

根缘气成藏主控地质因素

张金川

(中国地质大学 北京 ,100083)

摘 要 根缘气是在特殊成藏机理作用下形成的气水倒置关系气藏 ,它的形成需要特殊的地质条件。从天然气运移的机理过程分析 ,天然气对地层孔隙水活塞式的排驱方式是典型根缘气成藏的关键性控制因素。由于根缘气成藏介质条件变化的复杂性通常导致活塞式和置换式的气水排驱过程在储层孔隙内同时发生 ,那些促使气水活塞式排驱过程发生的因素条件就构成了根缘气成藏的主要地质条件 ,其主要包括大面积高效生排气的源岩基础、普遍致密且均质性强的储层物性以及密切接触的源储关系等 ,尤其是静水柱地层压力(气层埋藏深度)对根缘气的成藏范围具有直接影响。

关键词 根缘气藏 成藏主控因素 主控地质因素

Key Geological Factors for Source-Contacting Gas Accumulation

ZHANG Jinchuan

(China University of Geosciences ,Beijing ,100083)

Abstract Due to the existence of inversion relationship between gas and formation water ,the source rock-contacting gas (or basin-centered gas) should be accumulated in special geological conditions governed by specific mechanism. Based on the mechanism analysis of gas migration in wet porous media , the piston-fashioned driving of formation water by natural gas can be recognized as the key geological factor for the accumulation of source-contacting gas. Because of the complexity of wet porous media , piston and replacement-fashioned driving processes between water and gas generally concur in dense sands. The factors favorable for the piston-type driving process of formation fluids are key factors for the formation of root contacting gas accumulation. Besides , the favorable factors are materially the source rocks or the root , with universally effective generation of gas , the homogeneity reservoirs with tight porosity , and the consanguineous contact relationships between source rocks and reservoirs.

Key words source contacting gas dominant factors geological key conditions

1 根缘气藏

根缘气藏是指紧邻气源岩发育且具有气水倒置关系的致密砂岩气藏(图 1) ,由于天然气聚集体与气源岩(根)直接相通相连 ,为分布在根部边缘的气藏类型 ,故称之为根缘气。根缘气一般具有储层致密、与煤系地层密切相关、资源储量巨大且主要出现于构造深部位等地质特征(Mesters ,1979 ;张金川等 2000 ;金之钧等 ,1999)。通常所称的深盆气、盆地中心气、连续气、致密砂岩气等均属根缘气(Mesters ,1979 ;Rose 等 ,1984 ;Schmoker ,1996 ;Kun-

skroa ,1996a ,1996b)。

目前对根缘气成藏条件的认识还摆脱不了常规天然气成藏机理研究思路的束缚 ,如以 Berkenpas (1991)等为代表的许多研究者认为(Cant ,1983 ;Masters ,1984)地层倾角仍然是根缘气成藏的主控地质因素。同时 ,在其他因素对根缘气成藏过程的影响和影响程度研究方面 ,目前所做的工作仍然较为有限。本文以天然气运移方式研究为基础 ,试图从机理上对根缘气成藏的主控地质因素进行探讨 ,并对根缘气藏分布的有关统计地质特征予以合理解释。

