

不同充注方式下致密砂岩气藏的成藏效率探讨

邢恩袁^{1,2}, 庞雄奇^{1,2}, 姜福杰^{1,2}, 郭继刚^{1,2}

1. 中国石油大学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

摘要 中国中西部地区致密砂岩气藏发育面积广, 深部勘探潜力巨大; 但由于储层孔渗条件差和充注方式不同, 既有上气下水的常规致密气藏, 也有气水倒置的深盆气藏。因此亟需探讨不同充注方式下致密砂岩气藏的成藏效率。利用理论推导结合物理模拟试验的方法, 对断裂充注与致密储层底部烃源岩面式充注这 2 种不同充注方式的成藏效率进行探讨。结果表明, 储层底部面式充注的成藏效率高于断裂疏导, 表现为单位时间内的充注量前者较高; 致密储层内部一般具有多种裂缝, 发育裂缝带的致密储层的成藏时间相对较短, 但储层内部气水关系复杂。本文模拟试验验证了理论推导的合理性, 虽然试验温压条件与实际地质条件仍有一定的差距, 但可为勘探实践提供有价值的理论参考。

关键词 致密砂岩气藏; 充注方式; 物理模拟; 成藏效率

中图分类号 TE122

文献标识码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2012.15.003

Discussion on Accumulation Efficiencies of Tight Sandstone Gas Reservoir under Different Manners of Migration

XING Enyuan^{1,2}, PANG Xiongqi^{1,2}, JIANG Fujie^{1,2}, GUO Jigang^{1,2}

1. Basin & Reservoir Research Center, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

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

Abstract In the mid-west part of China, tight sandstone gas is reserved in a large area. The potential gas and oil source in deep reservoir is tremendous; however as a result of low reservoir porosity and permeability with different manners of migration, both tight gas reservoir with conventional gas-water relation and deep basin gas reservoir with gas-water inversion are developed. It is necessary to discuss the accumulation efficiencies of tight sandstone gas reservoir with the different manners of migration in order to provide valuable references to exploration and practice. For the sake of exploration practice direction of tight sandstone gas reservoir, the methods of theoretic argumentation and physical simulative experiments are used to discuss the accumulation efficiency of tight sandstone gas reservoir which is migrated by faults and by an interface of source rock and tight sandstone, respectively. The results are as follows: Firstly, the accumulation efficiency of migration of an interface of source rock and tight sandstone is better than the efficiency of faults migration and the gas filling volume is higher in a unit time. Secondly, tight sandstone gas reservoir located at the developing belt of fractures needs shorter time to accumulation; however the relation between water and gas is complex in the reservoir. The rationality of the inference is verified by the simulation test. Nevertheless, there are still differences with the temperature and pressure conditions between the laboratory and the actual geological conditions, the results could provide the valuable theory reference for the exploration in the future.

Keywords tight sandstone gas reservoir; manners of accumulation; physical simulation; accumulation efficiency

0 引言

最新一轮天然气资源评价结果表明, 中国陆相天然气资

源为 $30.23 \times 10^{12} \text{m}^3$, 其中致密砂岩气资源量占中国天然气资源量的 40% 左右 (约 $12 \times 10^{12} \text{m}^3$), 居非常规天然气资源量之首。

收稿日期: 2012-02-28; 修回日期: 2012-05-10

基金项目: 国家重点基础研究发展计划 (973 计划) 项目 (2006CB202300)

作者简介: 邢恩袁, 博士研究生, 研究方向为油气藏形成机理与分布规律, 电子信箱: xingenyuan2008@yahoo.com.cn

深盆气藏含气范围广,不受构造等高线控制,因此资源潜力最大^[1]。学者们开展了很多关于深盆气藏成藏机理的研究及相关物理模拟试验,解释了深盆气藏中气水倒置、气体不受浮力作用、气藏内部异常压力等特殊地质现象的成因^[2-8]。目前,致密砂岩气藏在中国中西部地区发育较广泛,且构造气藏发现较多,而深盆气藏相对较少。不同的充注方式是否导致不同类型的气藏充注效率产生差异是本文探讨的重点。

