

# 构造裂缝对致密砂岩气成藏过程的控制作用

王鹏威<sup>1,2</sup>, 陈筱<sup>3</sup>, 庞雄奇<sup>1,2</sup>, 姜振学<sup>1</sup>, 姜福杰<sup>1,2</sup>,  
郭迎春<sup>1,2</sup>, 郭继刚<sup>1,2</sup>, 戴琦雯<sup>1</sup>, 文婧<sup>1</sup>

(1. 中国石油大学(北京)地球科学学院盆地与油藏研究中心, 北京 102249;

2. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

3. 中海油研究总院, 北京 100027)

**摘要:**塔里木盆地库车坳陷致密储层中构造裂缝普遍发育, 裂缝的形成与分布对致密砂岩气成藏过程具有重要的控制作用。结合前人的研究成果, 利用岩心、测井等资料分析库车坳陷依南地区构造裂缝形成时间、发育位置及发育强度, 认为构造裂缝形成时间晚于依南 2 致密砂岩气藏形成时间, 裂缝既发育在气藏内部, 也发育在气藏的边界, 裂缝发育程度具有不均一性。综合分析裂缝时空分布规律以及发育强度, 认为致密储层中发育的裂缝对致密砂岩气藏的控制作用主要表现在: ①裂缝形成以后, 天然气运聚动力发生改变, 天然气在裂缝内以浮力为主要的运聚动力, 在基础孔隙中则以分子膨胀力为主要的运聚动力; ②当裂缝晚期发育, 且发育在气藏内部时, 裂缝改善了致密储层的物性条件, 形成了有利于天然气运聚成藏的优势通道及储集空间; ③当裂缝晚期发育, 且发育在原型致密砂岩气藏边界时, 原型致密砂岩气藏遭到破坏, 气藏发生萎缩。

**关键词:**致密砂岩气; 构造裂缝; 控藏作用; 库车坳陷; 依南 2 气藏;

**中图分类号:** TE122.3

**文献标志码:** A

**文章编号:** 1672-1926(2014)02-0185-07

**引用格式:** Wang Pengwei, Chen Xiao, Pang Xiongqi, *et al.* The controlling of structure fractures on the accumulation of tight sand gas reservoirs[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(2): 185-191. [王鹏威, 陈筱, 庞雄奇, 等. 构造裂缝对致密砂岩气成藏过程的控制作用[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(2): 185-191.]

## 0 引言

致密砂岩气藏以含气面积大, 分布范围广, 地质资源丰富, 成为重要的非常规油气资源。截至 2011 年底, 加拿大阿尔伯达盆地艾尔姆沃斯气田致密砂岩气可采储量为  $4\ 760 \times 10^8 \text{ m}^3$ ; 美国圣胡安盆地斜轴部白垩系致密砂岩气与丹佛盆地斜轴部瓦腾堡气田可采储量分别为  $7\ 079 \times 10^8 \text{ m}^3$  和  $368 \times 10^8 \text{ m}^3$ <sup>[1-3]</sup>, 苏里格气田致密砂岩气探明地质储量为  $2.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

勘探实践表明, 致密砂岩储层中构造裂缝普遍发育<sup>[4-6]</sup>, 厘清构造裂缝对致密砂岩气藏的控制作用

是研究致密砂岩气成藏机理、预测致密砂岩气有利聚集区的重要前提之一。国内外学者将构造裂缝在致密砂岩气藏中的作用定义为: 提高储层的渗流能力, 形成有利于天然气成藏的甜点<sup>[7-12]</sup>。Wilson 等认为盆地边缘的构造裂缝带对于致密砂岩气藏的压力调整具有重要的作用<sup>[13]</sup>。赵靖舟等<sup>[14]</sup>、张君峰等<sup>[15]</sup>认为在致密储层远离烃源岩的情况下, 构造裂缝与断裂在致密砂岩气藏形成过程中主要起输导作用。本文以塔里木盆地库车坳陷依南 2 致密砂岩气藏为例, 系统地讨论了构造裂缝的时空分布及其发育强度对致密砂岩气成藏机理与分布规律的影响, 主要在分析裂缝发育时期、空间分布及发育强度的

收稿日期: 2013-03-10; 修回日期: 2013-06-03.

基金项目: 国家重点基础研究发展计划项目(编号: 2011CB201100); 国家自然科学基金项目(编号: 41102085)联合资助.

作者简介: 王鹏威(1986-), 男, 山东威海人, 博士研究生, 主要从事油气成藏机理与分布研究. E-mail: lansefengye315@126.com.

通讯作者: 庞雄奇(1961-), 男, 湖北崇阳人, 教授, 主要从事石油地质综合研究. E-mail: pangxq@cup.edu.cn.