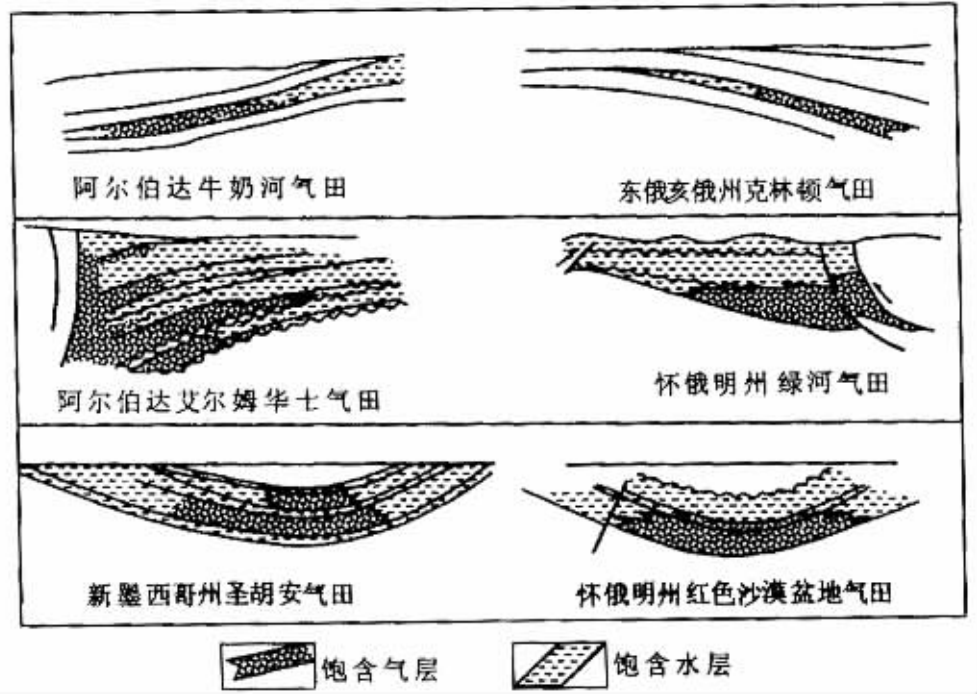


图1 根缘气藏地质模型(张金川 1997 据 Masters ,1979 ,Davis ,1984 等资料绘制)

Fig.1 Geological model of the root contacting gas(redrawn ,1997 after masters ,1979 and davis ,1984)

2 根缘气运聚方式

在粗大孔喉或非均质较强的储层条件下,天然气的运移服从浮力推进原理,即连续的天然气聚集体顶、底部之间所存在的地层水柱压力差(浮力)是推动天然气向上运移的根本动力,当天然气柱高度足够大,它所产生的浮力能够克服天然气运移时的毛细管阻力时,天然气尽可能地寻垂直路径向上运移。在浮力推动天然气运移的过程中,假设地层水是可以从连续的天然气聚集顶部向其底部自由流动的,即假设地层水是一种连续介质,能够导通天然气顶、底部之间地层水的压力并使之达到平衡。相反,如果当连续天然气柱存在时,其顶、底部之间的地层水能够构成连续性介质并导通水柱压力差,则在天然气的运移过程中一定有浮力作用发生。

根据统计分析^①,典型的根缘气藏在其气水分布方面总是具有如下地质特征:①较大规模面积的地层普遍含气;②较长的含气井段、气柱下部的无边底水;③高异常的地层压力;④较大的潜在资源量等。其中,根缘气藏的无边、底水特征或称之为根缘气藏的有根状特点直接说明,在典型根缘气的聚集

成藏过程中,连续天然气柱顶、底部之间的地层水并没有构成连续性介质条件,因此浮力作用无法产生,天然气也就无法在浮力推动作用下向上运移。由于根缘气与其源岩紧密相连并构成有根状结构,则天然气的运移动力只有来自气源岩的膨胀力,包括生烃膨胀力(主体)、温压条件变化所产生的天然气膨胀力或构造应力的叠加作用等。

与常规圈闭天然气的置换式运聚过程不同,根缘气的运聚机理过程在微观条件上服从活塞推移原理,气水排驱表现为活塞式过程,使用活塞式推进成藏机理易于对北美的根缘气藏(巩正荣等,1991)给出合理的解释(图2)。在根缘气成藏条件下,较高的异常压力将天然气从致密储层的底部挤注到亲水的狭小孔隙中,较高的天然气压力在孔隙壁表面上形成了足够薄的束缚水膜,阻断了地层水沿束缚水膜进行渗流并调整天然气顶、底部之间压力的路径,在没有地层水自由流动(不存在地层水介质的连续性条件)来实现势能交换的条件下,气水之间不能发生相互位置的交换,气水排驱或天然气的运移过程只能服从活塞式原理,即表现为天然气从底部对地层水的整体推移作用。

① 张金川,2001.深盆气成藏及分布预测.北京:中国地质大学(博士研究报告).

