

致密砂岩气成藏研究进展及值得关注的几个问题

郭迎春^{1,2}, 庞雄奇^{1,2}, 陈冬霞^{1,2}, 姜福杰^{1,2}, 汤国民^{1,2}

(1. 中国石油大学 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 100083; 2. 中国石油大学 地球科学学院, 北京 100083)

摘要:连续型致密砂岩气藏是一种非常重要的非常规天然气。为了解该类气藏成藏地质研究进展,总结了其储层划分标准、分类、地质特征、成藏要素及封闭机制等方面的研究成果。分析认为,现有致密储层的划分标准不具有成藏内涵,连续型致密砂岩气的临界条件是随成藏条件而变化的。连续型致密砂岩气的成藏要素包括烃源岩、与源邻接的致密储层以及稳定的构造环境。需要注意的是,储层致密的本质是储层具有纳微米尺度的孔喉,且喉道与孔隙比例非常接近;异常压力属性不是致密砂岩气藏和常规气藏的区别点。文中提出了连续型致密砂岩气成藏机理值得深入研究的问题:一是致密砂岩气藏封闭的动力学机理研究,气、水倒置界面处存在动力(气体压力)与阻力(毛细管力、粘滞力及地层水压力)的力平衡关系,如何定量表征和模拟各种力的演化过程显得尤为重要;二是致密砂岩气藏的调整改造机理和过程及原型致密砂岩气藏恢复的研究,原型气藏的恢复可以通过气、水界面处的力平衡关系实现,后期不同的调整改造作用都是通过改变气、水倒置的临界条件而实现的;三是致密砂岩储层中“相对高孔渗体”的控藏作用研究,“相对高孔渗体”的存在改变了连续型致密砂岩气成藏条件,使得其成藏过程更为复杂。

关键词:封闭机制;成藏要素;研究进展;成藏机理;致密砂岩气

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

Progress of research on hydrocarbon accumulation of tight sand gas and several issues for concerns

Guo Yingchun^{1,2}, Pang Xiongqi^{1,2}, Chen Dongxia^{1,2}, Jiang Fujie^{1,2}, Tang Guomin^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
2. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: Continuous tight sand gas is a significant unconventional resource for natural gas. To understand the progress of geological research on this kind of gas reservoir, this paper summarized the criteria for identification of tight sand reservoirs, their classification, geological characteristics, elements of hydrocarbon accumulation, and trapping mechanisms. The current criteria for identification of continuous tight sand gas reservoirs does not take accumulation conditions into consideration. The real critical conditions of tight sand gas change along with hydrocarbon accumulation conditions. The key elements of hydrocarbon accumulation in tight gas reservoir involve hydrocarbon source rock, tight sandstone close to source rock and stable tectonic environment. It should be noted that the nature of tight sandstone is nano-micro scale pore throat and the percentage of pore throats is about the same as that of pores, and that abnormal pressure is not an essential difference between tight sand gas reservoir and conventional gas reservoir. Several key issues concerning continuous tight sand gas accumulation are presented. The first is study on dynamic trapping mechanism for tight sand gas reservoir, i. e. the force balance between driving force (gas pressure) and resistance (capillary force, viscous force and formation water pressure) at the interface of gas water inversion. The quantitative description and simulation of evolution of these forces are particularly important. The second is the research on the mechanism and process of adjustment of tight sand gas reservoir as well as restoration of the original tight sand gas reservoir. The restoration of the original reservoir can be realized by means of force balance relation at the interface of gas water inversion. All of the late adjustment and modification were realized through changing the critical conditions of gas water inversion. The third is study of the control of sandbodies with relatively high porosity and permeability on gas accumulation in tight sandstone. The existence of these sandbodies changes the accumulation conditions and complicates the accumulation process.

Key words: trapping mechanism, hydrocarbon accumulation element, research progress, hydrocarbon accumulation mechanism, tight sand gas

收稿日期:2012-06-23;修订日期:2013-07-15。

第一作者简介:郭迎春(1982—),男,博士研究生,石油地质、油气成藏机理与分布规律。E-mail: cugcugych@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(U1262205, 41072100, 41102085)。

根据天然气资源三角的概念^[1],我们可以大胆预测凡是拥有着可观的常规天然气储量的盆地必将拥有着更可观的非常规天然气储量。近20年来,美国的常规天然气产量持续下降,天然气总产量的增加主要是非常规天然气的贡献,其中最早突破的是致密气(图1)。目前,美国已在23个盆地发现了900多个致密气田,可采资源量为 $13 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可采储量为 $5 \times 10^{12} \text{ m}^3$,生产井超过10万口,2010年美国致密气产量达 $1754 \times 10^8 \text{ m}^3$,占当年天然气总产量 $6110 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的30%。

中国致密砂岩气的发展非常快,尤其以鄂尔多斯盆地上古生界和四川盆地上三叠统须家河组致密砂岩气藏的勘探开发为代表^[2],非常规天然气的有效勘探与开发使得我国天然气供需基本上维持平衡(图2)。2011年,致密砂岩气储量已占中国天然气的三分之一以上,年产量超过 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$,展现出很大的潜力,致密砂岩气地质资源量为 $17.4 \times 10^{12} \sim 25.1 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可采资源量为 $8.8 \times 10^{12} \sim 12.1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[2-3]。预计

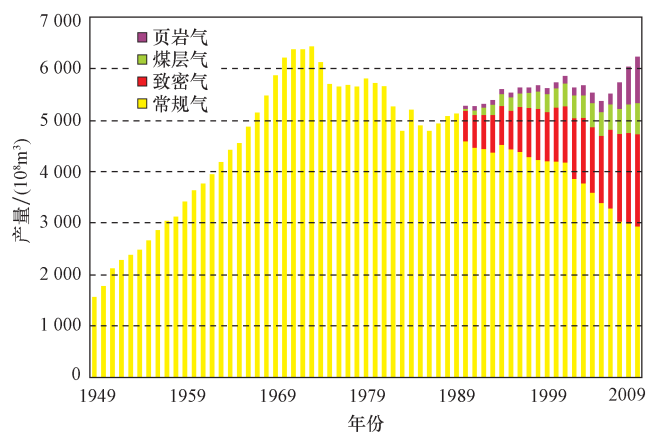


图1 美国历年天然气产量变化

(数据来源:EIA,2010)

Fig.1 Annual natural gas production in U. S. A.

