幕还有冀中坳陷的东储、南旺、凤河营等潜山构造(位置见图1)。

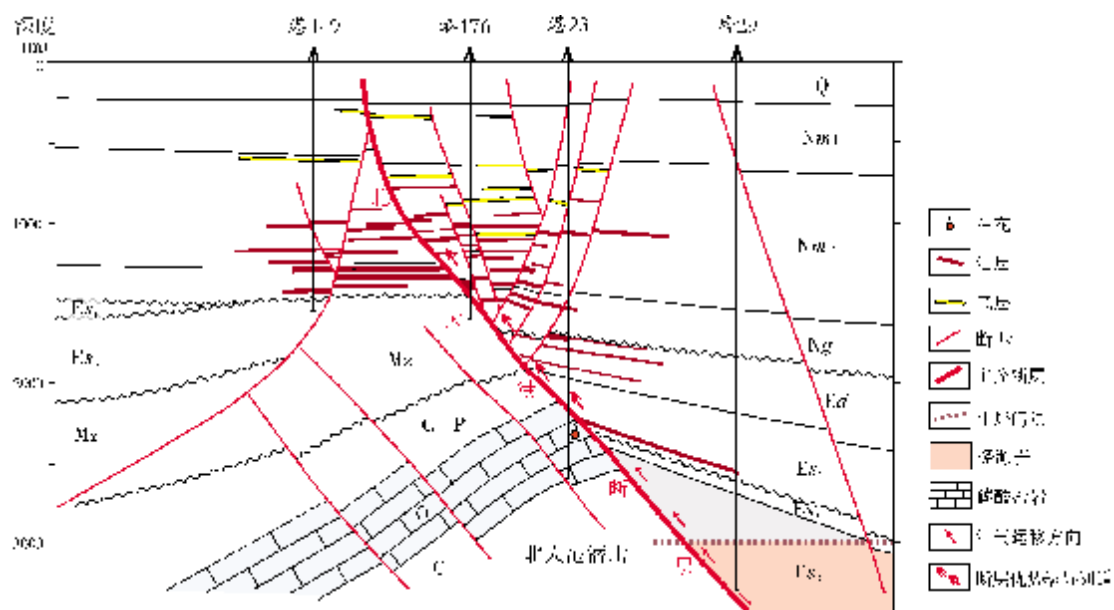


图7 黄骅坳陷歧口凹陷北大港奥陶系潜山内幕断层输导体优势输导通道油气充注示意剖面图  
(据大港油田三维地震数据体编制)

断层晚期活动形成的纵向优势输导通道使油气主要充注在潜山上覆浅层。

Es 沙河街组; Ed 东营组; Ng 馆陶组; Nm 明化镇组

#### 2.2.4 裂缝发育程度控制了油气富集程度

前已述及,石炭系—二叠系覆盖下的奥陶系潜山内幕一般为断层控制的单斜潜山,储集空间主要以裂缝为主。通过渤海湾盆地已钻探的奥陶系潜山内幕分析,笔者认为潜山的裂缝发育程度对油气富集具有明显的控制作用,而裂缝发育本身又主要受构造及控山断层(主控断层)展布形态的影响(图8)。

##### (1) 构造背斜控制的潜山,裂缝发育

受纵弯褶皱的作用,中和面以上的背斜顶部是张裂隙的发育区<sup>[15]</sup>,这些张裂隙可构成良好的储集空间。如冀中坳陷束鹿凹陷的台家庄奥陶系潜山

就是一个构造背斜(图8a),背斜中和面以上发育张裂隙,在该潜山上钻探的晋古1井日产原油162t,天然气 $23.53 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,钻探结果表明,该潜山裂缝储层发育,油气较富集。济阳坳陷车镇凹陷的富台油田也是一个具有背斜形态的奥陶系潜山(图6)。这两个潜山的储层都较好,油气富集,均形成了规模储量。

##### (2) 弧形断裂控制的潜山,裂缝发育

伸展正断层平面上受到局部应力场不均衡挤压时,断层在平面上发生弯折而形成弧形断层,上升盘弧顶是张应力的集中之处,因而弧形断层控制的潜山构造在弧顶部位的裂缝相对发育。这种弧形断层控制的潜山以刘其营潜山比较典型(图8b),另

外还有何庄潜山、富台潜山等。刘其营潜山由刘其营断层控制,位于该断层的弧形拐弯部位,受张应力的影响,该潜山的裂缝较为发育。在靠近断层弧顶处的永15、永7两口井在奥陶系钻探中都发生过放空漏失,储层很发育,永15井日产原油38.8 t,日产天然气高达 $30.9 \times 10^4 \text{ m}^3$ ;而离断层较远的永16、永22、永34这三口井则没有出现放空漏失现象,表明储层相对差一点,但裂缝也明显发育,产量最高的永34井日产原油175 t(据华北油田永7井、永15井等录井图和试油资料)。