基础上,重点讨论构造裂缝对致密砂岩气成藏的控制作用。

## 1 依南2气藏地质概况

依南2气藏位于库车坳陷依奇克里克构造带,是典型的致密砂岩气藏<sup>[16]</sup>。气藏主力气源岩为三叠系塔里奇克组、黄山街组湖沼相烃源岩。烃源岩有机质丰度高,TOC值介于1.2%~8%之间,以腐殖型为主,主要由Ⅲ型干酪根组成,热演化程度较高, $R_o > 1.3\%$ ,属优质的气源岩,为致密砂岩气成

藏提供充足的物质基础。侏罗系阿合组致密砂岩储层与下伏三叠系烃源岩紧密相接(图1),阿合组致密储层广泛发育,其中一段、二段、四段为砂岩段,储层孔隙度小于12%,基质渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。气藏主要分布在构造相对稳定的斜坡带,气藏边界不受构造形态的控制,位于构造低部位的依南2井为工业气流井,依南5井为低产气流井;位于构造高部位的依深4井、依南4井为油气显示井,试油结果显示主要以水层为主。该气藏压力异常,压力系数介于1.7~1.9之间。

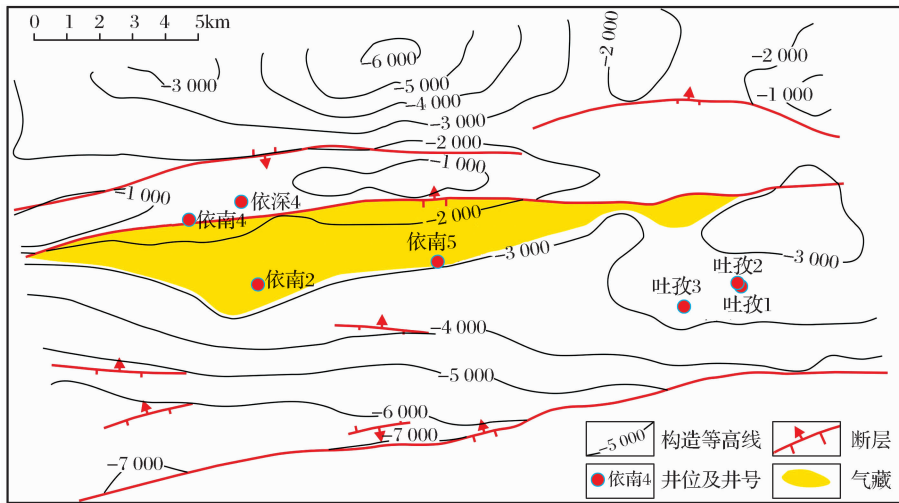


图1 依南地区阿合组顶面构造

Fig. 1 The top structural characters of Ahe Formation in Yinan area

## 2 裂缝发育特征

### 2.1 裂缝形态

根据对依南2气藏共计4口井的岩心和铸体薄片观察(表1),侏罗系阿合组致密储层中构造裂缝普遍发育,主要以北东—南西向为主,但裂缝分布具有不均一性。裂缝主要以剪切裂缝为主,局部发育拉张裂缝。剪切裂缝主要以斜交裂缝为主,局部发育低角度裂缝和高角度裂缝。裂缝长度变化较大,最短只有2cm,最长为40cm,平均长度为20cm;裂缝开度较小,主要集中于0~1mm之间。裂缝的充填程度低,大部分裂缝为未充填,从裂缝的充填程度判断,大部分裂缝是有效裂缝。铸体薄片显示剪切裂缝多为粒缘缝和粒内缝,裂缝平行密集分布,粒内缝切穿多个颗粒,沿裂缝形成不规则状溶蚀孔。

### 2.2 发育时间

区域构造应力场的变化是剪切裂缝形成与分布的主控因素之一<sup>[17]</sup>。前人<sup>[18-19]</sup>大量研究表明,依南

地区经历燕山早期、燕山晚期、喜马拉雅早期、中期和喜马拉雅晚期等多期构造活动。但各个时期的构造活动强度不同,对依南地区的影响也不尽相同,其中喜马拉雅中—晚期的构造运动最为强烈,对依南地区的构造变形具有决定性作用,是构造裂缝形成的主要时期,即构造裂缝主要的形成时间为5~2.5Ma<sup>[20-21]</sup>。

### 2.3 发育范围

受区域构造挤压应力场的控制,构造裂缝在依南地区广泛分布。通过岩心观察以及镜下薄片观察(图2)可以发现,平面上构造裂缝既发育在构造高部位的依南4井、依深4井也分布在低部位的依南2井,依南5井;纵向上,阿合组致密储层中存在构造裂缝,但裂缝分布具有不均一性。

