

论致密大油气田成藏模式

赵靖舟^{1,2},李 军^{1,2},曹 青^{1,2},白玉彬^{1,2},耳 闯^{1,2},王晓梅^{1,2},肖 晖^{1,2},吴伟涛^{1,2}

(1. 西安石油大学 地球科学与工程学院,陕西 西安 710065; 2. 西安石油大学 陕西省油气成藏地质学重点实验室,陕西 西安 710065)

摘要:根据对国内外致密油气聚集成藏特征的分析,提出致密大油气田存在3种成藏模式,即连续型(深盆地型)、准连续型和不连续型(常规圈闭型)。与连续型油气藏相似,准连续型油气聚集也表现为:油气分布面积较大,无明确边界,也无边底水;源、储邻近,广覆式分布;油气运移主要为非浮力驱动,运移动力主要为异常压力、扩散作用力和毛细管压力,浮力作用受限;运移的方式主要为非达西流,以涌流和扩散流为主。所不同的是:准连续型油气聚集由多个彼此相邻的中小型油气藏组成,油气呈准连续分布;油、气、水分布比较复杂,无显著油、气、水倒置;油气充注以大面积弥漫式垂向驱排为主,初次运移直接成藏或短距离二次运移成藏;储层先致密后成藏或边致密边成藏,且非均质性较强;圈闭对油气聚集成藏具有一定控制作用。研究认为,以深盆地或盆地中心气为代表的连续型油气藏与典型的不连续型常规圈闭油气藏,分别代表了复杂地质环境中致密油气藏形成序列中的两种端元类型,二者之间应存在不同的过渡类型。准连续型油气藏就是这样一种过渡类型的致密油气聚集,并且可能是致密储层中大油气田形成的主要方式。事实上,典型的连续型油气聚集应是那些形成于烃源岩内的油气聚集(如页岩气和煤层气),典型的不连续型油气聚集则是那些形成于烃源岩外近源-远源的常规储层中、受常规圈闭严格控制并且具有边底水的油气聚集;而形成于烃源岩外并且近源的致密油气藏则主要为准连续型油气聚集,其次为非典型的不连续型(常规圈闭型)油气聚集,而像盆地中心气或深盆地那样的连续型聚集则较为少见。

关键词:连续型聚集;不连续型聚集;准连续型聚集;致密气;致密油

中图分类号:TE122.3 **文献标识码:**A

Hydrocarbon accumulation patterns of large tight oil and gas fields

Zhao Jingzhou^{1,2}, Li Jun^{1,2}, Cao Qing^{1,2}, Bai Yubin^{1,2}, Er Chuang^{1,2}, Wang Xiaomei^{1,2}, Xiao Hui^{1,2}, Wu Weitao^{1,2}

(1. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China;

2. Shaanxi Key Lab of Petroleum Accumulation Geology, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China)

Abstract: Three patterns of hydrocarbon accumulation in large tight oil/gas fields are proposed, namely, continuous accumulation (or basin-centered gas type or deep-basin gas type), quasi-continuous accumulation, and discontinuous (conventional trap type) accumulation. Like the continuous accumulation, the quasi-continuous accumulation also features in large area, without clear boundaries and water lags, reservoir being adjacent to source rocks and pervasive distribution. In addition, non-buoyancy-driven hydrocarbon migration is dominant. The major driving forces of migration are overpressure, diffusion and capillary pressure, while buoyancy is limited. The migration is largely in the form of non-Darcy surge flow and diffusion flow. However, the quasi-continuous accumulation is different from the continuous accumulation in many aspects. The quasi-continuous accumulation commonly consists of many adjacent medium to small oil/gas reservoirs and the hydrocarbons are in quasi-continuous distribution. Oil/gas and water contact is complex and no regional updip water present. Hydrocarbon charging is mainly vertical and pervasive expulsion. Hydrocarbon accumulation is characterized by direct accumulation via primary migration or short-distance secondary migration. The reservoirs get tight prior to or contemporaneous with the hydrocarbon charging and are highly heterogeneous. The traps have certain controlling effect on hydrocarbon accumulation. The continuous unconventional accumulation represented by the basin-centred gas or deep-basin gas and the typical discontinuous conventional accumulation are representative of two end-member types of tight hydrocarbon accumulations in complicated geological settings. Hence some transitional varieties must exist between them and the quasi-continuous accumulation is just such a transitional type that might be a universal and predominated pattern

收稿日期:2013-03-31;修订日期:2013-08-15。

第一作者简介:赵靖舟,(1962—),男,教授,油气成藏地质学、非常规油气地质与勘探。E-mail:jzzhao@xsyu.edu.cn。

基金项目:国家大型油气田与煤层气开发项目(2011ZX05007-004)。

for large oil/gas accumulation to occur in tight formations. In reality, a typical continuous accumulation ought to be that occurs within a source rock interval like shale gas or coalbed methane, while a typical discontinuous accumulation is that occurs within the conventional reservoirs outside or even far away from source rocks, and it is not only strictly confined by conventional traps but also possesses bottom or edge water. The hydrocarbon accumulations in tight reservoirs out of but close to source rocks are predominantly quasi-continuous accumulation, followed by atypical discontinuous accumulations. In contrast, continuous accumulations such as basin-centered gas or deep-basin gas are, if any, uncommon.

Key words: continuous accumulation, discontinuous accumulation, quasi-continuous accumulation, tight gas, tight oil

致密油气可定义为储层致密、只有经过大型压裂改造等措施才可以获得经济产量的烃源岩外油气聚集,其中致密气的储层绝对渗透率一般小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,致密油的储层绝对渗透率一般小于 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [1]。按照储层岩性,致密油气主要包括致密砂岩和致密碳酸盐岩油气。

致密油气是世界上最早投入勘探开发并取得很大成功的一种非常规油气资源,也是非常规油气中资源最丰富、勘探开发潜力最大的矿种之一。近年来,在美国页岩气勘探开发取得巨大成功的激励下,致密油气也再次引起人们的重视。特别是在中国,致密油气已成为近年来油气勘探开发的热点之一,并已在中部的鄂尔多斯盆地和四川盆地、西部的塔里木盆地、准噶尔盆地和吐哈盆地以及东部的松辽盆地、渤海湾盆地等几乎所有主要产油气盆地均取得了重要突破,成为近年来中国油气储量和产量的主要增长点之一。由于致密油气资源潜力较大、在非常规油气各矿种中相对最易于开采,因而是世界非常规油气资源中最现实的勘探开发对象。另一方面,致密油气是地质特征最接近常规油气的一种非常规油气,也是非常规油气中成藏机理最复杂的一类油气。因此,有关致密油气的成藏模式一直存有争议。鉴此,本文拟就这一问题加以探讨。

1 致密油气成藏模式

对致密油气成藏模式的认识,目前还存在较大分歧。主要存在两种看法:一是深盆地/盆地中心气理论,或连续油气聚集理论;二是常规油气聚集理论。2011年,在第四届中国石油地质年会上,笔者等 [2] 提出中国致密砂岩气存在准连续型与不连续型两种成藏模式。尔后,笔者 [1] 又将非常规油气分为连续型、准连续型和不连续型3种类型,并指出其中致密油气主要有准连续型和不连续型两类。同年,戴金星院士等 [3] 提出致密砂岩气藏可分为“连续型”和“圈闭型”两类。最近,笔者等 [4] 明确提出致密砂岩油气存在连续型(深盆地型)、准连续型和不连续型(常规圈闭型)3种成藏模式,以准连续型最为常见,次为不连续型,连续

型(深盆地型)则较不多见。近年来,笔者等 [5-8] 还进一步论证了准连续型油气藏或油气聚集在鄂尔多斯等盆地的存在,并认为这种类型的油气聚集是致密油气中的一种主要类型。此外,还有学者按照储层致密化与油气充注的先后时间关系将致密砂岩气藏分为储层先期致密深盆地型(“先成型”深盆地型)与储层后期致密气藏型(“后成型”致密气藏) [9]。

应当指出的是,上述学者对致密油气成藏模式的认识,除赵靖舟 [1]、赵靖舟等 [3,6-8] 的讨论外,其余都是针对致密砂岩气而言的,而不包含对致密油藏成藏模式的讨论,也未涉及对致密碳酸盐岩油气成藏模式的探讨。通过对国内外致密油气(包括致密油和致密气以及致密砂岩油气和致密碳酸盐岩油气)成藏特征的全面分析,本文提出致密大油气田存在3种成藏模式,即连续型(深盆地型)、准连续型和不连续型(常规圈闭型)(图1)。以下分别就3种模式的主要成藏特征加以分析和讨论。