### (3) 交切断裂控制的潜山,裂缝发育

受区域张扭应力场作用所形成的不同组系断层相交汇,在交切处剪切应力较为集中,能导致形成大量的剪切裂缝,所以储层比较发育。由这种交切断层控制的潜山有苏桥潜山(图8c),还有荆丘、台家庄、富台等潜山。苏桥潜山受北北东向信安镇断层和苏4井西侧的断层所夹持,形成了地垒结构,同时又被北西向的一些断层切割,形成断垒潜山。受这两组断层的作用,该潜山的剪切裂缝发育,油气富集程度高,苏402井奥陶系日产油48 t,天然气 $23.86 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。由富台潜山东侧控山主断层

派生的北东东向和北北西向次级断层,在潜山构造上相互交切(图6a),形成大量剪切裂缝,构成了良好的储层,油气富集,形成了 $3200 \times 10^4 \text{ t}$ 的石油储量规模。

### (4) 直线型主断裂控制的潜山,裂缝欠发育

廊固凹陷东储潜山是被北东向直线形态的河西务断层控制的单斜潜山(图8d),已钻探的两口井储层均较差。京24井在奥陶系峰峰组4573.88~4704.02 m井段试油,自喷折算日产原油69.9 t,天然气 $26300 \text{ m}^3$ ,累计产油4 t后,能量很快衰竭,体现了储层较差。京3井也是由于储层差,只获得了低产油气<sup>②</sup>。东储潜山没有获得油气储量。像这种由直线型断层控制、只见油气未获储量的潜山还有南旺、北大港等。

根据以上的分析,富台潜山是一个裂缝发育程度比较好的潜山之一,它同时受到了背斜形态、弧形断裂、断裂交切这三种构造因素的影响,发育了多种应力所形成的裂缝,因而储集性能良好。该潜山形成了 $3200 \times 10^4 \text{ t}$ 的石油储量规模,这是目前在渤海湾盆地奥陶系潜山内幕所获得的最大储量。

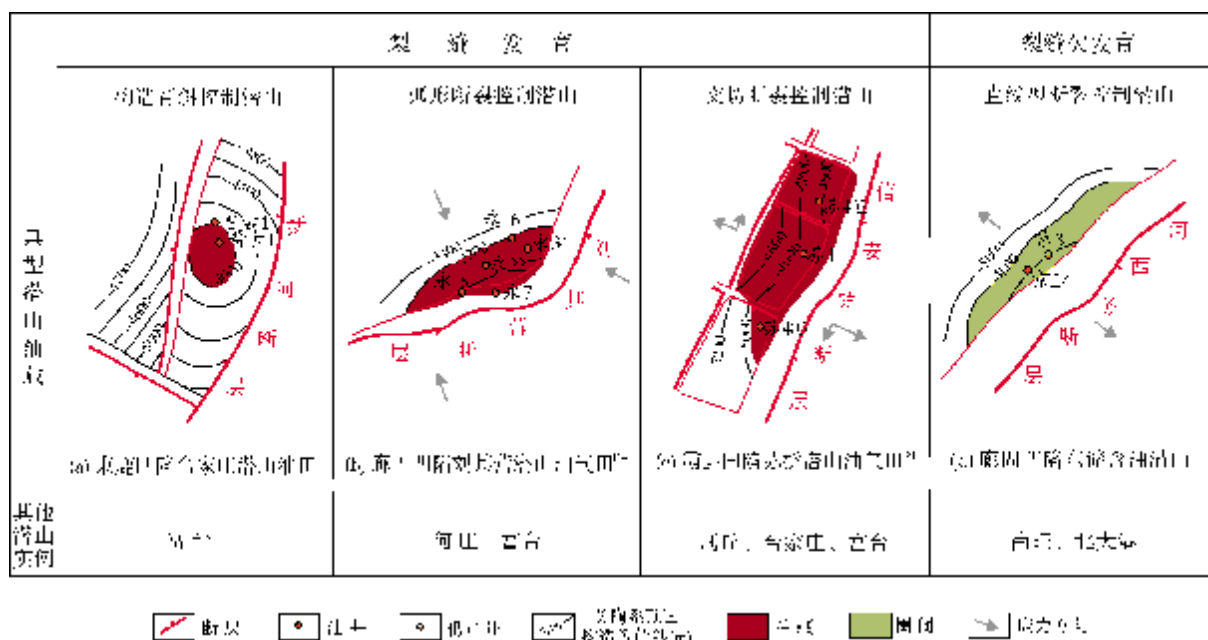


图8 渤海湾盆地潜山内幕的构造形态或主控断层展布形态控制裂缝发育

② 吴小洲. 东储潜山科斜1井地质设计方案. 华北油田勘探开发研究院, 1993.