### 2.4 发育强度

构造裂缝在依南2致密砂岩气藏中虽然广泛分布,但是裂缝发育的非均质性较强,裂缝发育强度在各单井有所差异。利用深、浅侧向电阻率建立电阻率差比函数 $R_{tc}$ (式1)可以定量分析裂缝发育强度,

而且  $R_{lc}$  越大,构造裂缝发育程度越高<sup>[22]</sup>。依南 2 井致密砂岩气藏各井计算结果表明,依南 5 井裂缝

发育程度最高,依南 4 井、依南 2 井次之,依深 4 井裂缝发育程度最低(图 3)。

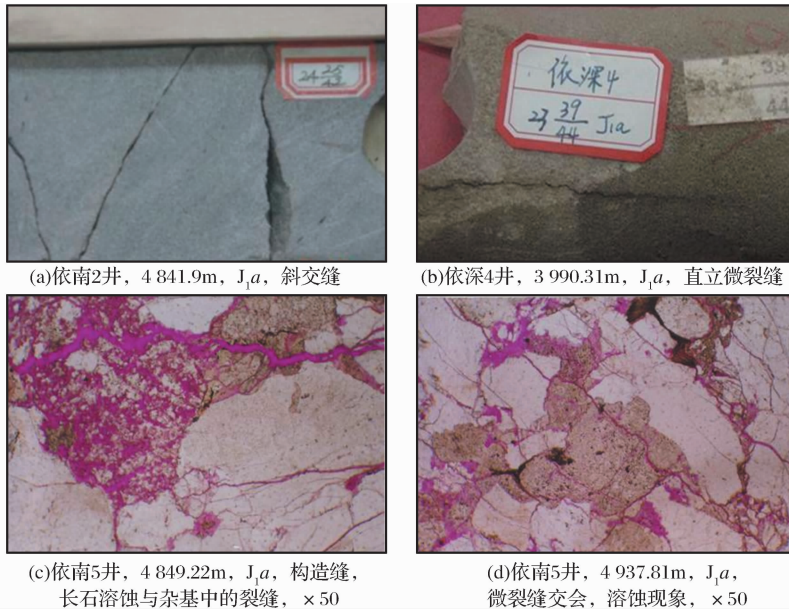


图 2 依南 2 气藏侏罗系阿合组裂缝观察

Fig. 2 The observation of fracture in the Ahé Formation, Jurassic in the Yinan 2 reservoirs

表 1 依南 2 气藏构造裂缝特征统计

Table 1 Features of structure fractures in Yinan 2 reservoirs

井号	层位	深度/m	岩性	开度/mm	长度/cm	充填特征	裂缝走向
依南 2 井	J <sub>1a</sub>	4 839.1~4 843.3	中一粗砂岩	0.1~0.5	9~41	未充填	
依南 2 井	J <sub>1a</sub>	4 896.9~4 902.0	灰色细砂岩	0.4~0.9	8~27	未充填	
依南 2 井	J <sub>1a</sub>	4 964.0~4 967.2	灰色细砂岩	0.3~0.5	12~30	未充填	
依南 4 井	J <sub>1a</sub>	4 412.2~4 418.2	灰色细砂岩	0.1~1.5	11~29	未充填	
依南 4 井	J <sub>1a</sub>	4 559.0~4 563.8	灰色含砾粗砂岩	0.1~0.2	7~36	未充填	
依南 5 井	J <sub>1a</sub>	4 773.1~4 779.0	灰色粗砂岩	0~0.1	14~35	半充填	
依深 4 井	J <sub>1a</sub>	4 101.0~4 105.2	灰色细砂岩	0.1~0.4	30~45	未充填	

$$R_{lc} = \frac{R_{lld} - R_{lls}}{R_{lld}} \quad (1)$$

式中:  $R_{lld}$ ,  $R_{lls}$  分别代表深侧向电阻率测井和浅侧向电阻率测井。

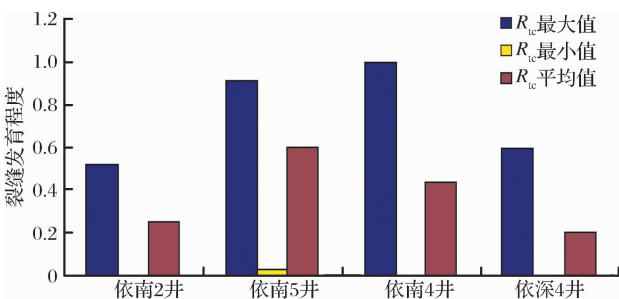


图 3 单井裂缝发育强度

Fig. 3 The intensity of fractures in different wells

### 3 构造裂缝对致密砂岩气藏的控藏作用

前人<sup>[23]</sup>利用流体包裹体实验以及烃源岩排烃史恢复等方法研究表明,依南 2 致密砂岩气藏的主要成藏期为 5~6Ma。本文对比构造裂缝形成时期与致密砂岩气藏形成时间,认为构造裂缝大量形成时间晚于致密气藏的形成时间;构造裂缝既发育在致密砂岩气藏内部,也发育在气藏的边界;而且裂缝发育具有非均质性,发育程度差异较大。因此,裂缝对依南 2 致密砂岩气藏的控制作用主要表现在以下 3 个方面。