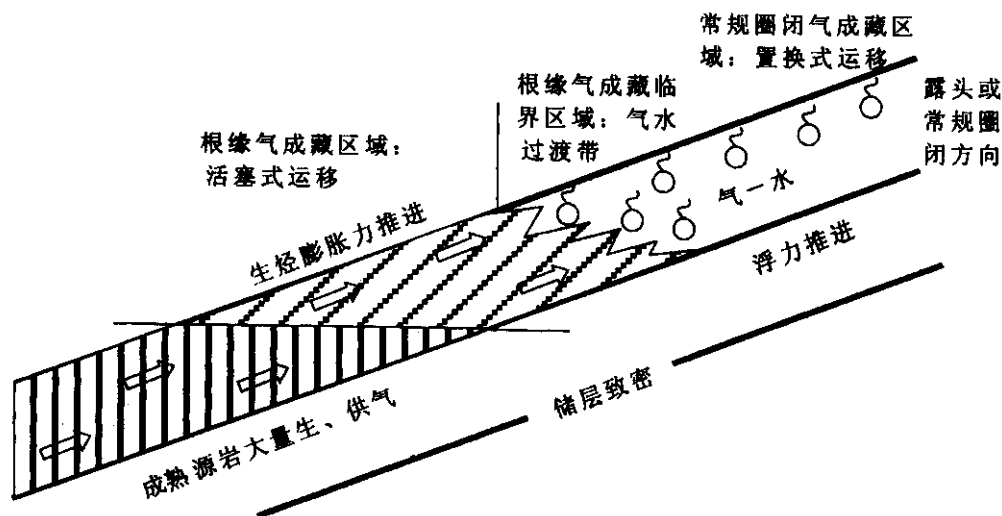


图2 根缘气成藏机理模式(据 Brown,1984;巩正荣等,1991 修改)

Fig.2 Mechanic model for the root contacting gas accumulation

(after Brown,1984;Gong Zhengrong et al.,1991)

3 根缘气成藏主控地质因素

3.1 气源供给

地层孔隙中天然气的运移是一个在压力平衡作用下从高势能区移向低势能区的过程,在常规的置换式运移过程中,天然气通过与地层水之间的流体势能传导而达到运移目的(天然气与地层水在垂向上的位置交换)。同天然气与地层水之间的流体势能传导速率相比,气源岩向致密储层中的充注速率对其运移成藏方式具有更大影响。当天然气与地层水之间的势能传导速率为零时,地层中的天然气以活塞方式进行运移;但当流体势能的传导速率足够快时,天然气就能够通过与地层水之间的位置交换而向上运移(置换运移)。

在根缘气藏形成过程中,天然气的运移状态既不是完全意义上的置换方式也不是完全意义上的活塞方式,因此天然气与地层水之间的势能传导速率具有较大的变化性特征。不同性质的气源岩条件及其在不同条件和不同地质时期内的生、供气(注气)速率变化较大而难以准确定量,因此对驱动天然气运移原生动力的研究主要从两个角度来考虑:若气源岩的注气速率相对较大,进入致密储层中的天然气将以活塞方式对地层中原始的地层水进行排驱,形成典型的根缘气藏,此时天然气运移所需要克服的主要运移阻力是气水界面顶部的毛细管压力、单

位面积上的气柱重力和加载于气柱之上的静水柱压力。注气速率越大,所形成根缘气藏的最大气柱高度就越大,有可能超出按霍勃逊-伯格方程所计算的最大气柱高度(此时形成了天然气的动态高度);当气源岩的注气速率较小时,所形成的天然气聚集将会受到气、水势能传导速率变化的较大影响,此时的根缘气成藏动力条件转化为气柱重力、浮力与气水界面顶部毛细管压力的平衡问题,所形成根缘气的最大气柱高度将不超过稳定存在时毛细管所能封闭的最大气柱高度(静态高度)。当注入天然气与地层水之间的势能传导速度能够满足气水置换排驱的时间要求时,静态高度以上的天然气将在致密储层中受浮力作用控制而进行置换式运移,从而而形成正常气水关系的常规气藏而创造条件。

因此,较高的生、供、注气速率更有利于较大规模范围根缘气藏的形成和保存,这正是高产气的煤系地层非常有利于形成根缘气的主要原因。上述分析也说明,气源岩的大量生气阶段最有利于根缘气成藏,北美根缘气藏的气源岩均表现为目前仍处在生气阶段的煤系地层。

3.2 储层物性

根据有关实验结论分析,地层孔隙中的气水运移方式主要受流体势能的传导条件而定,当流体势能传导的基本条件不能满足或势能传导的速率较小时,天然气以活塞方式对地层孔隙水进行排驱,根缘