(data source:EIA,2010)

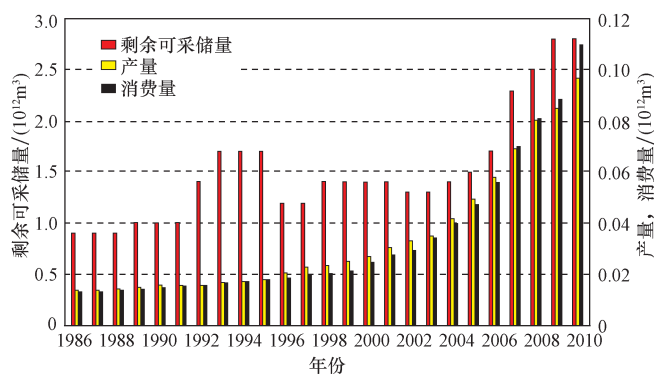


图2 中国历年天然气剩余探明可采储量、产量与消费量变化

(数据来源:BP,2011)

Fig.2 Changes of the remaining recoverable gas reserves, production and consumption in China

(data source:BP,2011)

未来我国每年新增探明天然气储量中,致密砂岩气储量将占40%以上。相比于当下“如火如荼”的页岩气革命,致密砂岩气显得有些“落寞”,国内不少专家呼吁更应该注重致密砂岩油气勘探开发,对于中国来说,致密油气才是现阶段非常规油气领域内更现实的选择^[3-5]。

1 致密砂岩气藏的概念、分类与地质特征

1.1 概念

由于在研究过程中对致密砂岩气藏认识程度的不同或者由于不同的研究者命名的出发点或依据不同,该类气藏出现了多种称谓。如:深盆气^[6]、致密气藏^[7]、盆地中心气^[8]、(准)连续型气藏^[9-10]、根缘气^[11]及向斜油气藏^[12]。致密砂岩气发育分布在盆地中心或坳陷部位,但在深度上并不要求“深”,比如牛奶河(Milk River)致密砂岩气藏埋深在浅处不足300 m,艾尔姆华士(Elmworth)致密砂岩气藏深度为914~3000 m,布兰科(Blanco)气田埋深为1600~2100 m,瓦滕伯格(Wattenberg)气田埋深介于2300~2600 m。而连续型气藏这一概念较为宽泛,它包括了致密砂岩气、页岩气、煤层气以及生物气等。根据近10年来的文献检索结果,盆地中心气和致密砂岩气是最近几年国外学者使用最广泛的称谓,而在中国使用最多的是致密砂岩气这一称谓。本文中的致密砂岩气指的是具有气水倒置特征的或气水分布规律非常复杂的气藏,可以称之为连续型致密砂岩气藏或深盆型致密砂岩气藏,与之对应的是圈闭型致密砂岩气藏^[5]。

致密砂岩气藏的定义或储层的划分标准也有多种(表1)。最一致的认识是渗透率的界定,指的是原地渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。而我国使用的渗透率通常都是实验室常规条件下测定的渗透率,与储层条件下受高含水饱和度和上覆岩层压力影响的原地渗透率相差很大, $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的原地渗透率大致相当于 $0.5 \times 10^{-3} \sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的空气渗透率。要注意的是美国联邦能源管理委员会确定致密气藏的注册标准是储层地层渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,但这个官方定义当时主要是用来确定哪些产气井可以获得联邦或各州的税收抵免^[13]。所以此类划分标准(无论是渗透率、孔隙度抑或是含水饱和度等等)并不具备地质成因上的尤其是成藏机理上的涵义,在不同的盆地或是不同的成藏条件下,临界渗透率和孔隙度是不同的。

1.2 分类

国内外多位学者对致密砂岩气藏进行过分类,笔

表 1 几个具代表性的致密砂岩气藏(储层)定义^[1,13-16]

Table 1 Several representative definitions of tight sand gas reservoirs^[1,13-16]

作者或组织	定义	年份
美国联邦能源管理委员会	储层地层渗透率 $<0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,这个官方定义是用来确定哪些产气井可以获得联邦或各州的税收抵免	1980
袁政文	渗透率 $<1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的碎屑岩储层	1993
关德师	孔隙度低($<12\%$)、渗透率比较低($<0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)、含气饱和度低($<60\%$)、天然气在其中流动速度较缓慢的砂岩层中的天然气藏	1995
Holditch	需经大型水力压裂改造措施,或者是采用水平井、多分支井,才能产出工业气流的气藏	2006
邹才能	孔隙度 $<10\%$ 、原地渗透率 $<0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 或空气渗透率 $<1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、孔喉半径 $<1 \mu\text{m}$ 、含气饱和度 $<60\%$ 的砂岩中储集的天然气,一般无自然工业产量,但在采取一定经济条件和技术措施后,可以获得工业天然气产量	2010

者介绍两种分类方案。Law(2002)根据烃源岩的有机质类型将盆地中心气藏划分为直接型和间接型两类(图3)^[8]。直接型盆地中心气的源岩有机质类型是Ⅲ型干酪根,以生气为主;间接型盆地中心气的源岩有机质类型是Ⅰ型或Ⅱ型干酪根,气的来源多是高演化阶段油裂解成气。烃源岩的差异也造成了盆地中心气藏形成和演化阶段的差异以及部分成藏特征的不同。