在致密砂岩气藏的成藏研究方面,前人的研究与试验多以连续、均质的致密储层为主要研究对象^[9]。但现实中,在美国的绿河盆地、加拿大的阿尔伯达盆地以及中国的四川盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地和塔里木盆地等地区发现的致密气藏中都发育有不同时期和不同密度的断裂^[10],且这些地区都发育了深盆气藏或疑似深盆气藏的致密砂岩气藏。这表明,深盆气藏可以在断裂发育的盆地内形成。之前学者探讨断裂在深盆气成藏过程中的作用多以破坏为主,很少研究断裂在这方面的积极性作用。笔者在对塔里木盆地库车坳陷致密气藏研究中发现,该地区致密储层中的断裂大部分是纵向封闭的,顶部有巨厚膏岩盐封堵,因此有必要对断裂在成藏过程中的作用展开进一步探讨。本文针对发育疏导性断层的致密砂岩储层的成藏效率和“源储一体”的面式充注的深盆气藏成藏效率开展了对比性理论分析与物理模拟试验,初步探讨了2种不同充注方式下的致密砂岩气藏的成藏效率。

1 理论分析

本文主要利用理论与试验相结合的方法。其中,理论推导是通过对致密砂岩气藏形成的动力学机制分析,比较断裂疏导条件下致密砂岩气藏的成藏效率与深盆气藏面式充注的成藏效率。由于基本不受浮力作用或浮力作用甚微,致密砂岩气藏形成过程中的气水关系较复杂。天然气进入致密储层的主要动力有2个,一个是天然气进入储层之前所蕴含的过剩压力,另一个是储层与相邻的排烃源岩之间的毛细管压力差;主要阻力则来自储层内部,是与天然气充注方向相反的毛细管压力^[11-12]。因此,在过剩压力一定的情况下,致密砂岩气藏形成的主要动力是毛细管压力差,即毛细管压差决定了致密砂岩气藏的成藏效率。当烃源岩直接与致密储层接触时,油气进入致密储层是由细小孔喉向宽大孔喉运动的过程,可形成深盆气藏;当致密储层中存在断层且断层沟通源岩具有疏导性时,油气首先聚集在断裂带中,然后再向储层内部充注,因此该充注过程是油气由宽大孔喉向细小孔喉运移的过程,可形成与断裂相关的致密砂岩气藏,包括致密构造气藏(如断块气藏)和致密岩性气藏。不同动力成因的致密砂岩气藏的成藏效率是否相同亟待探讨。

1.1 定性分析

在温度、区域水动力一定的情况下,剩余压力差则既可以存在于烃源岩与储层之间,又可以存在于储层与断层岩之间,但毛细管压差仅存在于烃源岩与储层之间。因此,“源储

一体”条件下的面式充注是双动力成藏,而断面充注则是单动力成藏,前者优于后者。

在天然气进入储层的过程中,毛细管力普遍存在于烃源岩与致密储层中,而且由于烃源岩中的孔喉远小于致密储层,二者之间的毛细管压差方向一直指向储层,因此“源储一体”情况下,天然气进入储层是连续发生的,即毛细管压差这一成藏动力始终存在。而由断层充注的天然气则需要一定的过剩压力来克服毛细管力后才能进入储层,产生过剩压力需要一定时间的累积过程,因此该情况下合力方向在一段时间以后才能指向储层;且在自然条件下,断层不是永久的疏导通道,胶结作用和泥岩涂抹可导致断层封闭^[13],因此断层疏导还是间歇性的。由此可知,在天然气由烃源岩进入储层的动力发生与持续时间方面,“源储一体”条件下的面式充注一般高于断层充注。

1.2 定量分析

为了进一步探讨这一定性的推论,本文根据国内主要含油气盆地不同类型的砂岩气藏的相关参数,计算了毛细管压力差的值与过剩压力需要克服的阻力值,以此量化二者之间动力的差异。断裂疏导情况下的毛细管阻力可用式(1)计算,根据中国致密砂岩储层的平均孔喉半径值(表1),理论情况下($\theta=0$),中国致密砂岩一般埋深在3000m以下,取 $\sigma=0.038\text{N/m}$,得毛细管阻力为0.04—1.9MPa。“源储一体”条件下的烃源岩与储层接触面的毛细管力合力方向指向储层,其大小可通过式(2)计算得出(15.2—30.4MPa),且这个过程是在致密储层与烃源岩直接接触条件下,伴随着排烃作用,由始至终持续发生的。

$$P_c = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{r} \quad (1)$$

$$\Delta P_c = P_{c \text{ 烃源岩}} - P_{c \text{ 砂}} = \frac{2\sigma}{r_{\text{烃源岩}}} - \frac{2\sigma}{r_{\text{砂}}} \quad (2)$$