#### 3.1 天然气运聚动力发生改变

致密砂岩气微观聚集机理研究表明,储层微观

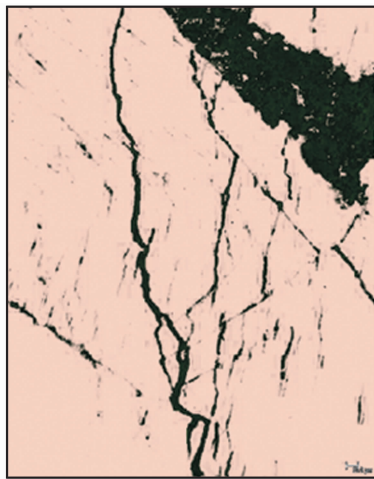
孔喉半径控制着致密砂岩气聚集动力的变化<sup>[24]</sup>。当储层孔喉半径小于临界孔喉半径,天然气以分子膨胀力为主要动力运聚,形成致密砂岩气藏;当储层孔喉半径大于临界孔喉半径,天然气在浮力作用下运移聚集。利用覆压孔渗数据<sup>[25]</sup>计算的依南2井地质条件下裂缝的宽度介于50~800 $\mu\text{m}$ 之间,而依南地区致密储层基础孔喉半径多为0.005~1.26 $\mu\text{m}$ ,可以发现裂缝宽度远大于致密储层的基础孔喉半径。因此,综合分析认为,依南地区裂缝形成以前,天然气主要在分子膨胀力的作用下,运聚成藏;裂缝形成以后,天然气在裂缝中主要以浮力为动力运移,在基础孔隙中仍以分子膨胀力运移。因此,在由裂缝与基础孔喉构成的双重介质中<sup>[26]</sup>,天然气的运聚动力将发生改变。

### 3.2 构造裂缝改善储层物性,有利于天然气运移聚集

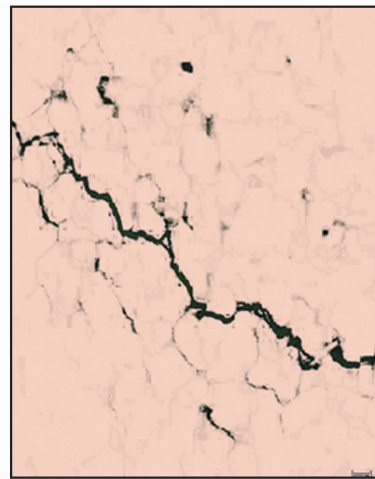
在库车组沉积以前(5Ma),储层在上覆地层压实下已经普遍致密,而且裂缝基本不发育。库车组沉积以来,强烈的侧向构造挤压导致裂缝在致密储层中广泛发育。裂缝形成以后,酸性流体沿着构造裂缝侵入致密储层,对致密储层溶蚀改造,形成大量

的粒内溶孔与粒间溶孔(图2)。

当构造裂缝分布在致密砂岩气藏内部时,一方面,裂缝与溶蚀孔洞形成良好的储集空间,改善了天然气的聚集条件,从而形成了有利于天然气富集的区域,即“甜点”<sup>[27]</sup>。以依南2井为例,裂缝发育程度与含气饱和度呈正相关关系,在4810~4870m井段构造裂缝比较发育,对应井段的含气饱和度较高,说明裂缝发育区形成了该致密砂岩气藏的“甜点”。另一方面,裂缝沟通了致密储层的基础孔隙,提高了储层的渗流条件,形成了有利于天然气运移的优势通道。图4是利用激光共聚焦技术观察的储层微观结构,从镜下照片可以看出,储层的裂缝发育,沟通性较好,可以形成天然气运移的优势通道,有利于天然气的快速运移聚集。统计发现,阿合组储层基质渗透率普遍小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,储层的普遍致密导致气体运移难度较大,天然气成藏效率低。但是局部裂缝发育的井段,当孔隙度在6%~12%时,储层渗透率可以达到 $(10 \sim 1000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。因此,裂缝对提高渗透率、改善孔渗关系具有明显的作用,对天然气的聚集成藏发挥着至关重要的作用。