姜振学等(2006)根据源岩排烃史和储层致密化过程的先后关系,将致密砂岩气藏分为“先致密后成藏型”和“先成藏后致密型”两类^[17]。前者指的是储层致密化发生在源岩排烃高峰期即天然气大规模充注之前,形成了气水倒置的致密砂岩气藏;后者指的是储层致密化发生在源岩排烃高峰期及天然气大规模充注之后,即致密砂岩气藏早期是常规圈闭气藏,后期储层变得致密。但亟需找出后者的实例并深入研究储层在成藏后变致密的原因,因为与烃源岩邻接的储层达到成藏阶段后一般埋深较大,压实作用几乎已达到最大程度,储层内的胶结作用也受到抑制,当然在前陆盆地内尚可以用后期强烈的侧向构造挤压加剧储层致密来解释。

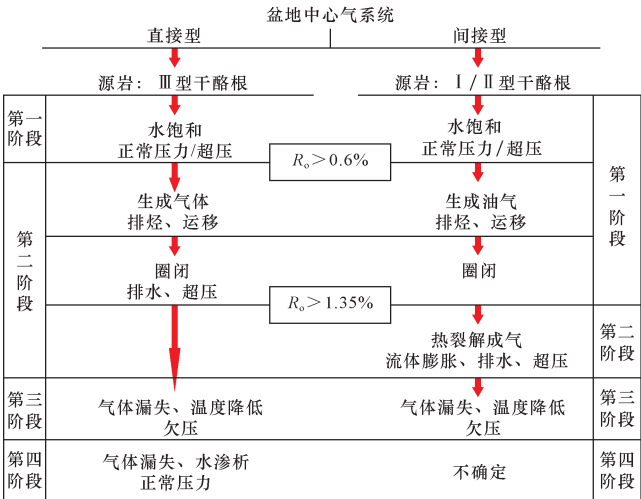


图 3 直接型和间接型盆地中心气藏演化阶段^[8]

Fig. 3 Schematic diagram showing evolution of direct and indirect basin-centered gas accumulations^[8]

1.3 地质特征

多位学者总结过致密砂岩气藏的地质特征,比如气源丰富、储层致密(表2;图4)、源储紧邻、气水倒置、压力异常^[18](图5)等。笔者认为需要注意的问题有3个:①储层致密的本质是储层具有纳微观尺度的孔喉,且喉道与孔隙比例非常接近;②致密气藏和常规气藏不具有压力异常属性的区别,致密气藏和常规气藏都可以存在超压和低压,这主要是在气藏的不同演化阶段,某种或多种因素导致了压力异常;③就致密砂岩气藏本身而言不存在典型和非典型之分,比如气藏的温压、埋深、产状、储层是否发育裂缝等均变化较大。

2 致密砂岩气藏的成藏要素

2.1 烃源岩

通过解剖并总结国内外致密砂岩气藏的成藏要素,发现烃源岩具有以下特征:多为煤系气源岩;广覆式生烃、生排烃强度大;多属持续、晚期排烃。例如鄂尔多斯盆地上古生界、川西坳陷须家河组等烃源岩有机质丰度高、中-高成熟度,煤系可持续生气,为致密砂岩大气区的形成奠定了物质基础。大型坳陷湖盆发育阶段,受区域构造及基底稳定性影响而发生区域性沉降,沉降幅度具相似性,致使烃源岩在相同或相近的地质年代大面积进入成熟阶段,形成广覆式烃源岩层^[16]。持续、相对晚期排烃为致密砂岩气藏的形成奠定了良好的基础。

表 2 北美几个致密砂岩气田储层孔渗统计^[19]

Table 2 Statistics of porosity and permeability of several tight sand gas fields in North America^[19]

气田名称	Blanco	Wattenberg	Jonah	Milk river	Elmworth
孔隙度/%	7.0~10.0	9.5	6.5~8.0	14.0	6.1~8.6
渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.150~ 1.500	<0.050	<0.100	<1.000	0.001~ 1.220