1.1 连续型聚集(深盆地型)

1.1.1 概念其特征

“连续型聚集”(“continuous accumulation”)概念最早由美国地质调查局在20世纪90年代中期提出 [10-11]。按照 Schmoker [11-12] 的看法,连续型油气藏包括煤层气、盆地中心气、致密气、页岩气和天然气水合物等。

Schmoker [11-12] 指出,一个连续型油气藏,实际上就是一个单个区域性分布的、不受水柱显著影响的大型油气田,其形成并不直接归因于油气在水中的浮力,也不是由下倾方向油气水界面所界定的若干个分散的油气田组成。连续型油气聚集的地质特征一般为:分布于饱和水的岩石下倾方、缺乏明显的圈闭和盖层、油或气普遍性的充注、广大的分布范围、低的基质渗透率、异常压力(高或低)、与源岩紧密联系 [10,13]。

美国地质调查局全国油气资源评价团队负责人 Schenk [14] 提出了判别连续型天然气聚集的16个地质特征,2005年在 AAPG Hedberg 会议上, Schenk [15] 又将这些特征进一步扩展到连续油和天然气聚集(而不仅是连

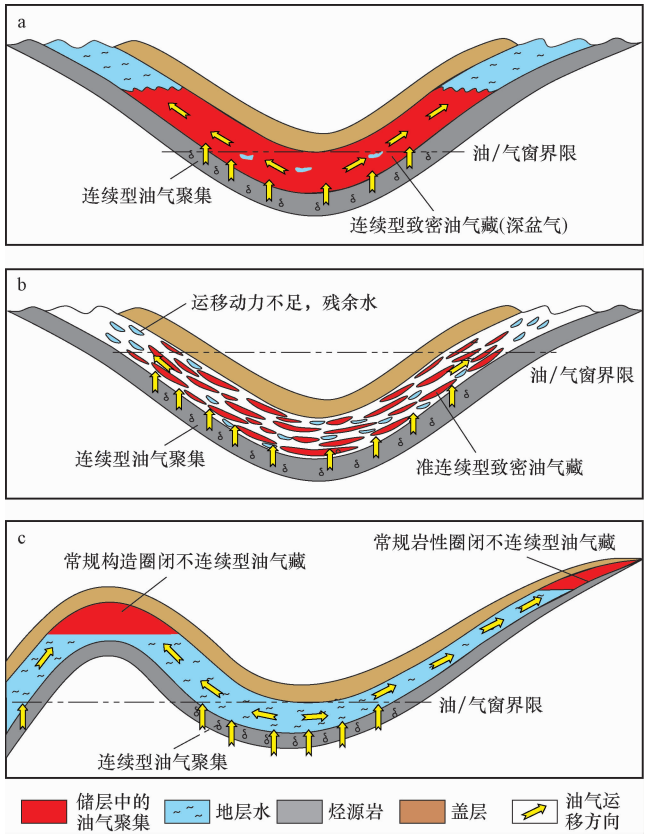


图1 致密油气藏成藏模式

Fig. 1 Hydrocarbon accumulation patterns of tight reservoirs

a. 连续型油气聚集(深盆气型); b. 准连续型油气聚集;
c. 不连续型油气聚集(常规圈闭型)

续气聚集),认为一个连续油或气聚集可能具有全部或其中部分特征。这些特征是:1)区域性分布;2)具有弥散性边界;3)先存各“油气田”合并为单个的区域性聚集;4)无明显的圈闭和盖层;5)无明确的油水或气水界面;6)烃类侵位不是由水动力引起;7)通常具有异常地层压力;8)资源量巨大、采收率很低;9)地质控制的“甜点”;10)产自由水很少(煤层气除外);11)地层水一般位于油气的上倾方向;12)真正的干井很少;13)储层一般邻近源岩;14)油井或气井最终采出量低于常规气藏;15)储层基质渗透率很低;16)储层普遍发育天然裂缝。

可以看出, Schmokker^[11-12]将盆地中心气、致密气均纳入连续气的范畴。而且,无论是 Schmokker (2005)^[13]还是 Schenk (2002, 2005)^[14-15],都强调地层水位于油气上倾方向是连续型油气聚集的重要特征之一,这大体上类似于深盆气或盆地中心气气水倒置的概念。

1.1.2 深盆油气的成藏特征、成藏机理与形成条件

深盆气的概念最早由 Masters^[16]提出,盆地中心气则由 Rose 等^[17]、Law^[18]提出。通过多年的研究,对深

盆气或盆地中心气的成藏特征与成藏机理逐渐取得了一些共识。

普遍认为深盆油气的主要特点是:油气大面积连续分布;油气水倒置,无边底水,油气藏范围内基本上不产水;油气藏形成和分布不需要常规圈闭,或为动力圈闭控制。其成藏机理(图1a)可以概括为:1)成藏时间大多较晚,储层先致密后成藏;2)油气集中式充注为主,垂向与侧向排驱,初次运移和二次运移成藏,近源-远源聚集;3)非浮力驱动,主要为生烃膨胀力和扩散作用力(对天然气运移而言);4)非达西流运移,主要为涌流、扩散流(对天然气运移而言);5)油气聚集主要受油气和水之间的动力平衡控制,或者说受某种动力圈闭控制(如毛细管压力封闭)。

由于油、气、水倒置在力学上是不稳定的,其演化的最终趋势必然是油、气、水呈正常分布,因此这类油气藏的形成需要特殊的地质条件。主要的条件有:1)构造背景须为地层平缓、褶皱和断裂不发育的凹陷和斜坡;2)源储邻近,烃灶晚近期生烃、持续生排、不间断供烃;3)储层先致密后成藏;4)物性由构造低部位向上倾方向逐渐变好,且在含油气面积内基本上为油气全充满。

可以看出,深盆油气藏的形成所要求的条件是十分严格的。这种近乎苛刻的条件,决定了深盆气虽然在理论上可行,但在实际的地质环境中很难形成并长期存在。因此,也就造成了深盆气模式自提出以来就一直备受争议。近10年来,随着勘探开发程度的提高,一些学者提出原来被认为属于深盆气或盆地中心气的气藏实际上并非如此,而属于常规气藏,如落基山地区大绿河盆地^[19-20]、圣胡安盆地^[21]。Forster 和 Horne^[22]则认为,大多数落基山地区的盆地都既存在盆地中心气那样的非常规天然气聚集,又同时存在着常规圈闭的天然气聚集。最近, Cant^[23]指出,西加拿大的两个经典“盆地中心气”产层(Falher 段与 Cadomin 砾岩)都显示出常规圈闭的特征,其含气带与含水带是分开的,并认为包括尤因塔-皮申斯、圣胡安、怀俄明西北地区等许多美国盆地在内的所有盆地中心气聚集都是常规圈闭类型。

鉴于对经典深盆气或盆地中心气模式越来越多的质疑,2005年4月24—29日在科罗拉多召开的“致密砂岩气的认识、勘探与开发”AAPG Hedberg会议上,许多参会者都同意有必要提出一种新的致密砂岩气模式,认为新的模式应当加入常规的圈闭元素,而且要与在低渗透气藏中所观察到的地层水分布相一致,并推荐了一个简化了的盆地中心气聚集的新标准,即:储层为低渗透砂岩;原始地层压力为异常压力;饱和气的储层缺乏明确的气水界面^[24]。可以看出,修改后的盆地

中心气已失去了其原有的主要成藏特征内涵,而与一般致密气的概念几乎相等同。

中国致密天然气资源最丰富的鄂尔多斯盆地和四川盆地也存在着深盆气与常规气认识之争。如鄂尔多斯盆地,李振铎等^[25]、闵琪^[26]等不少学者都曾提出并论证了深盆气藏在该盆地上古生界的存在,然而李仲东等^[27]则认为鄂尔多斯盆地上古生界气藏与典型深盆气藏极为相似,但不存在明显的气水倒置现象,因而不属于深盆气藏,而为常规岩性和构造-岩性气藏类型,原因是上古生界持续供气能力不够、储层连通性差。四川盆地川西坳陷三叠系须家河组气藏也曾被一些学者认为是深盆气(如王金琪^[28]),但叶军^[29]、杨克明等^[30]、陈昭国^[31]等则认为该坳陷须家河组不属于深盆气,而为常规气藏。