### 3 依据四项主控因素确定潜山油气富集规模

渤海湾盆地奥陶系潜山内幕油气成藏的四个主控因素,根据上述分析,笔者按照它们在成藏过程中的影响大小进行了如下的排序:

生烃灶供烃潜能→成藏输烃窗口→优势输导通道→储层裂缝发育。

这里的潜山受断层的影响,一般都有不同程度的裂缝发育,但如果缺失生烃灶和输烃窗口就不可能成藏。潜山优势通道不明显、储层裂缝发育欠佳,潜山内幕虽有成藏的可能性,但一般油气富集程度不高。因此这四个主控因素之间既有独立性又相互关联,但它们各自的轻重有别。

(1)同时具备四项有利主控因素的潜山油气富集规模较大

奥陶系潜山内幕同时具备生烃灶供烃潜能高、成藏输烃窗口大、潜山体为优势输导通道、储层裂缝发育这四项有利的成藏主控因素时,潜山最有可能形成一定规模的油气富集,勘探风险较小,这是勘探中最有利的一类潜山。如已发现的富台、何庄西、何庄、海古1、义和庄等潜山内幕油藏,都同时具备了这四项有利条件,因而潜山油气富集程度高,探明的油气储量规模也较大。

(2)后三项有利主控因素缺少其中之一的潜山有可能成藏,但油气富集规模较小

在生烃灶供烃潜能为有利时,奥陶系潜山内幕如果缺少其他三项有利主控因素之一的,一般也会有成藏的可能性,但油气富集规模相对较小,勘探有一定的风险。断面输烃窗口偏小、或晚期断层活动造成潜山体输导通道优势减弱、或裂缝欠发育,当这三种情况只出现其中的一种时,潜山仍然有成藏的可能性。像苏桥潜山和刘其营潜山的断层输烃窗口均为不利情况<sup>[14]</sup>,主断层下降盘对接的是非烃源岩和未熟烃源岩,主断层不能构成古近系烃源岩的主要输烃窗口(只构成了部分石炭系—二叠系气源的输烃窗口),但是潜山低部位石炭系缺失区形成的输烃窗口弥补了主断层输油窗口的不足,故仍然有油气藏形成。当存在生烃灶供烃潜能不理想或烃源岩没有与潜山接触(输烃窗口的面积很小或为零)时,则非常不利于潜山成

藏,勘探风险较大。

(3)两项主控因素缺失则潜山成藏不利

经过精细评价后,如果发现有两项主控因素不理想时,则对潜山成藏不利,潜山内幕很难形成油气富集,这类潜山的勘探有较大风险,钻探需要谨慎。如冀中坳陷廊固凹陷的东储和南旺潜山,黄骅坳陷歧口凹陷的北大港潜山等,潜山体优势输导通道和裂缝发育这两项成藏主控因素都不利。这几处潜山的控山主断层在主要排烃期都为活动断层,形成了纵向断层优势输导通道,造成油气主要向上部中浅层运聚。它们由单向直线型断层控山,裂缝发育程度差,形成的潜山因高排替压力而使油气难以进入。以上列举的几个潜山虽然都见到了油气,但是储层差,能量衰减快,油气不富集,难以计算油气储量。

对于烃源岩没有与潜山直接接触的潜山内幕,也就同时缺失了生烃灶和输烃窗口这两个主控因素。如冀中坳陷晋县凹陷的赵县奥陶系潜山内幕就属于这种类型的潜山(表1),钻探后只见到油气显示,未获油气。

### 4 结 论

(1)渤海湾盆地奥陶系潜山内幕主要为断层控制的平行单斜内幕结构,奥陶系储层具有“似块状结构”特征,具备整体成藏的条件,它们主要通过控山断层的断面输油,呈现“新生古储”的成藏模式。

(2)潜山内幕成藏有四项主控因素,根据它们的重要程度排序,依次为:生烃灶供烃潜能、成藏输烃窗口、优势输导通道以及储层裂缝发育程度。

(3)在生烃灶供烃潜能为有利的前提下,其他三项主控因素中有一项为不利时,仍有成藏的可能,但成藏规模受到限制。

(4)奥陶系潜山内幕的裂缝发育程度受构造和主控断裂形态的影响,背斜构造、弧形断裂、交切断裂等有利于裂缝的发育,这三种情况的叠加可以使裂缝的发育程度明显得到加强,而受直线型断裂控制的潜山一般裂缝欠发育。