(a)依南4井, 4 381.24m,  $J_1a$ ,  $\times 50$



(b)依南4井, 4 778.6m,  $J_1a$ ,  $\times 50$

图4 激光共聚焦照片

Fig. 4 Laser scanning confocal microscopy

### 3.3 裂缝对原型致密砂岩气藏的调整改造

裂缝发育时间晚于致密砂岩气藏形成时间的前提下,当致密发育在构造高部位而且发育程度较高时,将导致致密砂岩气成藏边界发生变化。庞雄奇等<sup>[28]</sup>研究认为,致密砂岩气成藏边界条件宏观上主要是受气体分子膨胀力和毛细管力、静水压力的控制,三者达到力平衡的位置即为气藏的边界,微观上,致密砂岩气藏边界受到临界孔喉半径的控制,当

储层孔喉半径大于临界孔喉半径,天然气将在浮力的作用下向构造高点运移,不能形成致密气藏[图5(a)].在致密砂岩气藏形成以后,如果裂缝在气藏边界处大量发育,势必造成该部位的孔喉半径增大,从而导致原型气藏边界处气体所受到的力平衡将被打破,气体在浮力作用下散失,致密砂岩气藏发生萎缩,并在一定的条件下根据力平衡条件,建立新的成藏边界[图5(b)].



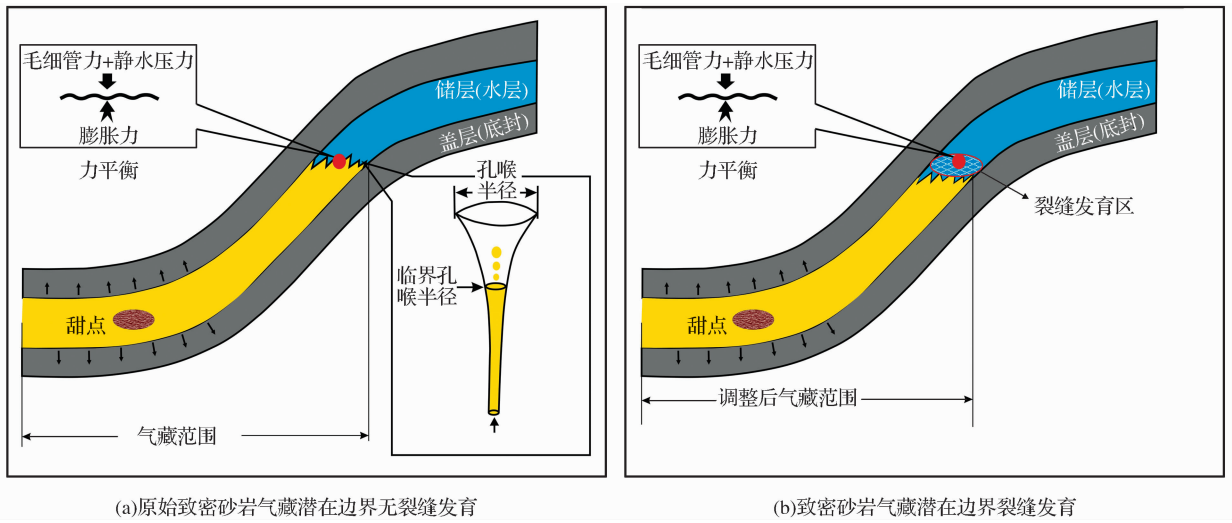


图 5 裂缝发育前后致密砂岩气藏边界对比

Fig. 5 The compare between the boundaries of deep basin gas before and after the forming of fractures

前人<sup>[23]</sup>通过实验证实,依南 2 井、依南 4 井在地史时期发生过天然气的充注,换言之,在依南 2 井、依南 4 井阿合组致密砂岩储层中,天然气发生过聚集成藏。但是,钻井结果显示,依南 4 井阿合组试油结果主要表现为水层,日产水高达 21.6m<sup>3</sup>。对比依南 2 井和依南 4 井可以发现:相对依南 2 井而言,依南 4 井裂缝发育程度较高,而含气饱和度比依南 2 井低,而且,依南 4 井裂缝发育程度与含气饱和度

呈反比关系,裂缝越发育的位置,含气饱和度越低,以 4 360~4 400m 井段为例,该井段裂缝发育程度较高,但是含气饱和度基本为零(图 6)。

综合分析认为,构造裂缝是导致 2 口井目的层段含气饱和度差异的主要原因之一。构造低部位的裂缝为天然气提供了良好的聚集场所;而构造高部位的裂缝发育程度较高,甚至与断裂沟通,破坏了原型气藏的力平衡边界,导致天然气散失,气藏发生萎缩。