其中, P_c 为毛细管力, N/m^2 ; σ 为表面张力, N/m ; θ 为接触角, ($^\circ$); r 为毛细管曲率半径,m,且 $r_{\text{烃源岩}}=2.5 \times 10^{-9} \sim 5 \times 10^{-9}\text{m}$ ^[14], $r_{\text{砂}}=0.01 \times 10^{-6}\text{m}$ ^[15]。

实际上,国外大部分含油气盆地或者坳陷的致密储层的孔喉半径都大于甚至远超过理论孔喉半径值^[16],中国也是如此(表1)。因此实际情况下毛细管力的合力值会更大,足以将(油)气推入致密储层中。

可见,2种不同动力机制下的充注方式存在15.24—32.3MPa的差异,从定量角度看,“源储一体”条件下的储层底部面式充注成藏方式仍然优于断裂充注方式。

综上所述,通过理论推导得出在烃源岩持续排烃的时间段内,天然气在“源储一体”条件下的面式充注比断裂充注方式具有更大的优势。这里还需指出的是当天然气进入储层之后,“源储一体”条件下的面式充注方式会使天然气在毛细管压差的作用下由烃源持续向储层内部供气,储层内部的气藏会因局部气体的压缩而短暂增压,当储层中的阻力不足以维持持续增加的压力时,气藏规模便扩大,以适应不断充入储

表 1 中国部分盆地致密砂岩孔喉特征
Table 1 Characteristics of the tight sandstone pore throat of some basins in China

地区	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	孔喉半径/ μm	平均孔喉半径/ μm	毛细管力/MPa
松辽盆地	6.00—10.80	0.01—0.10	0.02—0.06	0.04	1.90
四川盆地	9.84—8.16	0.79—0.01	2.62—0.06	0.14	0.54
鄂尔多斯	2.80—6.40	0.43—0.01	0.03—2.24	0.4	0.19
	5.89—4.20	0.73—0.04	2.67—1.09	1.88	0.04
库车坳陷	3.22—2.20	0.15—0.04	1.97—0.98	1.48	0.04
	1.71	0.02	1.39—1.47	1.43	0.05
吐哈盆地	4.52—3.64	0.06	—	0.32	0.24

层的天然气带来的过剩压力。由于烃源岩的孔渗条件远低于储层,虽然源储相邻,但二者的压力差几乎无法达到平衡,且源储之间的毛细管压差是长期客观存在的作用,因此烃源岩只要处于排烃状态就有天然气被输送至源储界面且在毛细管压差的作用下进入储层,使气藏不断扩张。相关的深盆地物理模拟试验也证明了深盆地气藏刚形成时储层相对于静水压力是高压,在长时间衰减后才逐渐过渡为负压状态^[6],这反映了深盆地气形成初期的扩张状态。而依靠断层充注的天然气进入储层后会在断层间隙、断层与储层界面、储层这 3 者之间形成一套压力系统:即 $P_{\text{断层}} \geq \Delta P_c + P_{\text{储层}}$ 时,充注成藏; $P_{\text{断层}} < \Delta P_c + P_{\text{储层}}$ 时,停止充注。当 $P_{\text{断层}}$ 增大时, $P_{\text{储层}}$ 随之增大;当因断裂泄压或者刺穿盖层而导致 $P_{\text{断层}}$ 减小至小于 $P_{\text{储层}}$ 时, $P_{\text{储层}}$ 会随之减小,直至气藏萎缩甚至消亡。因此,断层内充注压力的大小决定了天然气的充注量。由物质守恒原理与 PVT 公式可知,总排气量一定的条件下,储层内部气藏增大的同时储层之外的天然气量也在减少,这必然导致断层与储层接触面之间压力差的减小,当储层外部天然气的剩余压力不足以克服储层与断层接触面的毛细管阻力时,充注停止,一部分天然气滞留在储层之外。因此,从天然气进入储层之后的角度考虑,“源储一体”充注方式比断层充注方式更能吸收烃源岩排出的天然气,即在有效排气时间内,“源储一体”充注方式能使储层