笔者认为,典型的连续型油气聚集应是在烃源岩内聚集的那些油气,如页岩油气、煤层气就属于此类。而致密储层中的油气聚集属于烃源岩外成藏,因而很难形成连续型或深盆气型的油气聚集。

1.2 不连续型聚集(常规圈闭型)

不连续型(常规圈闭型)油气藏的特点是:油气藏呈孤立分散(不连续)分布,边界明确,边底水或有或无;油气藏规模不等,一般较小;油气藏分布严格受圈闭控制,圈闭为常规的构造、地层-岩性圈闭或复合圈闭(图 1c)。这类油气藏包括典型的(具边底水)和非典型的(无边底水)不连续型油气藏两类。

1.2.1 典型(具边底水)的不连续型油气聚集

具有边底水的不连续型(常规圈闭型)油气藏与常规油气藏无异,属于典型的不连续型油气聚集。这类油气藏多形成于以下地质环境或地质条件。

1) 高陡构造圈闭,尤其是背斜圈闭

此类圈闭由于地层倾角较陡,因此储层在油气充入时容易产生油气水分异,形成带底水或边水的油气藏。这类油气藏多见于前陆盆地的前陆冲断带。如库车前陆盆地的大北气田(图 2)。该气田下白垩统巴什基奇克组(K_1bs)为致密砂岩气层,大北 302 井 7 203.64~7 247.18 m 的 5 个岩样孔隙度为 1.00%~4.63%,平均 2.62%;渗透率为 $0.013\ 7\times 10^{-3}$ ~ $0.061\ 0\times 10^{-3}\ \mu m^2$,平均 $0.036\ 2\times 10^{-3}\ \mu m^2$ 。气藏分布在断背斜高部位,具有明显的边底水特征^[3]。

2) 储层先成藏后致密,或边成藏边致密

此类油气藏由于成藏时储层尚未致密或尚未完全致密,因此油气可在浮力驱动下向构造高部位运移聚集,形成具有边底水的构造或构造-地层或构造-岩性复合型油气藏。成藏后,虽然储层因成岩作用而致

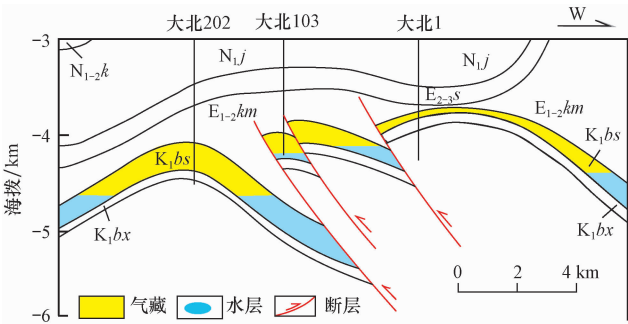


图 2 塔里木盆地库车坳陷大北气田剖面图^[3]

Fig. 2 Cross section of Dabai gas filed in Kuqa Depression, Tarim Basin^[3]

N_{1-2k} . 上统康村组; E_{1-2km} . 始新统-渐新统苏维组; N_{1j} . 中新统古迪克组; K_1bs . 下白垩统巴什基奇克组; E_{1-2km} . 古新统-始新统库姆格列木组; K_1bx . 下白垩统巴西盖组

密,甚至还会因构造作用而受到改造,但只要构造改造不是过于强烈,其原来形成的边底水油气藏面貌还会保留下来。这类油气藏在四川盆地可能有一定分布。

1.2.2 非典型(不具边底水)的不连续型油气聚集

这类致密油气藏与典型的常规油气藏的区别在于,常规油气藏具有边底水,而此类油气藏不具边底水,因而属于非典型的不连续型油气聚集。其形成多发生于储层致密之后或同时,即属于先致密后成藏或边致密边成藏类。研究发现,非典型(不具边底水)的不连续型油气聚集主要形成和分布于以下地质环境。

1) 断裂褶皱较发育区,且褶皱断裂形成先于油气充注

由于断裂褶皱比较发育,且其形成先于油气充注,加之储层先致密后成藏或边致密边成藏,因此油气藏的形成和分布往往受断裂或背斜控制,断裂和一些背斜圈闭的外边界常常构成油气藏的边界,从而形成边界清晰的油气藏。这类油气藏主要分布于前陆盆地和一些断陷盆地,如四川盆地的川西坳陷等。另外,美国落基山大绿河盆地的 Johna 气田(图 3),也是一个以断层为界的不连续型(常规圈闭型)致密砂岩气田^[19]。该气田面积仅 91 km²,气田边界受南部和西部两个扭性断层控制。没有资料显示该气田存在规则的气水界面,原因是上白垩统 Lance 组河流相砂体呈不连续分布^[20]。

2) 储层分布局限,形成孤立分布的地层岩性尖灭体

研究表明,致密油气藏之所以在一些地区未呈现出大面积分布的面貌,除了上述原因外,储层分布范围的大小是另一个决定性因素。如果储层呈不连续分布、且分布局限时即可形成界限分明、分布面积不大的不连续型致密油气聚集。如大绿河盆地 Echo Springs-

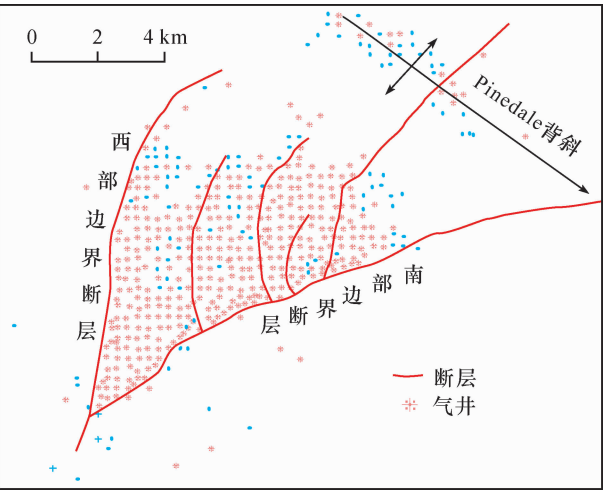


图3 大绿河盆地 Jonah 气田平面图(据 Camp,2008 修改)
Fig.3 Map of Jonah gas field in Big Green River Basin
(modified from Camp,2008)

Standard Draw 气田的上白垩统 Almond 组上部储层,就是由不连续的海相临滨砂体构成,其孔隙度大于 8% 的有效厚度等厚线就是气藏的边界,从而构成一个地层圈闭(图 4),且其下倾部位并无气、水界面^[20]。

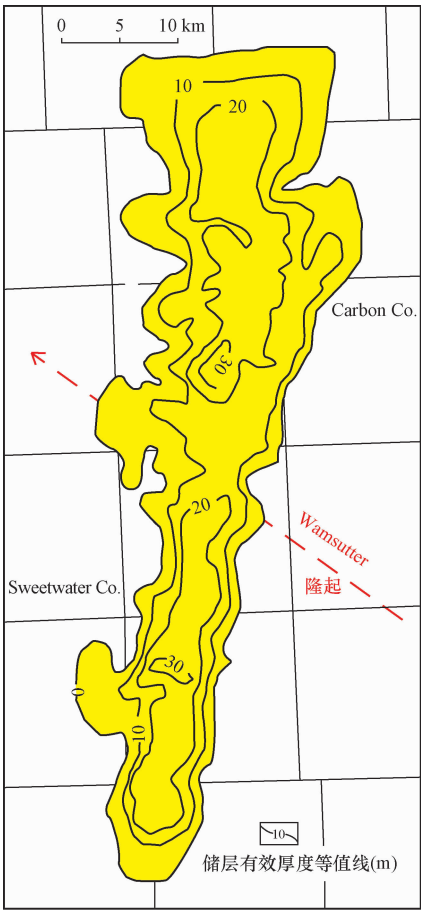


图4 Echo Springs-Standard Draw 气田上白垩统 Almond 组上部储层有效厚度(孔隙度 >8%)平面图^[20]
Fig.4 Map of net sandstone thickness (porosity >8%) of the Upper Cretaceous Almond Formation in Echo Springs-Standard Draw gas field^[20]