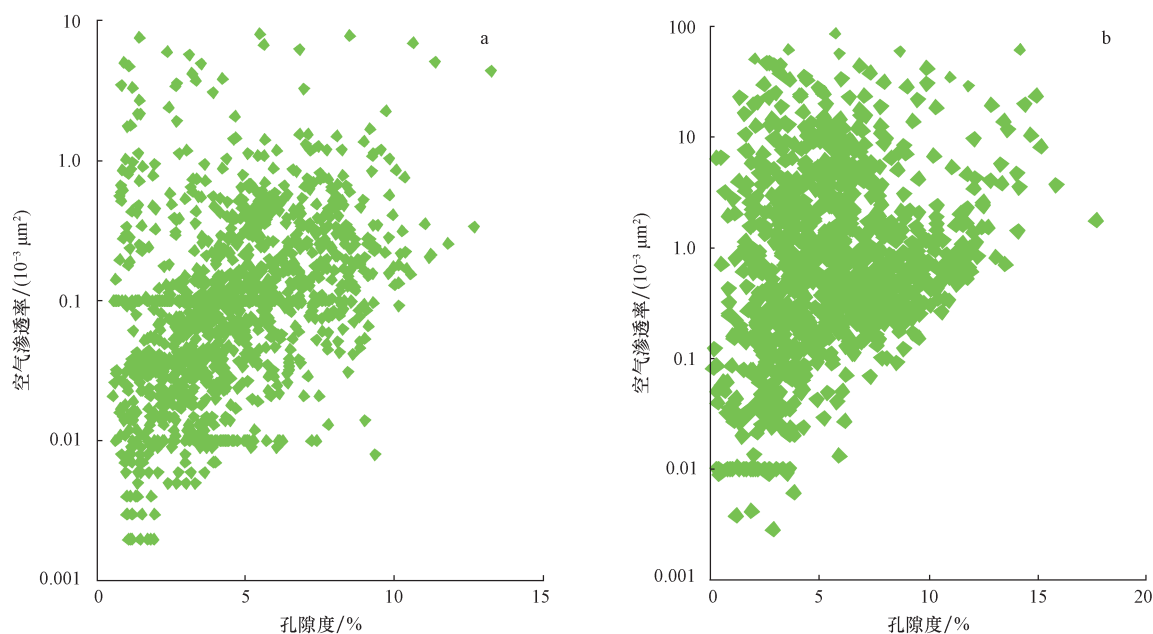


图4 中国致密砂岩气藏储层孔渗特征

Fig. 4 Characteristics of porosity and permeability of tight sand gas reservoirs in China

a. 川西坳陷上三叠统; b. 鄂尔多斯盆地上古生界

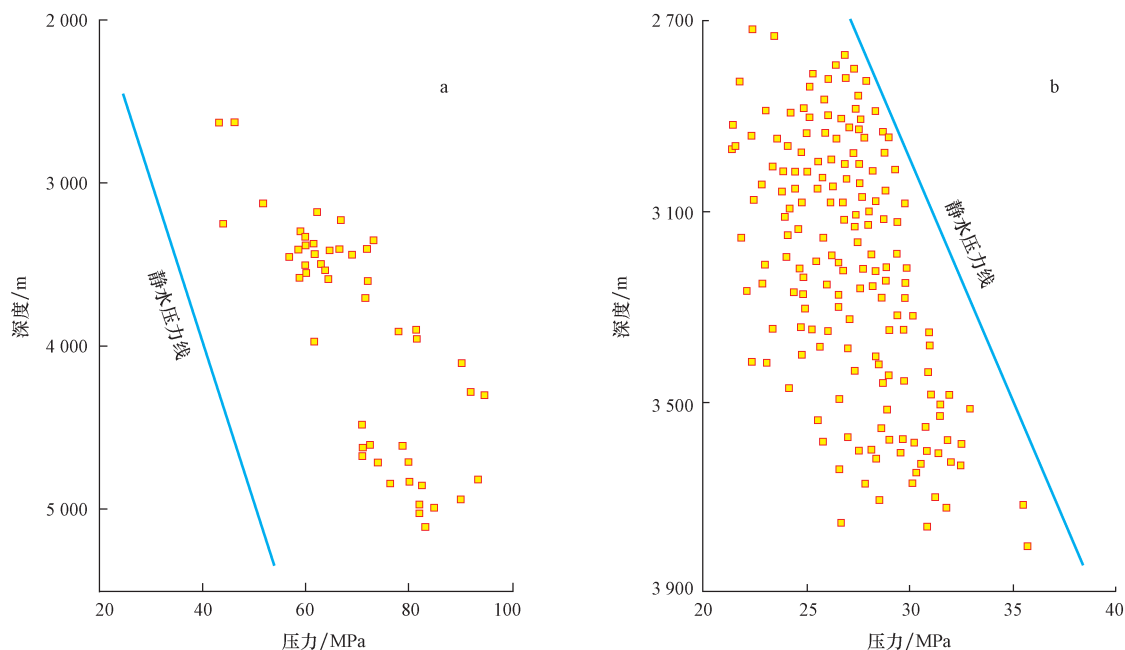


图5 中国典型致密砂岩气藏压力特征

Fig. 5 Characteristics of formation pressure in tight sand gas reservoirs in China

a. 川西坳陷须家河组气藏; b. 鄂尔多斯盆地苏里格气田

2.2 储层

致密砂岩气藏储层具有致密、大范围叠置型分布、与源邻接的特征。例如鄂尔多斯盆地上古生界和川西坳陷须家河组砂岩储层非常致密,孔隙度大多小于10%,空气渗透率大多小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。储层的致密化机理主要是强烈的成岩作用,包括压实作用和胶结作用^[20-24]。大范围叠置型分布的砂体的形成主要是由于大型缓坡浅水三角洲的发育。多物源体系造成多

方向的砂体来源、多期河道不断分岔改道造成侧向上不断迁移、水体频繁进退造成砂体不断前积和退积共同导致了砂体大面积叠置型分布^[25]。储层与源邻接使得储集砂体具有近水楼台的成藏优势,二次运移距离非常小,大面积成藏成为可能^[26]。

2.3 保存条件

已发现的致密砂岩油气藏多分布在前陆盆地前渊斜坡(如阿尔伯达盆地艾尔姆华士气田、川西坳陷新场

气田等)、坳陷盆地中心(如红色沙漠盆地气田、松辽盆地扶杨油层)以及克拉通斜坡区(如鄂尔多斯盆地苏里格气田),它们共同的特征是具有相对稳定的构造背景,在这些地区断裂发育极少,有利于致密砂岩气藏的形成和保存。另外理想的致密砂岩气藏具有储、盖一体的特征,不需要上覆优质盖层。但事实上,致密储层只具有一定的封盖作用,为使气藏的更好保存,上覆优质盖层起到了“第二重保险”的作用。如四川盆地上三叠统须家河组致密砂岩气藏和鄂尔多斯盆地上古生界致密砂岩气藏都具有优质盖层。

3 致密砂岩气藏的封闭机制

自勘探实践表明存在气水倒置的天然气藏以来,关于这类气藏的封闭机制的研究一直是一个难点,出现了多种观点,这些观点均从某种角度或针对某一气藏的独特分布特征给出了合理的解释。