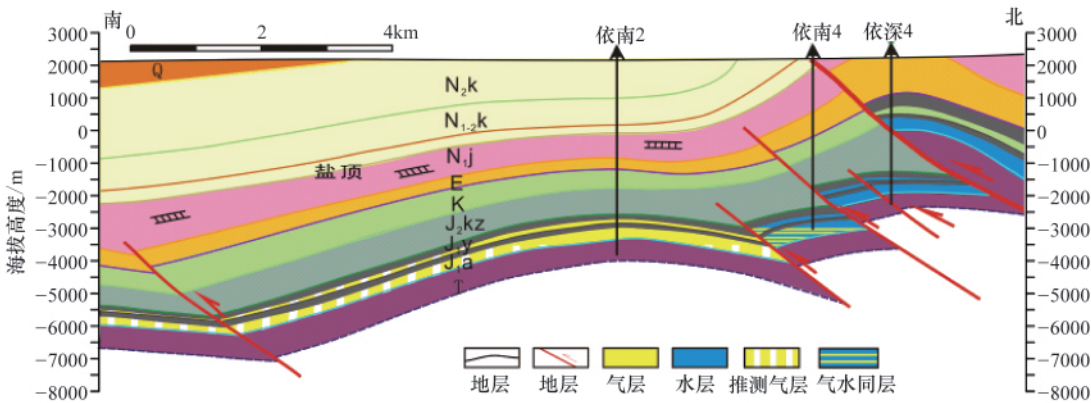
吸收更多烃源岩排出的天然气,更有利于天然气成藏。

2 物理模拟试验

为了证实上述理论推导的合理性,在前人研究的基础上,本文以库车坳陷依南 2 气藏为地质原型,对上述理论推导开展物理模拟试验(图 1)。依南 2 气藏位于库车坳陷依南背斜以南的翼部,微构造影响作用使该背斜以南的翼部裂缝发育程度较高。该气藏含气范围远大于其构造幅度,一直延伸到南部凹陷部位,且其南部凹陷部位为气源,发育有断裂,已有研究表明该气藏是深盆地气藏^[17]。据此本试验设计了 3 种模型,分别是底部面式充注且发育裂缝带的模型 a,发育断裂带和裂缝带的模型 b 和只发育断裂带的模型 c(图 2)。模型 a 和模型 b 的设计是基于对依南 2 气藏成因的 2 种不同猜测,模型 a 是深盆地成因模型,模型 b 是断层充注成藏模型,模型 a 和模型 b 的充注方式与位置以及裂缝带的发育位置都是依据依南 2 实际地质特征模拟制作的,用以比较相同储层条件下不同充注方式的成藏效率;模型 c 用以探讨有裂缝带与无裂缝带存在条件下,致密储层成藏后的气水分布特征,为该地区的进一步勘探提供参考。

2.1 试验材料

根据研究区的实际调研,本试验采用 2 种粒径的石英



Q—第四纪;N_{2k}—库车组;N_{1-2k}—康村组;N_j—吉迪克组;E—古近纪;K—白垩纪;J_{2kz}—克孜勒努尔组;J_{1y}—阳霞组;J_{1a}—阿合组;T—三叠纪
图 1 依南 2 气藏剖面