可以看出,不连续型(常规圈闭型)油气藏主要分布于褶皱断裂较发育的地区以及储层分布局限的地区。其形成机理比较复杂,表现在:成藏时间可早可晚,储层先成藏后致密、先致密后成藏或边致密边成藏均可;油气成藏可以通过初次运移直接成藏,也可以通过长距离二次运移成藏,即油气可以近源聚集,也可以远源聚集;油气运移成藏可以是浮力驱动的达西流动,也可以是非浮力驱动和非达西流动。但不管是哪种情况形成的油气藏,其共同点是油气藏形成和分布都严格地受圈闭所控制,油气藏边界清晰明确。这是其与连续型和准连续型油气聚集的主要区别。另外,初步研究表明,在致密储层中,上述两类不连续型油气聚集可能以不具边底水的非典型不连续型油气藏更为常见。

1.3 准连续型聚集

1.3.1 概念及特征

对国内外致密油气藏形成与分布的研究表明,许多致密油气藏既非以往普遍认为的常规意义上的圈闭型油气藏,也非典型的连续型(深盆地型)非常规油气藏,而是介于常规油气藏与非常规油气藏或不连续与连续型油气藏聚集之间的一种过渡类型,称为“准连续型油气聚集”^[1,5-8]。通过对这类致密油气藏形成和分布特征的进一步研究,本文对原提出的准连续油气聚集概念进行了厘定,将准连续型油气聚集定义为由多个相互邻近的中小型油气藏所构成的油气藏群,油气藏呈准连续分布,无明确的油气藏边界。按照这一概念,一个准连续型油气聚集,实际上就是一个油气田。因此,这类油气田不具有整装性质。

研究表明,准连续型油气聚集主要具有以下 10 大特征,可作为其鉴别的主要依据。

- 1) 油气分布面积较大,无明确边界;
- 2) 油气呈准连续分布,一个准连续聚集由多个彼此相邻的中小型油气藏组成;
- 3) 油气水分布复杂,无明显边底水,也无显著油气水倒置;
- 4) 源储邻近,广覆式分布;
- 5) 油气为大面积弥漫式充注,初次运移直接成藏和短距离二次运移成藏;
- 6) 油气运移聚集为非浮力驱动,非达西流运移为主;
- 7) 储层非均质性强,且先致密后成藏,或边致密边成藏;
- 8) 油气藏多具异常压力,且压力系统复杂;
- 9) 油气藏形成和分布主要受区域构造、烃源及储层控制;
- 10) 油气资源丰富,但丰度低。

1.3.2 准连续型油气聚集的分布

对国内外含油气盆地的初步调研表明,准连续型油气聚集分布十分广泛。其中较典型的如我国的鄂尔多斯盆地、四川盆地、塔里木盆地以及北美的皮申斯盆地等。

1) 鄂尔多斯盆地

鄂尔多斯盆地是我国致密砂岩油气资源最丰富的盆地,其中致密油广泛分布于该盆地三叠系延长组中下部组合,致密气广泛分布于上古生界^[8]。上古生界致密砂岩气藏已发现了苏里格、乌审旗、榆林、子洲和大牛地等 5 个上千亿方的大气田。勘探发现,上述大气田在平面上均具有大面积分布、在剖面上呈准连续分布的特征(图 5)。其中苏里格气田是最典型的准连续型致密砂岩大气田,自 2000 年发现以来,含气面积和储量规模不断扩大,以致于原先两个独立发现的苏里格和乌审旗气田已完全连成一片,构成一个巨型的致密砂岩气区(现统称为苏里格气田或气区),其探明、基本探明天然气储量累计达 $2.85 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[32],含气面积约 30 000 km²。

另外,鄂尔多斯盆地准连续型致密砂岩油藏分布也十分广泛,以主力油层三叠系延长组长 6 油层最为典型。早在 20 世纪 60-70 年代,我国老一辈石油地质家们就已发现延长组“井井见油,井井不流”的现象,反映

三叠系油藏分布广泛。经过几十年的探索,现已查明三叠系延长组致密砂岩油藏具有“一大三低”特征:即分布面积大,丰度低、渗透率低、产量低。事实上,鄂尔多斯盆地三叠系延长组“井井见油”的现象正是准连续型油藏成藏特征的反映。具体表现为:长 6 油田往往由多个中小型油藏构成,它们在剖面上相互叠置(图 6),在平面上复合连片,从而形成大面积分布、无明确边界的大型和中型油田。而“井井见油”则主要由于过去普遍将这类油藏作为常规油藏、从而采用常规试油和开采技术(如“不压而试”)进行勘探的原因。20 世纪 80 年代以来,由于采用先进的非常规的油层改造技术等措施,鄂尔多斯盆地才走出了“井井见油,井井不流”的勘探开发困境,石油勘探开发不断取得重要突破,发现了安塞、西峰、姬垣、志丹和延长等一批大油田。

2) 四川盆地

四川盆地是我国致密油气资源最丰富的另一个盆地,其中致密气的分布尤为广泛,主要分布于三叠系须家河组。该盆地须家河组致密天然气的分布具有层

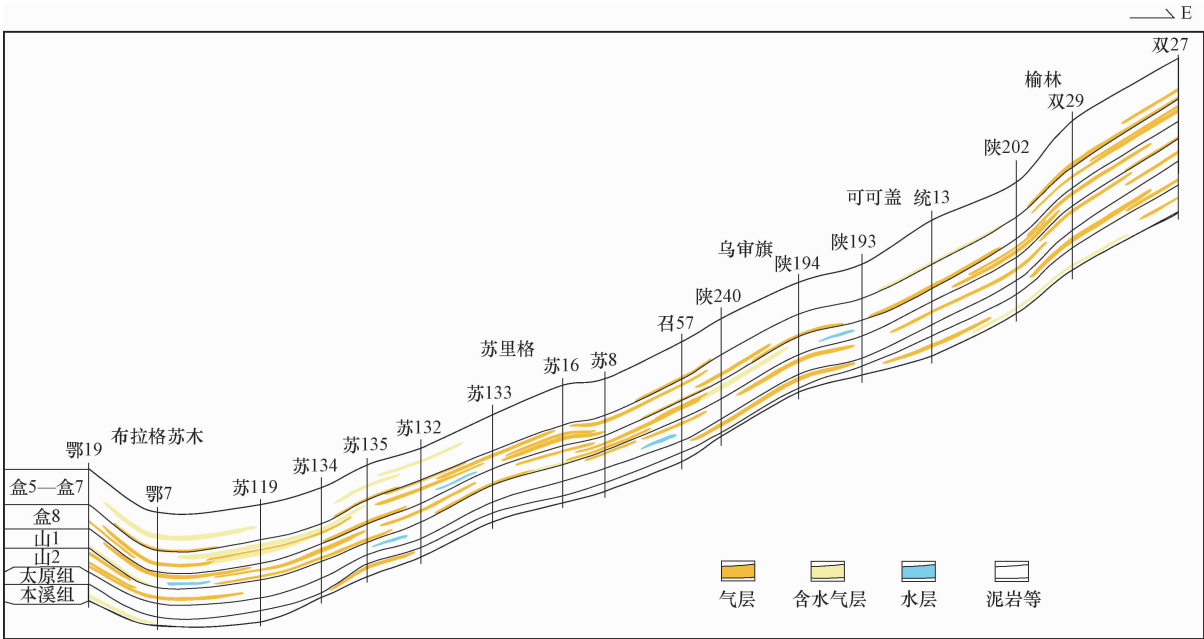


图 5 鄂尔多斯盆地上古生界致密砂岩准连续型气藏剖面

Fig. 5 Cross section of the Upper Paleozoic quasi-continuous tight gas reservoirs in Ordos Basin