1) 水动力封闭: Berry (1959) 研究认为位于美国新墨西哥州和科罗拉多州的圣胡安盆地中的低压气藏是水动力封闭成藏,认为水向下倾方向上的流动使气藏得以保存^[27]。

2) 相对渗透率屏障封闭: Masters (1979) 认为在低渗透储层中,狭窄孔隙喉道中高含水饱和度可以使气体渗透率几乎降低为零,当低渗储层中含水饱和度为60%时,岩石对气几乎完全不渗透,并且这种封闭作用

会被上倾水柱的静压水头或动压水头所加强,从而在含气部位上方形成水堵封闭(图6a)^[6]。渗透率“监狱”(permeability jail)也有同样的含义,认为储层的高含水饱和度使得天然气对储层的相对渗透率降低甚至为零^[28]。

3) 缺乏浮力导致气不能在低渗透砂岩中上浮: Gies (1981) 研究认为由于气藏底部缺少地层水,从而导致储层中缺少对于气的浮力作用,气体在低渗砂岩中上浮受阻而导致对气的封闭^[29]。

4) 侧向断层封闭: Robert 等 (2004) 在研究绿河盆地乔纳致密砂岩气田时,认为侧向上封闭的边界是两条交错的断层(图6b)^[30]。

5) 聚散平衡的动态气藏: Masters (1984), Welte (1984) 及 Gies (1984) 认为致密砂岩气藏是一种动态圈闭,它实际上不存在封堵条件,没有致密封闭,气藏中的气以一种平稳的速率泄漏,同时持续不断生成的气保持了圈闭能够充满,气藏的存在只是气体不断散失和持续补给之间动平衡存在的结果。储层的含气饱和度依赖于气体补给和散失的动态平衡^[29,31-32]。

6) 成岩作用封闭: Cant (1983) 认为 Masters (1979) 提出的“渗透率屏障”是砂岩成岩作用形成的封闭带(图6c)^[33]。Welte 等 (1982) 认为砂岩由于成岩作用降低了孔隙度和渗透率,使之足够致密而能够至少保留一部分气。如果没有这种成岩作用,那么盆地中就不可能有气藏存在^[34]。Zhang (2009) 认为鄂尔

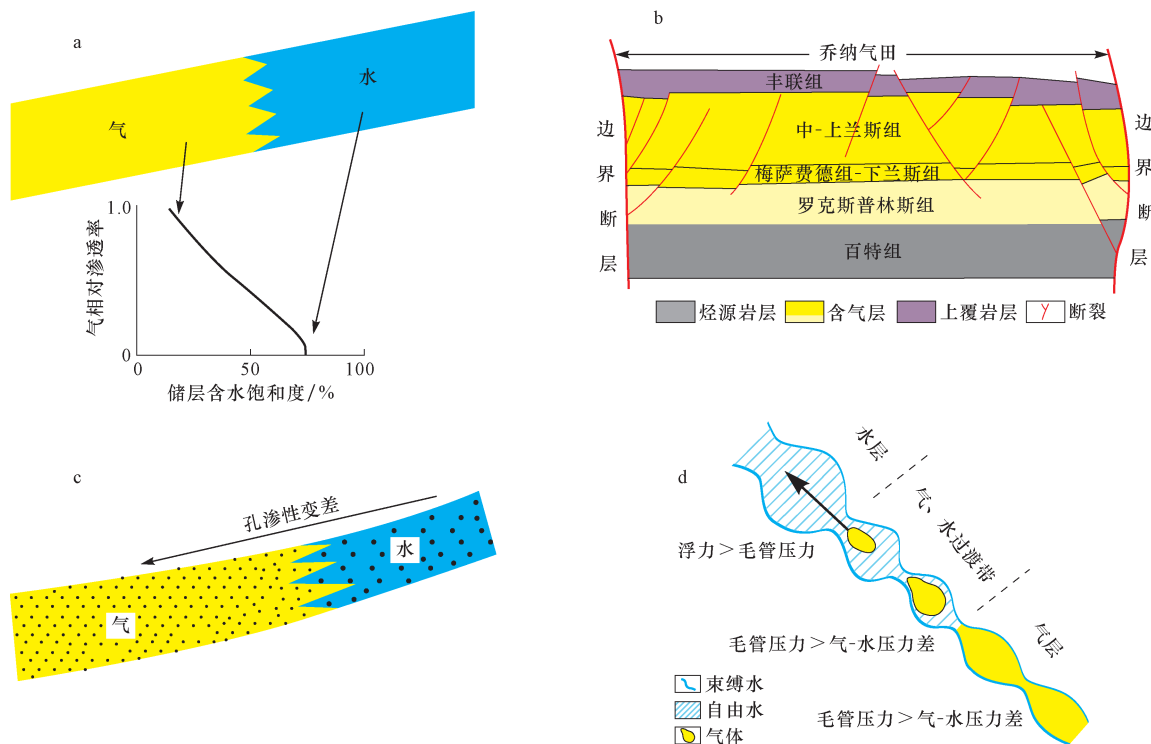


图6 气、水倒置封闭机理

Fig. 6 Schematic diagrams showing trapping mechanisms of gas-water inversion

a. 相对渗透率屏障封闭^[6]; b. 侧向断层封闭(乔纳气田)^[30]; c. 成岩作用封闭^[34]; d. 界面张力封闭^[37]