气藏得以形成和保存。当致密储层的均质性条件较好,即物性条件在各处近似相等时,天然气在等压推进原理控制下向其周围排驱地层水(主要是垂直向上方向),形成气水倒置的根缘气藏。而在非均质性较强的致密储层中,孔隙各处的喉道半径相差悬殊,天然气将首先选择较大的喉道和半径并进入其中,除非气源岩的注气压力较大,天然气可以穿过更为细小的喉道或进入更为细小的孔隙,但总有一部分连通的喉道和孔隙是天然气无法穿越或进入的,它们构成了流体(地层水)势能自由传导的主要通道,由于这种通道的存在,天然气聚集体内部的地层水具有逐渐构成连续介质的趋势,如果地层水作为连续介质的条件能够成立,则天然气将产生浮力作用。进一步,如果地层水构成了介质连续且具有足够大的势能传导速率,则根缘气藏无法形成或仅在形成之后的一段时间内消失。因此,当储层的均质性满足一定条件时,天然气向各处排驱地层水的压力近似相等,从而最大限度地排驱储层孔隙中所有可能流动的原始地层水,最大可能地减除了天然气与地层水势能的传导趋势,根缘气藏得以大规模地形成或稳定保存。

按照毛细管理论和毛细管实验结论,只有当毛细管的喉道半径较小时才可以形成气水倒置(根缘气),喉道半径越小,毛细管压力越大,单位面积上所能形成的根缘气藏气柱高度也就越大(为形成具有工业价值的根缘气藏毛细管喉道半径就必须足够小)。当储层致密时,储层孔隙的平均喉道半径趋于变小,不同喉道半径之间的绝对差值同时减小(非均质性程度降低),天然气对地层孔隙水的整体排驱程度增高,根缘气成藏条件更容易满足。因此,除了储层的致密性条件以外,平均喉道半径的均一性程度提高才更容易达到根缘气成藏的基本要求,也更容易形成较大的根缘气藏规模。当储层物性的均质性条件较好时,根缘气成藏的物性条件相对放宽,较大的孔隙半径或孔隙度和渗透率也可以形成根缘气藏,如北美某些储层的孔隙度超过12%、渗透率达到几十毫达西的地区同样形成了根缘气藏,主要原因就在于储层物性的均质性较好。从均质性条件考虑,断层、裂缝以及微裂缝容易在其中产生,因而,发育的地层(碳酸盐岩)或构造部位非常不利于根缘气的形成,原因就是其存在极易产生流体势能传导的条件并加快势能传导的速度。

3.3 源储关系

根据典型根缘气成藏机理,天然气向致密储层的注入以活塞方式进行,储层孔隙中的所有可流动性地层水都将被全部排驱出来,天然气向致密储层中的充注过程需要高于静水柱压力的注气压力,这种情况的发生一般只有2种可能:①当天然气气柱高度较大时,它所产生的浮力作用超过了气柱自身重力和毛细管压力之和,连续的天然气聚集体整体向上运移,由于这一过程本身要求浮力作用参与其中并形成了置换式运移过程,因此不符合根缘气成藏机理;②气源岩的生排烃压力直接作用于连续分布的天然气之上,通过已聚集天然气的传导作用而将这种驱动力传递到气水界面处,当根缘气藏底部所产生的驱动力大于气柱自身重力、气水界面以上的静水柱压力以及气水界面处毛细管压力的总和时,根缘气藏的气水界面向上移动,其规模体积也得到了增加,从而促使根缘气不断生长扩大。因此根缘气的成藏还需要满足气源岩与致密储层紧密接触的基本条件,即表现为根缘气成藏的“有根状”属性特征。

由于地层物性在垂直和水平方向上差异性的客观存在,形成高含气丰度的大规模根缘气藏就必须有多点连续性注气点的存在,即大面积有效气源岩的同时供气。从根缘气成藏过程的气水排驱机理分析,根缘气藏体积的逐渐扩大服从等压推进原理,在点状气源条件下,假设致密储层具有各向同性,则根缘气的生长方向则主要表现为垂直向上,无法或不利于根缘气藏在水平方向上的扩展。即使储层物性在水平方向上的渗透性好于垂直方向,等压推进原理所决定的根缘气藏生长方式也并不十分有利于根缘气藏在大规模范围内的普遍发育,地层的普遍含气性条件无法得到最大限度地满足。只有当断层将气源岩与储层直接沟通且断层的顶端消失于储层中,断层底部较大的地层流体压力推动天然气向上部压力较小的致密储层中注入时,才可以产生与典型根缘气成藏近似相同的气水排驱效果,但这种根缘气成藏的普遍性意义较小。