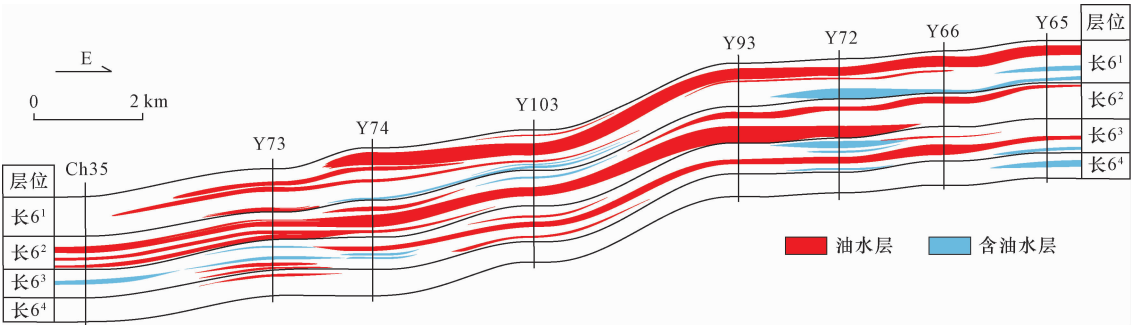


图 6 鄂尔多斯盆地三叠系长 6 致密砂岩准连续型油藏剖面

Fig. 6 Cross section of Triassic Chang-6 quasi-continuous tight oil reservoirs in Ordos Basin

系多、面积广、规模大、丰度低、受控于岩性的特点(图7),目前已发现广安、合川和安岳等几个千亿立方米大气田,形成了储量规模万亿立方米级的大气区^[33]。对此,以往曾提出了两种成藏模式认识:一是认为四川盆地三叠系须家河组具有“连续型”气藏的成藏特点,天然气大面积准层状展布,无明显的圈闭界限和直接盖层,气水分布复杂^[34];另一种观点则认为,川中地区须家河组具有“大范围斑块式”成藏的特点,经济性聚集呈“斑块状”分布,规模有限,是一种不规则成藏,但大范围分布^[35]。对四川盆地三叠系须家河组致密气藏特征的进一步研究表明,其成藏模式存在

准连续型和不连续型(常规圈闭型)两种类型,它们在盆地不同部位发育程度不同。在川西前陆褶皱冲断带区,褶皱断裂构造发育,地层倾角较陡,致密气藏以不连续型(常规圈闭型)为主,气水分异较好,气藏形成和分布受构造圈闭控制明显。而在川中平缓斜坡区,褶皱断裂发育较弱,气藏形成分布受岩性圈闭或复合圈闭控制,气水分异较差,但气藏分布面积大,主体可能表现为准连续型分布的特征。

另外,四川盆地中北部侏罗系油藏具有储层致密、油藏分布面积大、不受局部构造等圈闭控制、与烃源岩联系紧密、无边底水等特征^[36]。这些特征均与准连

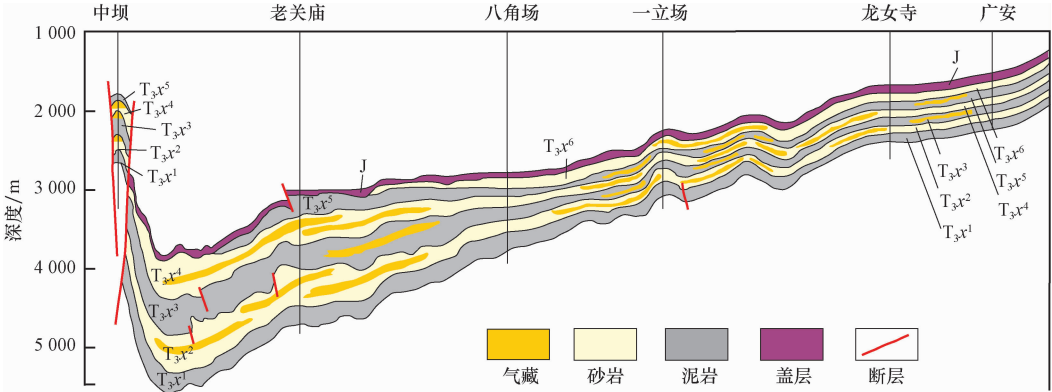


图7 四川盆地须家河组气藏分布剖面示意图^[33]

Fig.7 Cross section of tight gas reservoirs of the Triassic Xujiahe Formation, Sichuan Basin^[33]

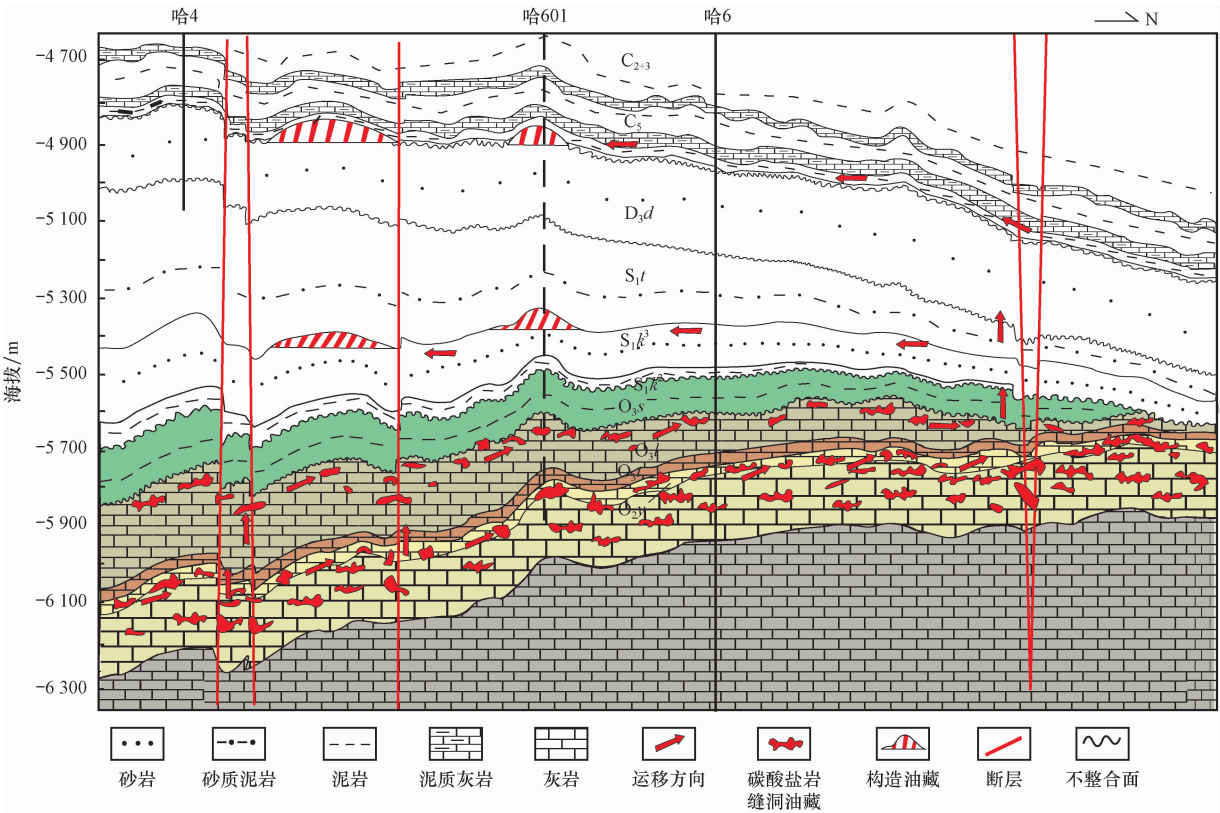


图8 塔北哈拉哈塘地区奥陶系碳酸盐岩油藏分布剖面

Fig.8 Profile of the Ordovician carbonate oil reservoirs in Halahatang, northern Tarim Basin

C₂₊₃. 石炭系第2+3岩性段; C₅. 石炭系第5岩性段; D_{3d}. 东河塘组; S_{1t}. 塔塔埃尔塔格组; S_{1k}. 柯坪塔格组;

O_{3s}. 桑塔木组; O_{3l}. 良里塔格组; O_{3t}. 吐木休克组; O_{2y}. 一间房组

续油气聚集的特征相一致,故由此推断四川盆地中北部侏罗系油藏同样可能属于准连续型油气聚集,因而具有较大的勘探潜力。

3) 塔里木盆地

塔里木盆地致密油和致密气资源也十分丰富,其中致密气主要分布于库车前陆盆地等山前坳陷的致密砂岩储层,而致密油藏则主要分布于塔北、塔中的奥陶系碳酸盐岩储层,另外塔中奥陶系还分布有较丰富的凝析气资源。研究表明,无论是塔中还是塔北奥陶系碳酸盐岩油气藏,其形成和分布均具有准连续型油气聚集的特征。表现在油气藏分布面积大,具有准层状分布特点,油气水分布复杂,油气藏边界不明确。如哈拉哈塘地区,奥陶系岩溶缝洞储层横向上大范围连片分布,但非均质性较强,岩性和物性在横向上变化大。受储层分布控制,奥陶系油藏呈准层状大面积分布,岩溶缝洞含油普遍,几乎所有缝洞体均含油。但整个油田并不具有整装性质,而是由多个彼此相邻的中小型油藏构成。而且,油藏的油水分布复杂,没有明显的边底水,油水分布并不严格受构造控制,构造高部位和低部位均有油水产出。上述特征与常规油气藏明显有别,而与准连续型油气聚集特征比较一致,反映哈拉哈塘地区奥陶系岩溶缝洞型油藏属于较典型的碳酸盐岩准连续型油气聚集(图8)。