Fig. 1 Section of Yinan-2 gas reservoir

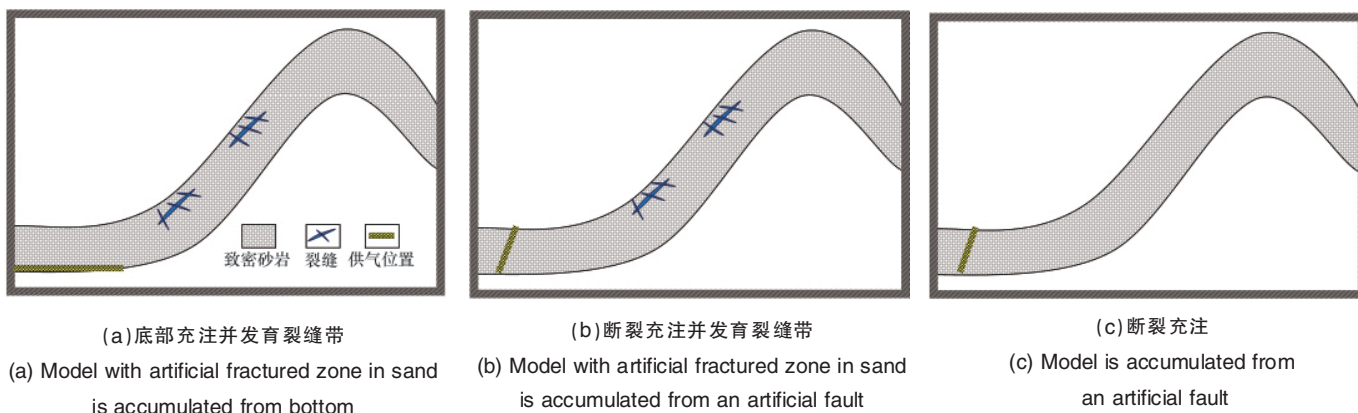


图2 致密砂岩气藏成藏物理模拟试验设计方案

Fig. 2 Design scheme of physical simulation experiment of tight sandstone gas reservoir accumulation

砂:致密砂岩粒径为0.10mm,已有试验表明其粒度越细越接近于致密储层的物性,天然气在该粒度条件下自下而上充注时,浮力基本不起作用,会出现气水倒置现象^[2-5];裂缝带内充填粒径为0.25—0.35mm的石英砂,以模拟裂缝的高渗透性。石英砂装入砂箱前使其饱和水,并在装入的过程中敲击振荡,以便压实砂体。为了便于观察,试验注入的水用红墨水浸染,这样天然气注入且排替水后,砂体则由红变白。

2.2 试验装置

自行设计试验装置(图3),二维砂箱的规格为80cm×60cm×6cm;采用注气钢瓶向饱和水的试验装置中注气,注气孔在试验模型的左下侧,为了模拟底部均匀注气,将钢管均匀打孔,使注入的气体可以沿着各个小孔均匀注入致密砂体,且注气钢管可以按照不同需求弯曲变形,以便达到模拟不同充气方式的目的。用300目滤网与40目滤网包裹注气钢管,分别模拟小孔喉和大孔喉的气源。气体从底部向上推

挤致密砂体中的水,水由出气孔排出后直接进入收集量筒。

2.3 试验过程及现象

试验供气压力为0.1—0.12MPa,保障不同滤网包裹下注气钢管的出气速率基本相同,以便模型之间对比充注效率。

第1组试验模拟有裂缝带发育情况下的储层底部面式供烃的致密砂岩气藏形成过程。用300目滤网包裹注气钢管,使注气孔渗条件大致相当于0.05mm粒级的砂粒,差于砂体孔渗条件,模拟烃源岩注气。开始时,气体沿注气钢管进入砂体,底部充气位置砂体颜色逐渐由红变白,范围也逐渐扩大,并以整体向斜上方裂缝发育带位置排驱水方式推进,同时出气孔内有水排出,呈点滴状;充气13min时,出现典型试验现象(图4(a)):靠近注气部位的砂体内白色范围越来越大,天然气沿裂缝带向背斜顶部运移,并沿裂缝带的顶部呈指状向四周砂体充注,裂缝带下部存在残留水;持续注气直至2个出气孔都排气,此时可认为砂体基本被天然气充注