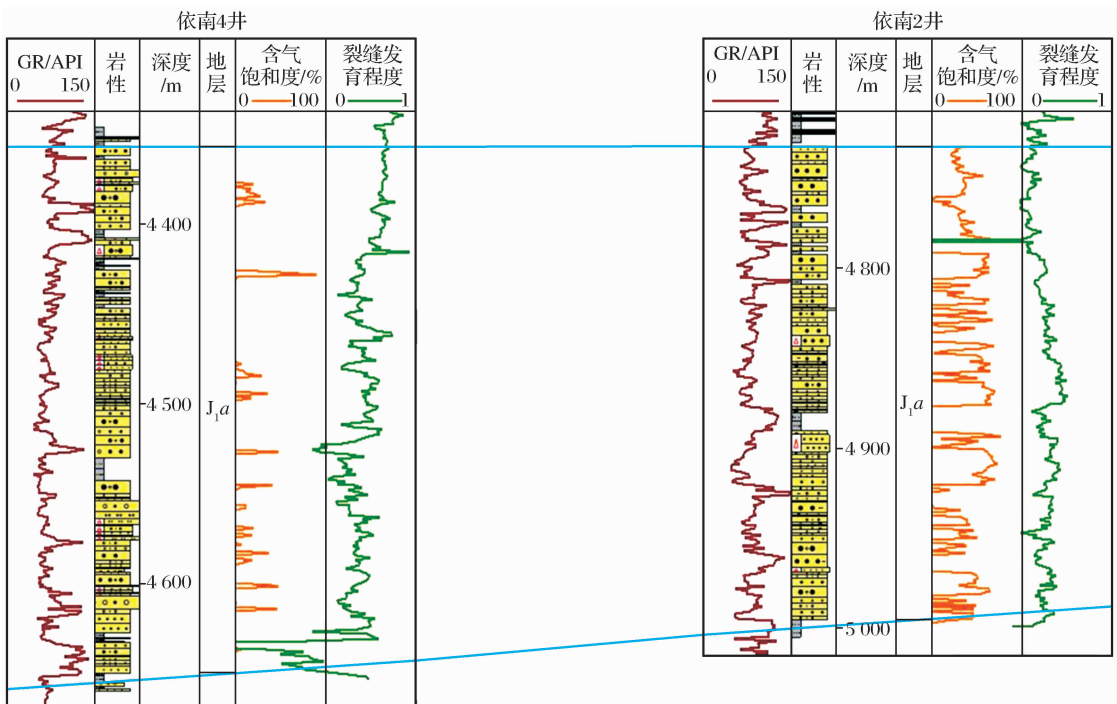


图 6 依南 2 气藏阿合组裂缝发育程度与含气性对比

Fig. 6 The complexity of fractures and gas saturation in the Ahe Formation of the Yinan 2 reservoirs

## 4 结论

(1) 裂缝发育的时间和空间位置以及发育强度不同,对致密砂岩气成藏的控制作用不同。

(2) 依南地区构造裂缝发育的时期晚于依南 2 致密砂岩气藏形成的时期;裂缝既发育在气藏的内部,也发育在气藏的边界位置;裂缝发育程度具有不均一性,依南 5 井裂缝发育程度最大,依南 4 井、依南 2 井次之,依深 4 井裂缝发育程度较弱。

(3) 结合裂缝发育特征,认为构造裂缝对依南 2 致密砂岩气藏的控制作用主要表现为以下几个方面:①裂缝发育之后,天然气在裂缝中与基础孔隙内运移的动力将发生改变,气体在裂缝中主要以浮力为动力运聚,在基础孔隙中主要以分子膨胀力运聚;②当裂缝晚期发育且发育在致密气藏内部,裂缝改善了致密储层的物性条件,形成了有利于天然气聚集的储集空间,提高了储层的渗流能力,为天然气的运移提供了优势通道;③后期发育的裂缝对致密砂岩气藏具有调整改造的作用,当裂缝发育在原型致密砂岩气藏边界时,裂缝的发育将打破边界处的力平衡条件,导致致密砂岩气藏发生萎缩,此时裂缝对致密砂岩气藏具有破坏作用。