4) 皮申斯盆地

皮申斯盆地位于美国落基山地区,曾被认为是典型的盆地中心气聚集区之一。该盆地大部分天然气产

自白垩系 Mesaverde 群 Williams Fork 组不连续分布的河流相砂岩, Mesaverde 群的储层孔隙度介于 2% ~ 10%, 渗透率分布在 $0.0001 \times 10^{-3} \sim 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[37]。天然气源岩主要为 Williams Fork 组下部的煤。Johnson^[38] 估计天然气大量生成的时间开始于早始新世,但在成岩作用大大降低了砂岩渗透率之后^[39],即储层先致密后成藏。天然气的大量充注造成储层产生超压,当超压足够大时便在储层中产生大量裂缝,成为油气向上运移的通道^[40]。由于储层为河流相沉积,非均质性强,砂体在横向上分布不连续,从而使得天然气难以发生侧向上的长距离运移,而被捕获并聚集于一个个不连续分布的砂体圈闭中,从而形成气藏成群分布的面貌,它们在垂向上相互叠置,在平面上复合连片,构成准连续型聚集(图9)。

2 致密油气成藏模式对比

对比连续型(深盆地型)、准连续型和不连续型(常规圈闭型)油气聚集(表1)可以看出,三者在油气藏基本特征、成藏机理、形成条件和分布规律诸方面存在明显差异。其主要区别如下。

- 1) 连续型(深盆地型):油气藏大面积连续分布,一个连续型聚集通常只有一个或少数几个油气藏,油气田往往具有整装性质;油气水倒置;无圈闭或为动力圈闭。
- 2) 准连续型:油气藏分布面积较大,大小多介于

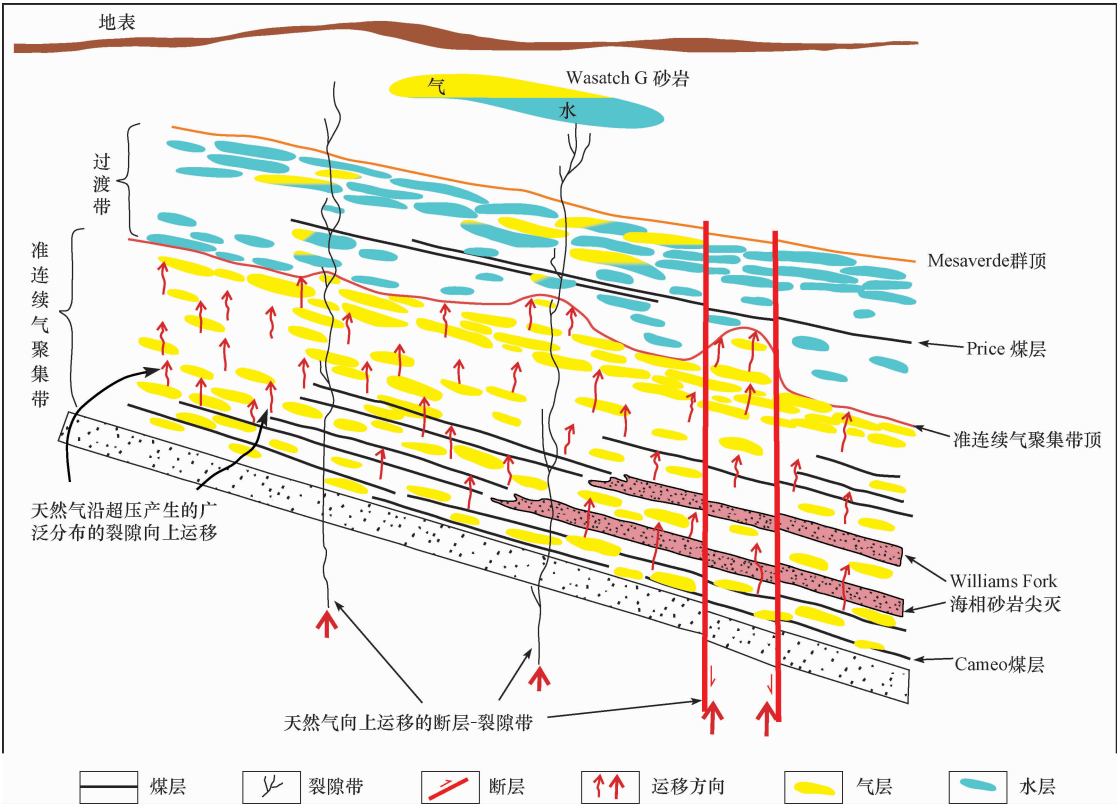


图9 皮申斯盆地 Mesaverde 群致密砂岩气藏成藏模式(据 Cumella 和 Scheevel,2008 修改)

Fig.9 Cross section of the Mesaverde tight gas sand reservoirs in Piceance Basin(modified from Cumella and Scheevel,2008)

表 1 致密油气藏成藏模式对比

Table 1 Comparison of hydrocarbon accumulation patterns in tight oil/gas reservoirs

成藏模式		连续型(深盆地型)	准连续型	不连续型(常规圈闭型)
油气藏基本特征	油气分布	油气大面积连续分布;一个连续型聚集通常只有一个或少数几个油气藏,油气田规模大,往往具有整装性质	油气准连续分布,油气藏边界不明确;一个准连续聚集实际上是由多个中小型油气藏构成的油气藏群,相当于油气田	油气藏呈孤立分散分布,边界明确;规模不等,一般较小;油气藏可以是构成油气田的几个之一,也可独立构成油气田
	油、气、水关系	油、气、水倒置,油气藏内一般不含水	油、气、水关系复杂,无区域性油、气、水倒置,也无明显的边底水	边底水或有或无
	圈闭	无圈闭,或为动力圈闭	多为非常规岩性圈闭、复合圈闭和动力圈闭	构造、地层-岩性或复合圈闭
	地层压力	多具异常压力,超压为主	多具异常压力,超压或负压	多具异常压力,亦有常压
	资源分布	原地资源量较大,丰度低	原地资源量较大,丰度低	原地资源量一般小于前两者,丰度变化大
成藏机理	成藏-成岩关系	成藏时间大多较晚,储层先致密后成藏	成藏时间中-较晚,储层先致密后成藏或边致密边成藏	成藏时间可早可晚,为先成藏后致密,先致密后成藏或边致密边成藏
	充注与排驱	集中式充注,垂向与侧向排驱,初次运移和二次运移成藏,近源-远源聚集	大面积弥漫式充注,垂向排驱为主;初次运移直接成藏和短距离二次运移成藏;无优势运移通道;近源聚集	初次或二次运移成藏;有或无优势运移通道;近源或远源聚集
	运移动力	非浮力驱动,主要为异常压力、扩散作用力	浮力作用受限,主要为异常压力、扩散作用力	非浮力驱动为主,次为浮力驱动
	运移方式	非达西流,主要为涌流、扩散流	非达西流,主要为涌流、扩散流	主要为非达西流,也有达西流
	聚集机理	油气聚集主要受油气和地层水之间的动力平衡控制,或者说受某种动力圈闭控制	油气聚集受运移动力和圈闭双重控制,圈闭对油气聚集成藏具有一定控制作用,但不严格	油气聚集严格受圈闭控制
形成条件	构造背景	地层平缓、褶皱和断裂不发育的凹陷和斜坡	地层平缓、褶皱和断裂不很发育的凹陷和斜坡	褶皱断裂带发育或储层分布局限带
	源、储分布	源、储邻近,烃灶分布范围可大可小,储集体大面积分布	源、储邻近,二者均为大面积或较大面积分布	源、储邻近或可相距较远,分布范围可大可小
	生烃演化	晚近期生烃,持续生排,不间断供烃	生烃期可早可晚,生排烃可持续亦可中断	生烃期可早可晚,生排烃可持续亦可中断
	储层条件	储层先致密后成藏,且物性向上倾方向逐渐变好	储层先致密后成藏,或边致密边成藏,且非均质性较强	储层先成藏后致密、先致密后成藏或边致密边成藏
分布规律	分布位置	平缓凹陷及斜坡	平缓凹陷及斜坡	褶皱断裂发育带或储集体发育局限带
	主控因素	区域构造、烃灶和储层,局部构造基本上不起控制作用	区域构造、烃灶和储层,圈闭具一定控制作用	圈闭对成藏重要