多斯盆地榆林地区上古生界致密形成致密砂岩气藏后,上倾部位的气水过渡带及饱含水层内胶结作用继续进行,进一步降低了孔隙度和渗透率^[35]。

7) 动力学机理解释: Berkenpas (1991) 研究认为 3 种力控制了气驱水的动力学过程和最终达到的静态平衡,分别为浮力、毛细管力和气水压力差(图 6d)^[36]。吴河勇等(2007)在研究松辽盆地古龙凹陷葡萄花油层时借鉴了该动力学模型来解释油水倒置的现象。在向斜低部位,储层中几乎没有自由水,浮力几乎不起作用,当流体压力差不足以克服阻力(毛细管力)时,石油发生滞留作用。当流体压力差大于阻力时,石油开始向上倾方向运移,随着石油向上倾方向运移,流体压力差逐渐变小,同时储层的孔渗条件变好,阻力逐渐减小。在石油运移动力和阻力的这一复杂变化过程中,逐渐会过渡到动力与阻力相互平衡的状态,即滞留作用和非滞留作用的过渡带^[12]。

4 致密砂岩气成藏机理研究值得关注的几个问题

4.1 致密砂岩气成藏动力学机理研究

由于天然气自烃源岩排出后在致密砂岩储层中呈“气推水活塞式”运移,且运移距离非常小,导致储层中不存在连续的可动水(束缚水占绝大部分),所以在天然气成藏过程中浮力基本上不起作用,天然气运移的动力是气体压力。天然气运移的阻力包括储层的毛细管压力、岩石束缚水膜对天然气运移的黏滞力以及气体上方的地层水压力。在气水倒置的边界处应该是天然气运移动力和阻力的平衡。事实上,这一动力学平衡已经得到了多位学者的关注,并以此做出了初步的机理解释和应用^[37-39],但其中微观的力学机制并没有得到完美的认识,尤其是黏滞力的作用。为建立致密砂岩储层天然气成藏的动力学机制,综合应用物理模拟实验技术和数值(盆地)模拟技术来准确求取各种力的大小或模拟其演化过程是一种可取的办法,并能得到气藏的发育形成过程。

4.2 原型致密砂岩气藏预测及后期调整改造过程研究

根据上述天然气运移动力和阻力的平衡关系和各自的计算公式,可以求取气水界面处的临界孔喉半径大小(或建立渗透率/孔隙度与孔喉的关系后,以临界渗透率或孔隙度表示)在确定天然气成藏期后,恢复储层在成藏期的物性特征,这样就可以确定成藏期气藏的分布范围,即恢复出了原型致密砂岩

气藏。如同原型盆地后期遭受构造运动被改造一样,原型致密砂岩气藏后期也遭受到了调整改造甚至破坏。对原型致密砂岩气藏进行调整改造的机制通常有地层抬升剥蚀、储层不同时期的隆坳变迁、断裂及裂缝的发育,这些调整改造作用归根究底即使气水倒置的临界条件发生了变化^[40]。研究这些作用或因素的发生时间、演化过程及改造机理显得尤为重要。另外,恢复原型致密砂岩气藏及研究其调整改造过程中应充分结合地球化学分析及先进的分析测试技术识别古气水界面来检验地质分析,如 GOI(含油包裹体颗粒指数)分析技术^[41]和 QGF(颗粒包裹烃定量荧光)/QGF-E(颗粒吸附烃和非烃定量荧光)分析技术^[42]等。

4.3 致密砂岩储层中“相对高孔渗体”控藏作用研究

这里的“相对高孔渗体”即相对优质储层,在连续型分布油气藏中(包括致密油气、页岩油气、生物气等)俗称“甜点”。由于这类油气藏自然经济产能低,在勘探中注重“甜点”的预测,从某种意义上甚至可以说致密砂岩气田就是大范围连续型分布的致密砂岩气区带中的“甜点”。相对高孔渗体有构造成因的、沉积成因的和成岩成因的。构造成因主要是指多由于构造应力形成的(微)裂缝,(微)裂缝的发育使得渗透率和储集性能大为改善,值得注意的一个问题是裂缝内成岩胶结物的存在(即使少量)会显著地降低储层的有效渗透率^[43]。沉积成因的主要是指原生沉积特征,比如沉积物源、沉积环境造成的相对高孔渗沉积相带。成岩成因的主要是指由于溶蚀作用和压实作用造成的次生孔隙和(微)裂缝。如果相对高孔渗体发育于成藏期后,那么它起到如 4.2 节所提到的调整改造作用。如果形成于成藏前或与天然气成藏基本同步进行,则控制了原型致密砂岩气藏的形成与分布。当普遍致密的砂岩中存在高孔渗区,天然气将首先进入其中形成甜点并以此作为继续运移的新起点。若出现延伸距离较大的开放性断裂或其他高孔渗的通道,致密砂岩气成藏条件遭到破坏。致密砂岩气藏储层内部的裂缝规模和密度必须在一定范围内,潜在临界边界上最好不要发育裂缝。为认清其控藏作用,考虑相对高孔渗体的致密砂岩成藏物理模拟实验不失为一种良好的方法^[44]。

5 结语

1) 连续型致密砂岩气是非常重要的一种非常规天然气类型。在致密砂岩气藏的多种地质特征中,需要特别注意:储层致密的本质是储层具有纳微观尺度

的孔喉,且喉道与孔隙比例非常接近;异常压力属性不是致密砂岩气藏和常规气藏的区别点。致密砂岩气的成藏要素包括烃源岩、与源邻接的致密储层以及稳定的构造环境。

2) 在致密砂岩气成藏机理研究方面,有3点值得深入研究。一是致密砂岩气藏封闭的动力学机理研究,在气水倒置界面处,存在动力(气体压力)与阻力(毛细管力、粘滞力及地层水压力)的力平衡关系。二是致密砂岩气藏的调整改造机理和过程及原型致密砂岩气藏恢复的研究,原型气藏的恢复可以通过气水界面处的力平衡关系实现,后期调整改造的机制通常有地层抬升剥蚀、储层不同时期的隆-坳变迁、断裂及裂缝的发育,这些调整改造作用都是通过改变气水倒置的临界条件而实现的。三是致密砂岩储层中“相对高孔渗体”的控藏作用研究,“相对高孔渗体”的存在使得成藏条件发生变化,其作用机理值得深入研究。