### 参考文献 (References):

- [1] Masters J A. Deep basin gas trap, west Canada[J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(2): 152-181.
- [2] Naik G C. Tight gas reservoirs-An Unconventional Natural Energy Source for the Future[EB/OL]. 2012. [http://www.pinedaleonline.com/socioeconomic/pdfs/tight\\_gas.pdf](http://www.pinedaleonline.com/socioeconomic/pdfs/tight_gas.pdf).
- [3] Zou Caineng, Tao Shizhen, Hou Lianhua, *et al.* Unconventional Oil and Gas Geological[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2011: 50-71, 86-92. [邹才能, 陶士振, 侯连华, 等. 非常规油气地质[M]. 北京: 地质出版社, 2011: 50-71, 86-92.]
- [4] Yang Xiaoping, Zhao Wenzhi, Zou Caineng. Comparison of formation conditions of "Sweet Point" reservoirs in Sulige Gas-field and Xiangxi Group gas field in the central Sichan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(1): 4-7. [杨晓萍, 赵文智, 邹才能. 川中气田与苏里格气田“甜点”储层对比研究[J]. 天然气工业, 2007, 27(1): 4-7.]
- [5] Hugo H, New M T, Lawrence W T. Characterization and Simulation of Naturally Fractured Tight Gas Sandstone Reservoirs[C]. Dallas, Texas: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1995: 437-446.
- [6] Brian A Z, Thomas F M. A review of deep basin gas reservoirs of the western Canada sedimentary basin [J]. The Mountain Geologists, 2006, 43(3): 257-262.
- [7] Roberto A. Role of Natural Fractures and Slot Porosity on Tight Gas Sands[C]. Keystone, Colorado: SPE Unconventional Reservoirs Conference, 2008: 1-15.
- [8] Petrel Robertson Consulting Ltd. Exploration analysis, exploration assessment of tight gas plays[J]. NEBC: 37-51.
- [9] Surdam R C. A new paradigm for gas exploration in anomalously pressured "Tight Gas Sands" in the rocky mountain laramide basins[M]//Surdam R C. AAPG Memoir 67, Tulsa, OK: AAPG, 1997, 67: 283-298.
- [10] Billingsle R L, Reiner W E. The Wamsutter sweetspot: A continuing enigma in tight formation gas[C]//Denver, Colorado: AAPG 1994 Annual Convention, 1994: 104-105.
- [11] Keith W S, Robert M C, John W R. Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs; Implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis[J]. AAPG Bulletin, 2004, 88(8): 1083-1121.
- [12] Hao Guoli, Liu Guangdi, Xie Zengye, *et al.* Gas-water distributed pattern in Xujiahe Formation tight gas sandstone reservoir and influential factor in central Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3): 427-434. [郝国丽, 柳广弟, 谢增业, 等. 川中地区须家河组致密砂岩气藏气水分布模式及影响因素分析[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 427-434.]
- [13] Michael S W, Thaddeus S D, Vito F, *et al.* Potential for deep basin-centered gas accumulation in Hanna Basin, Wyoming [G]//Nuccio V F, Dyman T S. Geologic Studies of Basin-Centered Gas Systems, Reston, VA: USGS, 2001: 1-12.
- [14] Zhao Jingzhou, Wang Li, Sun Binghua, *et al.* Effect of structural evolution on the formation and distribution of Upper Paleozoic giant gas fields in the east Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(6): 875-881. [赵靖舟, 王力, 孙兵华, 等. 鄂尔多斯盆地东部构造演化对上古生界大气田形成的控制作用[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(6): 875-881.]
- [15] Zhang Junfeng, Lan Chaoli. Fractures and faults distribution and its effect on gas enrichment areas in Ordos Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(2): 53-57. [张君峰, 兰朝利. 鄂尔多斯盆地榆林—神木地区上古生界裂缝和断层分布及其对天然气富集区的影响[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(2): 53-57.]
- [16] Zou Caineng, Jia Jinhua, Tao Shizhen, *et al.* Analysis of reservoir forming condition sand prediction of continuous tight gas reservoirs of the deep Jurassic in the eastern Kuqa Depression, Tarim Basin [J]. Acta Geologica Sinica: English Edition, 2011, 85(5): 1173-1186.
- [17] Zeng Lianbo. The Formation and Distribution of Fracture in Low Permeability Sandstone Reservoir [M]. Beijing: Science Press, 2008. [曾联波. 低渗透砂岩储层裂缝的形成与分布[M]. 北京: 科学出版社, 2008.]
- [18] Zeng Lianbo, Wang Hongjun, Gong Lei, *et al.* Impacts of the tectonic stress field on natural gas migration and accumulation: A case study of the Kuqa Depression in the Tarim Basin [J]. China, Marine and Petroleum Geology, 2010, 27: 1616-1627.
- [19] Yang Xuejun. Characteristics and Origin of Fractures in Tight Sandstone Reservoirs with Low Permeability, Dabei Gasfield [D]. Beijing: China University of Petroleum, 2011: 24-60. [杨