连续型和不连续型油气聚集之间;一个准连续型油气聚集由多个彼此相邻的中小型油气藏构成,油气准连续分布;油气水分布复杂,无显著油气水倒置,也无明显边底水;圈闭对于油气聚集具有一定控制作用。

3) 不连续型(常规圈闭型):油气藏孤立分散分布,分布面积较小;边底水或有或无;油气成藏严格受常规圈闭控制。

可以看出,就致密储层而言,准连续型油气聚集与连续型油气聚集的主要区别是:前者是由多个彼此相邻的中小型油气藏组成,油气呈准连续分布,油气聚集的规模与连续型聚集相当或小于后者,但多大于不连续型聚集,另外无油气水倒置,圈闭对油气成藏具有一定控制作用;而连续型油气聚集则由一个或少数几个油气藏组成,油气呈大面积连续分布,具有油气水倒置,无圈闭或为动力圈闭。

事实上,典型的连续型油气聚集主要是那些形成于烃源岩内的油气聚集(如页岩气和煤层气),典型的不连续型油气聚集则是那些形成于烃源岩外近源-远源的常规储层中、受常规圈闭严格控制并且具有边底水的油

气聚集,而形成于烃源岩外并且近源的致密油气则主要为准连续型油气聚集,其次为非典型的(不具有边底水的)不连续型(常规圈闭型)油气聚集,而像盆地中心气或深盆地那样的连续型油气聚集则较为少见。

研究表明,以深盆地或盆地中心气为代表的连续型非常规油气藏与典型的不连续型常规圈闭油气藏,分别代表了复杂地质环境中致密砂岩油气藏形成序列中的两种端元类型,二者之间应存在不同的过渡类型。准连续型油气藏就是这样一种过渡类型的致密砂岩油气聚集,并且可能是致密储层中大油气田形成的主要方式。

3 结论

- 1) 致密大油气田存在 3 种成藏模式,即连续型(深盆地型)、准连续型和不连续型(常规圈闭型)。其中以准连续型油气聚集可能最为常见,其次为不连续的常规圈闭油气藏,连续型(深盆地型)油气藏则较为少见。
- 2) 典型的连续型油气聚集应是形成于烃源岩内的油气聚集(如页岩油气和煤层气),而典型的不连续

型油气聚集则是那些形成于烃源岩外近源-远源的常规储层中、受常规圈闭严格控制并且具有边底水的油气藏。前者因形成于烃源岩内,因而其形成不需要油气的明显运移,而后者主要形成于烃源岩外物性较好的常规储层,因而二次运移较重要,油气水分异较明显。致密储层由于物性介于上述二者之间,且紧邻烃源岩,因此其油气聚集既不同于典型的连续型非常规油气藏,又不同于典型的不连续型常规油气藏,而是介于二者之间的一种中间过渡类型。准连续型油气藏就是这样一种过渡类型的油气聚集,并且可能是致密储层中大油气田形成的主要方式。事实上,典型的连续型非常规油气聚集与典型的不连续型常规油气聚集,分别代表了复杂地质环境中油气藏形成序列中的两种端元类型,二者之间理应存在不同的过渡类型。

3) 连续型、准连续型及不连续型油气聚集三者的主要区别在于:连续型油气聚集主要为源内成藏,油气聚集由一个或少数几个油气藏组成,油气呈大面积连续分布,往往具有油、气、水倒置,无圈闭或为动力圈闭;准连续型油气聚集为近源成藏,油气聚集由多个彼此相邻的中小型油气藏组成,油气呈准连续分布,油气聚集的规模与连续型聚集相当或小于后者,无油、气、水倒置,圈闭对油气成藏具有一定控制作用;不连续型聚集则为近源-远源成藏,油气藏呈孤立分散分布,规模多小于连续型和准连续型油气聚集,油气聚集严格受圈闭控制,油气藏边界清晰明确。

参 考 文 献

- [1] 赵靖舟. 非常规油气有关概念、分类及其资源潜力[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(3): 393-406.
Zhao Jingzhou. Conception, classification and resource potential of unconventional hydrocarbons[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(3): 393-406.
- [2] 赵靖舟, 曹青, 王晓梅, 等. 中国致密砂岩大气田成藏模式[C]//中国第四届石油地质年会论文摘要集. 2011.
Zhao Jingzhou, Cao Qing, Wang Xiaomei, et al. The accumulation model of giant tight sandstone gas fields in China[C]//Proceedings of CAPG Abstracts. 2011.
- [3] 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.
- [4] 赵靖舟, 曹青, 白玉彬, 等. 论致密砂岩大油气田成藏模式(摘要)[J]. 高校地质学报, 2013, 19(增刊): 590-591.
Zhao Jingzhou, Cao Qing, Bai Yubin, et al. On the petroleum accumulation models in tight sandstones (abstract) [J]. Journal of Higher Education Geology, 2013, 19(S0): 590-591.
- [5] 赵靖舟, 付金华, 姚涇利, 等. 鄂尔多斯盆地准连续型致密砂岩大气田成藏模式[J]. 石油学报, 2012, 32(增刊1): 37-52.
Zhao Jingzhou, Fu Jinhua, Yao Jingli, et al. Quasi-continuous accu-

- mulumation model of large tight sandstone gas field in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 32(S1): 37-52.
- [6] 赵靖舟, 白玉彬, 王乃军, 等. 鄂尔多斯盆地准连续型低渗透-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, Wang Naijun, et al. Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: a new pattern for large tight sand oil field formation in the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(6): 811-827.
- [7] 赵靖舟, 白玉彬, 曹青, 等. 鄂尔多斯盆地准连续型致密砂岩大油田成藏模式与分布规律[C]//胡素云. 2011 中国含油气系统与油气藏学术会议论文集. 北京: 石油工业出版社, 2012: 84-99.
Zhao Jingzhou, Bai Yubin, Cao Qing, et al. Formation and distribution of large quasi-continuous tight-sand oil accumulation in the Ordos Basin[C]//Hu Suyun. 2011 Symposium on the petroleum system and reservoirs of China. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012: 84-99.
- [8] 赵靖舟, 付金华, 姚涇利, 等. 鄂尔多斯盆地致密砂岩大油气田形成及分布规律[C]//李德生. 中国多旋回叠合盆地含油气盆地构造学. 北京: 科学出版社, 2012: 183-216.
Zhao Jingzhou, Fu Jinhua, Yao Jingli, et al. Formation and occurrence of giant tight sand oil and gas fields in the Ordos Basin[C]//Li Desheng. Tectonics of multi-cycle superimposed petroliferous basins in China. Beijing: Science Press, 2012: 183-216.
- [9] 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): 210-214.
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): 210-214.
- [10] US Geological Survey National Oil and Gas Resource Assessment Team. 1995 national assessment of United States oil and gas resources[P]. US Geological Survey Circular 1118, 1995.
- [11] Schmoker J W. Method for assessing continuous-type (unconventional) hydrocarbon accumulations (CD-ROM) [C]//Gautier D L, Dolton G L, Takahashi K I, et al. National assessment of United States oil and gas resources—results, methodology, and supporting data. US Geological Survey Digital Data Series 30, 1995.
- [12] Schmoker J W. Resource-assessment perspectives for unconventional gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1993-1999.
- [13] Schmoker J W. US Geological survey assessment concepts for continuous petroleum accumulations [C]//USGS Southwestern Wyoming Province Assessment Team. Chapter 13 of petroleum systems and geologic assessment of oil and gas in the southwestern Wyoming Province, Wyoming, Colorado, and Utah US Geological Survey Digital Data Series DDS-69-D, 2005.
- [14] Schenk C J. Geologic definition and resource assessment of continuous (unconventional) gas accumulations: the U. S. experience [EB/OL]. AAPG International Convention and Exhibition, Cairo, 2002. [http://www. Search and discovery. com/documents/abstracts/cairo2002/schenk. htm](http://www.Searchanddiscovery.com/documents/abstracts/cairo2002/schenk.htm).
- [15] Schenk C J. Geologic definition of conventional and continuous accumulations in select US basins; the 2001 approach [EB/OL]. [2012-05-15]. [http://www. Search and discovery. com/documents/abstracts/2005/hedberg_vail/abstracts/short/schenk. htm](http://www.Searchanddiscovery.com/documents/abstracts/2005/hedberg_vail/abstracts/short/schenk.htm).
- [16] Masters J A. Deep basin gas trap, western Canada [J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(2): 152-181.
- [17] Rose P R, Everett J R, Merin I S. Potential basin-centered gas accumulation in Cretaceous Trinidad Sandstone, Raton Basin, Colorado

[C]//Spencer C W, Mast R F. Geology of tight-gas reservoirs. AAPG Studies in Geology 25, 1986; 111 - 128.