参 考 文 献

- [1] Holditch S A. Tight gas sandstones[J]. Journal of Petroleum Technology, 2006, 58(6): 86-93.
- [2] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173-187.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187.
- [3] 贾承造,郑民,张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-136.
Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.
- [4] 赵靖舟,李军,白玉彬,等. 论致密大油田成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(5): 573-583.
Zhao Jingzhou, Li Jun, Bai Yubin, et al. hydrocarbon accumulation patterns of large tight oil and gas fields[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(5): 573-583.
- [5] 戴金星,倪云燕,吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 257-264.
Dai Jinxing, Ni Yunyan, Wu Xiaoqi. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 257-264.
- [6] Masters J A. Deep basin gas trap, Western Canada[J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(2): 152-181.
- [7] Law B E, Spencer W C. Gas in tight reservoirs—an emerging energy [C] // The future of energy gas. Raystown: US Geological Survey, 1993: 1-252.
- [8] Law B E. Basin-centered gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1891-1919.
- [9] Schmoker J W. US Geological survey assessment model for continuous (unconventional) oil and gas accumulations—the “FORSPAN” Model [J]. USGS Bulletin, 2168, 1999.
- [10] 赵靖舟,白玉彬,曹青,等. 鄂尔多斯盆地连续型低渗透-致密砂岩大油田成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(6): 811-827.
Zhao Jingzhou, Bai Yubin, Cao Qing, et al. Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: a new pattern for large tight sand oilfields in Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(6): 811-827.
- [11] 张金川. 从“深盆气”到“根缘气”[J]. 天然气工业, 2006, 26(2): 46-48.
Zhang Jinchuan. Source-contacting gas: derived from deep basin gas or basin-centered gas [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(2): 46-48.
- [12] 吴河勇,梁晓东,向才富,等. 松辽盆地斜油藏特征及成藏机理探讨[J]. 中国科学(D辑:地球科学), 2007, 37(2): 185-191.
Wu Heyong, Liang Xiaodong, Xiang Caifu, et al. Investigation of syncline reservoir characteristics and forming mechanism in Songliao Basin[J]. Science in China (Series D: Earth Sciences), 2007, 37(2): 185-191.
- [13] Federal Energy Regulatory Commission. Natural gas policy act of 1978[M]. Michigan: American Enterprise Institute for Public Policy Research, 1980: 340-346.
- [14] 袁政文. 东濮凹陷低渗透致密砂岩成因与深层气勘探[J]. 石油与天然气地质, 1993, 14(1): 14-22.
Yuan Zhengwen. Origin of lower permeability tight-sandstones and gas exploration in deep beds of dongpu depression [J]. Oil & Gas Geology, 1993, 14(1): 14-22.
- [15] 关德师,牛嘉玉. 中国非常规油气地质[M]. 北京:石油工业出版社, 1995: 60-65.
Guan Deshi, Niu Jiayu. Unconventional oil and gas geology in China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995: 60-65.
- [16] 邹才能. 非常规油气地质[M]. 北京:地质出版社, 2011: 50-52.
Zou Caineng. Unconventional oil and gas geology [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2011: 50-52.
- [17] 姜振学,林世国,庞雄奇,等. 两种类型致密砂岩气藏对比[J]. 石油实验地质, 2006, 28(3): 210-219.
Jiang Zhenxue, Lin Shiguo, Pang Xiongqi, et al. The comparison of two types of tight sand gas reservoir [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2006, 28(3): 210-219.
- [18] 袁政文. 阿尔伯达致密砂岩气研究[M]. 北京:石油工业出版社, 1996: 198-212.
Yuan Zhengwen. Study on tight-sandstone gas in Alberta Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996: 198-212.
- [19] Alan P B, Robert M C, John C W. Analysis of critical permeability, capillary pressure and electrical properties for Mesaverde tight gas sandstones from Western US Basins [M/CD]. National Energy Technology Laboratory, United States Department of Energy, 2009.
- [20] Karen E H, Horst Z, Agnes G R, et al. Diagenesis, porosity evolution, and petroleum emplacement in tight gas reservoirs, Taranaki Basin, New Zealand [J]. Journal of Sedimentary Research, 2007, 77(12): 1003-1025.
- [21] 朱如凯,邹才能,张翥,等. 致密砂岩气藏储层成岩流体演化与致密成因机理——以四川盆地上三叠统须家河组为例[J]. 中国科学(D辑:地球科学), 2009, 39(3): 327-339.
Zhu Rukai, Zou Caineng, Zhang Nai, et al. Evolution of diagenesis