#### 参 考 文 献

- [1] 唐智,杨中轩,卢广智,等.渤海湾地区古潜山油、气田[M].北京:石油化学工业出版社,1978:37-59.
- [2] 阎敦实,王尚文,唐智.渤海湾含油气盆地断块活动与古潜

- 山油、气田的形成[J]. 石油学报, 1980, 1(2): 1-10.
- [3] 胡见义, 童晓光, 徐树宝. 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, (5): 1-9.
- [4] 范泰雍, 杨宗起, 党振荣, 等. 潜山油气藏[M]. 北京: 石油工业出版社, 1982: 84-97.
- [5] 童晓光, 徐树宝, 等. 基岩油气藏[M]. 北京: 石油工业出版社, 1987: 32-41.
- [6] 譙汉生, 牛嘉玉, 吴小洲, 等. 中国新区油气勘探: 第三卷 渤海湾盆地隐蔽油气藏勘探[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001: 84-108.
- [7] 杜金虎, 邹伟宏, 费宝生, 等. 冀中坳陷古潜山复式油气聚集区[M]. 北京: 科学出版社, 2002: 487-488.
- [8] 吴永平, 杨池银. 渤海湾盆地北部奥陶系潜山[M]. 北京: 地质出版社, 2002: 51-55.
- [9] 李丕龙, 张善文, 王永诗, 等. 多样性潜山成因、成藏与勘探——以济阳坳陷为例[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003: 20-24, 106-129.
- [10] 党振荣, 刘永斗, 王秀, 等. 苏桥潜山油气藏烃源讨论[J]. 石油学报, 2001, 22(6): 18-23.
- [11] 王兆云, 程克明, 杨池银. 黄骅坳陷孔西潜山下古生界原生油[J]. 石油勘探与开发, 1997, 6(3): 1-4.
- [12] 苏永进, 房新娜, 张永明. 车镇凹陷富台油气田油气成藏特征[J]. 天然气工业, 2007, 27(1): 30-32.
- [13] 付立新, 杨池银, 肖敦清. 大港千米桥潜山储层形成对油气分布的控制[J]. 海相油气地质, 2007, 12(2): 33-38.
- [14] 邹华耀, 张春华. 廊固凹陷河西务潜山带永清—刘其营潜山油气成藏时期与成藏模式[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(3): 25-28.
- [15] 余和中, 钱玲, 韩守华, 等. 塔东地区褶皱构造精细分析及油气勘探方向[J]. 海相油气地质, 2012, 17(2): 8-13.

编辑: 吴厚松

## Major Control Factors of Hydrocarbon Accumulation in Ordovician Interior Buried Hills, Bohaiwan Basin

Wu Xiaozhou, Niu Jiayu, Wu Fengcheng, Liu Xiao

**Abstract:** Ordovician interior buried hills here refer in particular to the discovered Ordovician buried hills that are overlaid by Carboniferous-Permian strata in Bohaiwan Basin. Most of the interior buried hills are monoclines in structure and the buried hill reservoirs basically are anisotropic "blockoid textures". The hydrocarbon in Paleogene-predominating source rocks migrated down along the mountain-controlling fault surfaces and accumulated into the Ordovician interior buried hills as a pattern of "source in the upper and reservoir in the lower" or "source late and reservoir old". It is indicated that the factors controlling with hydrocarbon accumulation in the interior buried hills are, in significant extent, the hydrocarbon-generating potential of source rocks, the effective hydrocarbon-supplying window, dominant draining layers and the developing reservoir fractures. Hydrocarbon accumulation may be greatly enriched in scale in interior buried hills if all of four favorable controlling factors are possessed while hydrocarbon accumulation can still take place but may be small in scale if any one of other three controlling factors is not favorable. Fractures are the main reservoir space in interior buried hills and the development of these fractures is controlled by geological structures and faults shapes. Anticlines, arc faults and multidirectional crossing faults are favorable for developing fractures while the fractures controlled by liner faults are not so developed in buried hills.

**Key words:** Ordovician; Buried-hill interior reservoir; Model of hydrocarbon accumulation; Controlling factor; Bohaiwan Basin

Wu Xiaozhou; male, Senior Geology Engineer. Add: RIPED, PetroChina, Box 910, Xueyuan Rd., Beijing, 10083, China