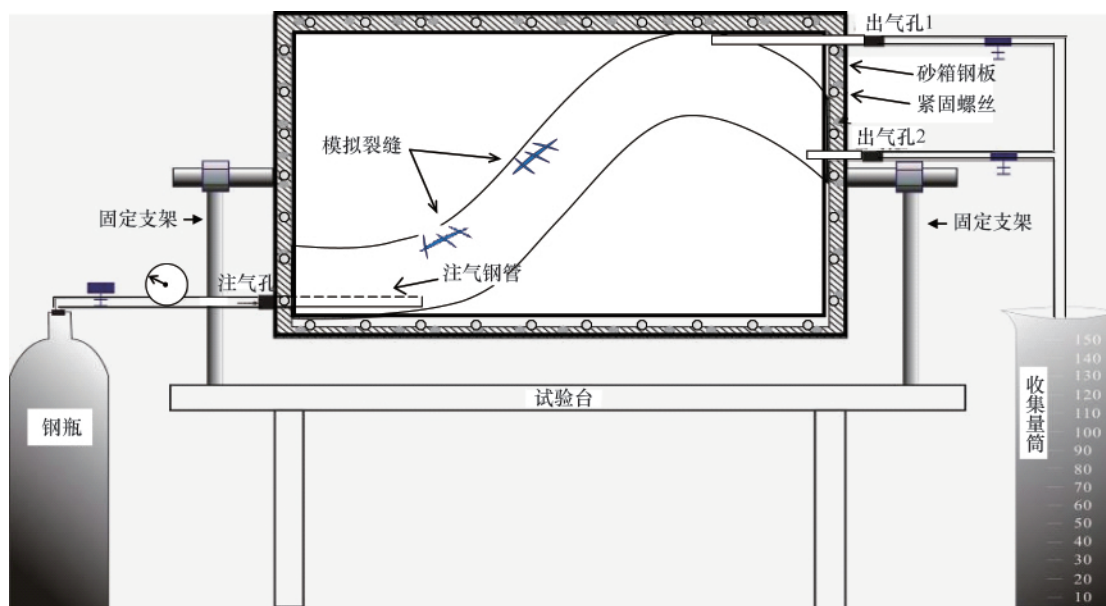


图3 致密砂岩气藏成藏物理模拟试验设备

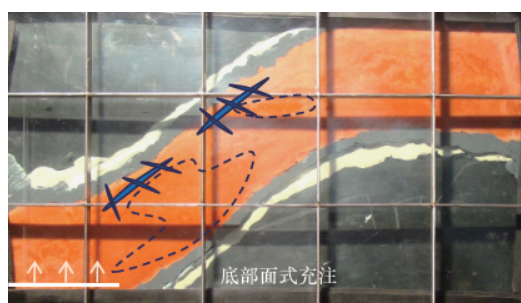
Fig. 3 Experiment equipments for physical simulation experiment of tight sandstone gas reservoir accumulation

满,只有裂缝带底部存在残留水(图 4(b))。第 1 组试验总体用时 36min,之后量筒内不再有水滴出,量筒内被排出水的体积约为 1303mL,这表明 0.1—0.12MPa 充气压力条件下,气体的注入容量有 1303mL,平均成藏效率为 36.19mL/min。

第 2 组试验模拟有裂缝带发育情况下的储层底部断裂带供烃的致密砂岩气藏形成过程。用 40 目滤网包裹注气钢管,使注气孔渗条件大致相当于 0.45mm 粒级的砂粒,使充气孔渗条件优于砂体孔渗条件,模拟断裂带注气。开始时,气体沿注气钢管进入砂体,断裂带附近砂体颜色由红变白,但范围不大,出气孔内有水排出,呈点滴状;充气 13min 时,未出现类似第 1 组的典型试验现象,但气体仍继续向右推进(图 4(c));直至 60min 时,出现典型试验现象(图 4(d)),气体沿裂缝带向高点充注,在裂缝带下部存在残留水;持续注气直至 2 个出气孔都不再滴水,此时可认为砂体基本被天然气充注满。试验持续 65min,最终残留水未被排驱,量筒内排出水的

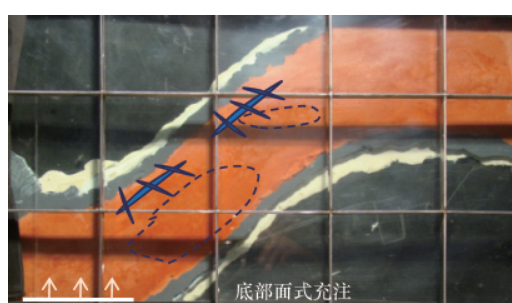
体积约为 1489mL,这表明 0.1—0.12MPa 充气压力条件下,气体的注入容量有 1489mL,平均成藏效率为 22.91mL/min。值得注意的是,本组试验中断层与储层接触位置的砂体颜色最浅,说明该处气体充注效果最好,排驱水最多。