3.4 气藏埋深

根据根缘气成藏时的活塞式气水排驱原理,典型根缘气藏的大规模形成和存在需要地层水柱压力作为对气水界面顶部储层毛细管压力不足的补充,尤其是当根缘气藏的动态高度大于毛细管压力所能

承受的最大静态高度时,地层静水柱压力就显得更为重要。因此,埋藏深度越大,就越有利于根缘气藏的形成,越有利于根缘气藏最大气柱高度的增加,笔者就相关的动力学条件平衡问题进行了详细讨论^{①②},具体表示如下:

$$P_g = P_c + \rho_w \cdot g \cdot h_w + \rho_g \cdot g \cdot h_g \pm \rho_w g \Delta h$$

式中, P_g 为源岩生排气所造成的注气压力,它在数值上大于等于根缘气藏内底面上的流体(天然气)压力,由于地质作用过程的长期缓慢性,可以近似认为二者在数值上相等; P_c 为气水排驱时储层的毛细管压力; ρ_w 、 ρ_g 分别为地层水和天然气的密度; h_w 、 h_g 分别为地层水和天然气的存在高度; g 为重力加速度。

3.5 其他因素

除上述方面因素以外,盆地内部的地层水运动方式(向心流或离心力)、地表或近地表水流动形式(动水压头)、天然气扩散以及时间演变等因素也对根缘气藏发育的规模大小和存在的稳定性产生了一定影响,但总体的影响程度较小。当天然气充注程度较高或天然气与地层水之间不存在势能传导的基本条件时,通常所强调认为的地层倾角变化不对根缘气成藏构成重要影响,只是当地层倾角较大时,加快了根缘气藏的破坏。导致典型根缘气藏多发育在构造较平缓地区的主要原因是根缘气的成藏条件在构造转折处通常遭到了断裂或裂缝的破坏。

4 结论

(1)从气水倒置现象的出现条件看,只要有天然气从储层毛细管孔隙底部注入的过程发生,根缘气藏就有可能出现。但具有工业性规模价值根缘气藏的形成和保存需要同时满足气源岩、储层和源储配置等多方面的特殊性要求。

(2)根缘气成藏的影响因素包括了与根缘气成藏介质和过程有关的多方面条件变化,但其中发挥主要作用的关键因素是天然气与地层水之间的驱替方式,即地层流体势能传导效率和传导时间。能够最大限度地满足活塞式气水排驱过程的地质因素构成了根缘气成藏的关键地质条件,包括气源岩的大面积高效生排烃、储集层的普遍致密和强均质性、气源岩与致密储层的大范围密切接触等。

本文的研究结论有助于对已发现根缘气藏大量地质统计规律的认识与合理解释,有助于从成藏机理方面把握根缘气成藏的地质控制因素,为正确预测根缘气的发育和分布提供参考依据。

参 考 文 献

巩正荣,马其贵等译. 1991. 致密储气层地质学. 哈尔滨:黑龙江科学技术出版社.
金之钧,张金川. 1999. 深盆气藏及其勘探对策. 石油勘探与开发, 26(1):4~5.
张金川,金之钧,庞雄奇. 2000. 深盆成藏条件及其内部特征. 石油实验地质, 22(3):210~214.
Berkenpas P G. 1999. The milk shallow gas pool: role of the updip water trap and connate water in gas production from the pool. SPE, 22922.
Cant D J. 1983. Spirit River Formation: a stratigraphic-diagenetic gas trap in the Deep Basin of Alberta. AAPG, 67:577~587.
Kuuskraa V A. 1996. Advances benefit tight gas sands development. Oil and Gas Journal, 94(15):103~104.
Kuuskraa V A. 1996. Tightsands gas as U. S. gas source. Oil and Gas Journal, 94(12):102~107.
Masters J A. 1979. Deep Basin Gas Trap. Western Canada. AAPG, 63(2):152~181.
Masters J A. 1984. Lower Cretaceous oil and gas in Western Canada. AAPG Memoir, 38.
Rose P R et al. 1984. Possible basin centered gas accumulation, Roton basin, Southern Colorado. Oil and Gas Journal, 82(10):190~197.
Schmoker J W et al. 1996. Gas in the Uinta basin, Utah-Resources in continuous accumulations. Mountain Geology, 33(4):95~104.

① 张金川. 1999. 深盆气成藏机理及其应用研究. 北京:石油大学(博士论文).
② 张金川. 2001. 深盆气成藏及分布预测. 北京:中国地质大学(博士后研究报告).