[18] Law B E. Basin-centered gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86 (11): 1891 - 1919.

[19] Shanley K W, Cluff R M, Robinson J W. Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs[J]. AAPG Bulletin, 2004, 88 (8): 1083 - 1121.

[20] Camp W K. Basin-centered gas or subtle conventional traps? [C]//Cumella S P, Shanley K W, Camp W K. Understanding, exploring, and developing tight-gas sands—2005 Vail Hedberg Conference. AAPG Hedberg Series 3, 2008; 49 - 61.

[21] Fassett J E, Boyce B C. Fractured-sandstone gas reservoirs, San Juan Basin, New Mexico and Colorado: stratigraphic traps, not basin centered gas deposits—with an overview of fruitland formation coal-Bed methane[C]//Bishop M G, Cumella S P, Robinson J W, et al. Gas in low permeability reservoirs of the Rocky Mountain Region. Rocky Mountain Association of Geologists 2005 Guidebook, 2005; 109 - 185.

[22] Forster J R, Horne J C. The interpretation of fluids and pressures in determining conventional and unconventional gas resources in the rocky Mountain Region[C]//Bishop M G, Cumella S P, Robinson J W, et al. Gas in low permeability reservoirs of the Rocky Mountain Region. Rocky Mountain Association of Geologists 2005 Guidebook, 2005; 187 - 213.

[23] Cant D. “Unconventional” hydrocarbon accumulations occur in conventional traps[C]//2011 CSPG CSEG CWLS Convention, 2011; 1 - 2.

[24] Cumella S P, Shanley K W, Camp W K. Introduction[C]//Cumella S P, Shanley K W, Camp W K. Understanding, exploring, and developing tight-gas sands—2005 Vail Hedberg Conference. AAPG Hedberg Series 3, 2008; 1 - 4.

[25] 李振铎, 胡义军, 谭芳. 鄂尔多斯盆地上古生界深盆地研究[J]. 天然气工业, 1998, 18 (3): 10 - 17.

Li Zhenduo, Hu Yijun, Tan Fang. A study of the deep basin gas in the Upper Paleozoic in E'erdousi Basin[J]. Natural Gas Industry, 1998, 18 (3): 10 - 17.

[26] 闵琪, 杨华, 付金华. 鄂尔多斯盆地的深盆地[J]. 天然气工业, 2000, 20 (6): 11 - 15.

Min Qi, Yang Hua, Fu Jinhua. Deep basin gas in Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2000, 20 (6): 11 - 15.

[27] 李仲东, 郝蜀民, 惠宽洋, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界气藏与深盆地气藏成藏机理之辨析[J]. 矿物岩石, 2009, 29 (1): 86 - 92.

Li Zhongdong, Hao Shuming, Hui Kuanyang, et al. Discussion on relation of gas accumulation mechanism between deep basin and Upper Paleozoic in the Ordos Basin[J]. Journal of Mineral Petrology, 2009, 29 (1): 86 - 92.

[28] 王金琪. 早聚晚藏——川西坳陷天然气基本特征[J]. 天然气工业, 2001, 21 (1): 5 - 12.

Wang Jinqi. Early accumulation and late seal—the basic character of gas reservoirs in west Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2001, 21 (1): 5 - 12.

[29] 叶军. 川西坳陷的天然气是深盆地吗? [J]. 天然气工业, 2003, 23 (增刊): 1 - 5.

Ye Jun. Reservoiring mechanism of natural gas in west Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2003, 23 (S0): 1 - 5.

[30] 杨克明, 叶军, 吕正祥. 川西坳陷上三叠统须家河组天然气分布及成藏特征[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25 (5): 501 - 505.

Yang Keming, Ye Jun, Lü Zhengxiang. Characteristics of gas distribution and reservoiring in Upper Triassic Xujiahe Formation in Western Sichuan depression[J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25 (5): 501 - 505.

[31] 陈昭国. 四川盆地川西坳陷深盆地气探讨[J]. 石油实验地质, 2005, 27 (1): 32 - 38.

Chen Zhaoguo. Study on deep basin gas in the western Sichuan depression, the Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2005, 27 (1): 32 - 38.

[32] 杨华, 付金华, 刘新社, 等. 苏里格大型致密砂岩气藏形成条件及勘探技术[J]. 石油学报, 2012, 32 (增刊1): 27 - 36.

Yang Hua, Fu Jinhua, Liu Xinshe, et al. Formation conditions and exploration technology of large-scale tight sandstone gas reservoir in Sulihe[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 32 (S1): 27 - 36.

[33] 易士威, 林世国, 杨威, 等. 四川盆地须家河组大气区形成条件[J]. 天然地球科学, 2013, 24 (1): 1 - 8.

Yi Shiwei, Lin Shiguo, Yang Wei, et al. Condition of Xujiahe Formation large gas province formation in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24 (1): 1 - 8.

[34] 邹才能, 陶士振, 朱如凯, 等. “连续型”气藏及其大气区形成机制与分布——以四川盆地上三叠统须家河组煤系大气区为例[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36 (3): 307 - 319.

Zou Caineng, Tao Shizhen, Zhu Rukai, et al. Formation and distribution of “continuous” gas reservoirs and their giant gas province: a case from the Upper Triassic Xujiahe Formation giant gas province, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36 (3): 307 - 319.

[35] 赵文智, 王红军, 徐春春, 等. 川中地区须家河组天然气藏大范围成藏机理与富集条件[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37 (2): 146 - 157.

Zhao Wenzhi, Wang Hongjun, Xu Chunchun et al. Reservoir-forming mechanism and enrichment conditions of the extensive Xujiahe Formation gas reservoirs, central Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37 (2): 146 - 157.

[36] 廖群山, 胡华, 林建平, 等. 四川盆地川中侏罗系致密储层石油勘探前景[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32 (6): 815 - 822, 838.

Liao Qunshan, Hu Hua, Lin Jianping, et al. Petroleum exploration prospect of the Jurassic tight reservoirs in central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32 (6): 815 - 822, 838.

[37] Hood K C, Yurewicz D A. Assessing the Mesaverde basin-centered gas play, Piceance Basin, Colorado[C]//Cumella S P, Shanley K W, Camp W K. Understanding, exploring, and developing tight-gas sands—2005 Vail Hedberg Conference. AAPG Hedberg Series 3, 2008; 87 - 104.

[38] Johnson R C. Geologic history and hydrocarbon potential of Late Cretaceous-age, low permeability reservoirs, Piceance Basin, western Colorado[J]. US Geological Survey Bulletin, 1989, 1787-E: 51.

[39] Pittman J K, Spencer C W, Pollastro R M. Petrography, mineralogy, and reservoir characteristics of the Upper Cretaceous Mesaverde Group in the east-central Piceance Basin, Colorado[J]. US Geological Survey Bulletin, 1989, 1787-G: 31.

[40] Cumella S P, Scheevel J. The influence of stratigraphy and rock mechanics on Mesaverde gas distribution, Piceance Basin, Colorado[C]//Cumella S P, Shanley K W, Camp W K. Understanding, exploring, and developing tight-gas sands—2005 Vail Hedberg Conference. AAPG Hedberg Series 3, 2008; 137 - 155.