- fluid and mechanisms for densification of tight gas sandstones; a case study from the Xujiahe Formation, the Upper Triassic of Sichuan Basin [J]. *Science in China (Series D: Earth Sciences)*, 2009, 39(3): 327–339.
- [22] Srevor T M, Harris N B, Elliott W C, et al. Diagenesis of a tight gas sand reservoir; Upper Cretaceous Mesaverde Group, Piceance Basin, Colorado [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, 40(4): 48–68.
- [23] 王勇, 施泽进, 刘亚伟, 等. 鄂西渝东地区石柱复向斜志留系小河坝组致密砂岩成岩作用 [J]. *石油与天然气地质*, 2011, 32(1): 75–82.
- Wang Yong, Shi Zejin, Liu Yawei, et al. Diagenesis of tight sandstone in the Silurian Xiaoheba Formation of the Shizhu Synclinorium, western Hubei-eastern Chongqing area [J]. *Oil & Gas Geology*, 2011, 32(1): 75–82.
- [24] 罗文军, 彭军, 杜敬安, 等. 川西坳陷须家河组二段致密砂岩储层成岩作用与孔隙演化——以大邑地区为例 [J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(2): 287–295.
- Luo Wenjun, Peng Jun, Du Jing'an, et al. Diagenesis and porosity evolution of tight sand reservoirs in the 2nd member of Xujiahe Formation, western Sichuan Depression; an example from Dayi region [J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(2): 287–295.
- [25] 马晋文, 刘忠保, 尹太举, 等. 须家河组沉积模拟实验及大面积砂岩成因机理分析 [J]. *沉积学报*, 2012, 30(1): 101–110.
- Ma Jinwen, Liu Zhongbao, Yin Taiju, et al. Sedimentary simulation of Xujiahe formation and depositional mechanism of large area sandstone [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2012, 30(1): 101–110.
- [26] Zhu G Y, Gu L J, Su J, et al. Sedimentary association of alternated mudstones and tight sandstones in China's oil and gas bearing basins and its natural gas accumulation [J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2012, 50(2): 88–104.
- [27] Berry F A. Hydrodynamics and geochemistry of the Jurassic and Cretaceous systems in the San Juan basin, northwestern New Mexico and Southwestern Colorado [D]. Stanford: Stanford University, 1959.
- [28] Robert M C, Alan P B. Relative permeability in tight gas sandstone reservoirs—the “permeability jail” model [C] // SPWLA 51st Annual Logging Symposium. Australia, 2010.
- [29] Gies R M. Case history for a major Alberta deep basin gas trap; the Cadomin formation [C] // Masters J A, ed. *Elmworth-case study of a deep basin gas field*. AAPG Memoir, 1984; 115–140.
- [30] Robert M C, Suzanne G C. The origin of Jonah field, Northern Green River basin, Wyoming [C] // John W R, Keith W S ed. *Jonah field: case study of a tight-gas fluvial reservoir*. AAPG Studies in Geology, 2004.
- [31] Masters J A. Low Cretaceous oil and gas in Western Canada [C] // Masters J A, ed. *Elmworth-case study of a deep basin gas field*. AAPG Memoir, 1984.
- [32] Welte D H. Gas generation and migration in the deep basin of western Canada [C] // Masters J A, ed. *Elmworth-case study of a deep basin gas field*. AAPG Memoir, 1984.
- [33] Cant D J. Spirit river formation; a stratigraphic-diagenetic gas trap in the deep basin of Alberta [J]. *AAPG Bulletin*, 1983, 67(4): 577–587.
- [34] Welte D H, Schaefer R G, Radke M, et al. Origin, migration, and entrapment of natural gas in Alberta Deep Basin (abstract) [J]. *AAPG Bulletin*, 1982, 66(3): 642.
- [35] Zhang L P, Bai G P, Luo X R, et al. Diagenetic history of tight sandstones and gas entrapment in the Yulin gas field in the central area of the Ordos Basin, China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2009, 26(6): 974–989.
- [36] Berkenpas P G. The Milk river shallow gas pool: role of the updip water trap and connate water in gas production from the pool [J]. *SPE* 22922, 1991.
- [37] 冯志强, 张顺, 冯子辉. 在松辽盆地发现“油气超压运移包络面”的意义及油气运移和成藏机理探讨 [J]. *中国科学(D辑: 地球科学)*, 2011, 41(12): 1872–1883.
- Feng Zhiqiang, Zhang Shun, Feng Zihui. Significance of discovery of oil & gas overpressure migration enveloping surface in Songliao Basin and discussion about oil & gas migration-accumulation mechanism [J]. *Science in China (Series D: Earth Sciences)*, 2011, 41(12): 1872–1883.
- [38] 侯启军, 赵占银, 黄志龙. 松辽盆地深盆油成藏门限及勘探潜力 [J]. *石油勘探与开发*, 2011, 38(5): 523–529.
- Hou Qijun, Zhao Zhangyin, Huang Zhiong. Accumulation threshold and exploration potential of deep basin oil in the Songliao Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2011, 38(5): 523–529.
- [39] 郭秋麟, 李建忠, 陈宁生, 等. 四川合川—潼南地区须家河组致密砂岩气成藏模拟 [J]. *石油勘探与开发*, 2011, 38(4): 409–417.
- Guo Qiuli, Li Jianzhong, Chen Ningsheng, et al. Modeling of the tight sandstone gas accumulation for the Xujiahe Formation, Hechuan-Tongnan Area, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2011, 38(4): 409–417.
- [40] 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.
- Guo Yingchun, Pang Xiongqi, Li Jianhua, et al. Evolution of uplift-depression framework in the middle western Sichuan depression and its control on hydrocarbon accumulation [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(1): 29–37.
- [41] Lisk M, Eadington P J. Oil migration in the Cartier Trough, Vulcan Sub-basin [C] // Purcell P G, Purcell R R. *The sedimentary basins of Western Australia: proceedings, petroleum exploration society of Australia Symposium*. Perth: Petroleum Exploration Society of Australia, 1994; 301–312.
- [42] Liu K Y, Peter E. Quantitative fluorescence techniques for detecting residual oils and reconstructing hydrocarbon charge history [J]. *Organic Geochemistry*, 2005, 36(3): 1023–1036.
- [43] Olson J E, Stephen E L, Peter E. Estimating natural fracture producibility in tight gas sandstones—coupling diagenesis with geomechanical modeling [J]. *The Leading Edge*, 2010, 29(2): 1494–1499.
- [44] 姜福杰, 庞雄奇, 姜振学, 等. 致密砂岩气成藏过程的物理模拟实验 [J]. *地质论评*, 2007, 53(6): 844–849.
- Jiang Fujie, Pang Xiongqi, Jiang Zhenxue, et al. Physical simulation experiment of gas charging in tight sandstone [J]. *Geological Review*, 2007, 53(6): 844–849.

(编辑 张亚雄)