- 学君. 大北气田低孔低渗砂岩储层裂缝特征及形成机理研究[D]. 北京:中国石油大学,2011:24-60. ]
- [20] Liu Zhihong, Lu Huaifu, Jia Chengzao. Orogeny timing and fault-slip rate and their significance to the rejuvenated foreland thrusts belt of Kuche[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2000, 27(1): 12-15. [刘志宏, 卢华复, 贾承造. 库车再生前陆逆冲带造山运动时间、断层滑移速率的厘定及其意义[J]. *石油勘探与开发*, 2000, 27(1): 12-15. ]
- [21] Zeng Lianbo, Wang Hongjun, Gong Lei, *et al.* Impacts of the tectonic stress field on natural gas migration and accumulation: A case study of the Kuqa Depression in Tarim Basin, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2010, 27: 1616-1627.
- [22] Guan Yingzhu, Li Jun, Zhang Chaomo, *et al.* Method for logging evaluation in tight sandstone fractures and its application in Dina 2 Gasfield[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2007, 29(2): 70-75. [管英柱, 李军, 张超谟, 等. 致密砂岩裂缝测井评价方法及在迪那 2 气田的应用[J]. *江汉石油学报*, 2007, 29(2): 70-75. ]
- [23] Xing Enyuan, Pang Xiongqi, Xiao Zhongyao, *et al.* Type discrimination of Yinan 2 gas reservoir in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. *Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science*, 2011, 35(6): 21-35. [邢恩袁, 庞雄奇, 肖中尧, 等. 塔里木盆地库车坳陷依南 2 气藏类型的判别[J]. *中国石油大学学报:自然科学版*, 2011, 35(6): 21-35. ]
- [24] Berkenpas P G. The Milk River Shallow Gas Pool; Role of the Undip Water Trap and Connate Water in Gas Production from the Pool[C]. SPE, 1991.
- [25] Dong Liquan. A Research on Reservoir Physical Texture Lower-bound of the Second Zone of Xujiahe Formation of South Area of West Sichuan[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2005: 32-81. [董立全. 川西南部地区须二气藏储层物性下限研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2005: 32-81. ]
- [26] Yang Jian, Kang Yili, Wang Yezhong, *et al.* An experimental study of gas mass-transfer for fractured tight sand gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(10): 39-41. [杨建, 康毅力, 王业众, 等. 裂缝性致密砂岩储层气体传质实验[J]. *天然气工业*, 2010, 30(10): 39-41. ]
- [27] Guo Yingchun, Pang Xiongqi, Li Jianhua, *et al.* Evolution of uperlift-depression framework in the middle western Sichuan Depression and its control on hydrocarbon accumulation[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(1): 29-37. [郭迎春, 庞雄奇, 李建华, 等. 川西坳陷须家河组须二段隆坳格局变迁及控藏作用[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(1): 29-37. ]
- [28] Pang Xiongqi, Jin Zhijun, Jiang Zhenxue, *et al.* Critical condition for gas accumulation in the deep basin trap and physical modeling[J]. *Natural Gas Geosciences*, 2003, 14(2): 207-214. [庞雄奇, 金之钧, 姜振学, 等. 深盆气成藏门限及其物理模拟实验[J]. *天然气地球科学*, 2003, 14(2): 207-214. ]

## The Controlling of Structure Fractures on the Accumulation of Tight Sand Gas Reservoirs

WANG Peng-wei<sup>1,2</sup>, CHEN Xiao<sup>3</sup>, PANG Xiong-qi<sup>1,2</sup>, JIANG Zhen-xue<sup>1</sup>,

JIANG Fu-jie<sup>1,2</sup>, GUO Ying-chun<sup>1,2</sup>, GUO Ji-gang<sup>1,2</sup>, DAI Qi-wen<sup>1</sup>, WEN Jing<sup>1</sup>

(1. *Basin and Reservoir Research Center, College of Geosciences, China University of Petroleum,*

*Beijing 102249, China;* 2. *State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting,*

*China University of Petroleum, Beijing 102249, China;* 3. *CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China)*

**Abstract:** Tectonic fractures developed widely in the tight-sand reservoir in Kuqa Depression, Tarim Basin. The formation and distribution of these fractures exerted great impact on the tight sand gas reservoirs. Based on the analyses about the formation time, distribution and intensity of fractures with the core and logging data in Ahe Formation of Yinan 2 reservoirs, this paper holds that the fractures were developed in tight sand reservoirs later than the time that Yinan 2 gas reservoirs formed, and they spread both in the internal and boundary of the reservoirs with different intensity. As a result, the impact of fractures developed in the tight sand reservoir on the tight sand gas reservoirs are as follows: (1) After the formation of fractures, the accumulation dynamics were changed. Buoyancy was the main dynamic for natural gas to move in the fractures, while the molecular swelling force was the chief one in the basic porosities. (2) When fractures developed later than the gas reservoir and occurred within the reservoir, fractures improved the property of tight reservoir, acting as main migration pathway as well as storage space. (3) When fractures developed later than the gas reservoir and occurred on the boundary of the original tight-sand gas reservoirs, fractures can change the critical condition of tight sand gas reservoirs, resulting in the destruction and shrinkage of reservoirs.

**Key words:** Tight sand gas; Tectonic fracture; Function of controlling on accumulation; Kuqa Depression; Yinan 2 reservoirs