第 3 组试验模拟只发育断裂带情况下的均质致密储层的气成藏形成过程。同样用 40 目滤网包裹注气钢管,模拟断裂带注气。注气开始时,气体沿注气钢管进入断裂带,气体逐渐充注进入砂体;试验进行 80min 后,砂体内白色范围越来越大,断裂带内的砂体整体以活塞式向右侧指状推进(图 4(e)),出气孔有水被连续排除;直至 150min 时,砂体被气体整体充满,出气孔已经无水排除,砂箱内砂体基本整体变白(图 4(f)),量筒内排出水的体积约为 1597mL,这表明 0.1—0.12MPa 充气压力条件下,气体的注入容量有 1597mL,平均成藏效率为 10.65mL/min。本组试验在断层附近也观察到了类似第 2 组试验的现象,即断层附近的砂体颜色相对于其他



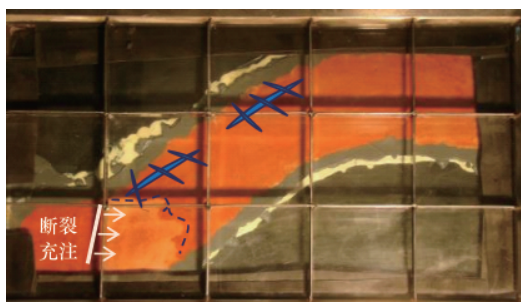
(a) 第 1 组试验过程的现象

(a) Process of the first test



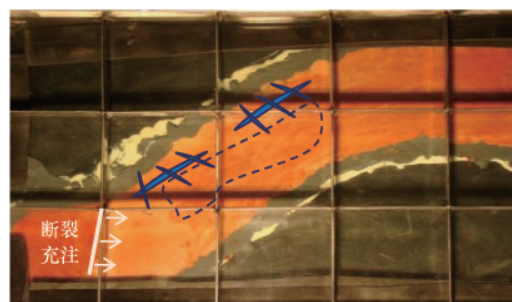
(b) 第 1 组试验结束的现象

(b) Results of the first test



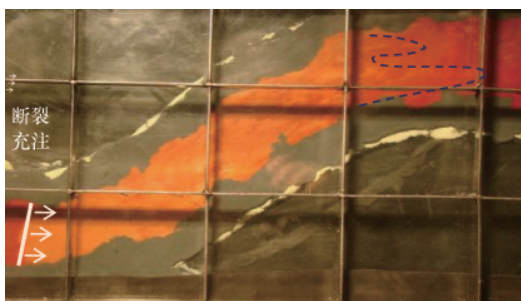
(c) 第 2 组试验过程的现象

(c) Process of the second test



(d) 第 2 组试验结束的现象

(d) Results of the second test



(e) 第 3 组试验过程的现象

(e) Process of third test



(f) 第 3 组试验结束的现象

(f) Results of third test

图 4 物理模拟试验现象

Fig. 4 Experimental phenomena of the physical simulation

位置的砂体颜色较浅。

2.4 讨论

这3组试验所显示出的不同试验现象证明了以下结论。(1)第2组试验(模型b)用时高于第1组(模型a),验证了“源储一体”底部面式供烃成藏时间相对较短。(2)断裂充注方式单位时间内的成藏效率低于“源储一体”的底部面式充注方式。形成该现象的主要原因是充注压力一定的前提下,断裂带与储层的接触面积有限;断裂带内蓄集的天然气若要进入致密储层,则需克服储层毛细管力产生的阻力,这需要一定的时间,这种压力蓄积会随着气藏压力的不断增大而间歇性发生,相对于大面积接触储层且充注合力方向始终指向储层的面式充注就需要更多的充注时间。实际地质条件下,断层的疏导是间歇性的^[18],而不是试验假设的自始至终一直开启的条件,断层的疏导时间只在地质历史时期占极少部分,其实际充注量远不及总排气量,因此以单位时间内的油气充注量作为成藏效率的评价标准更加接近客观情况。(3)相同充注方式下:存在裂缝带的致密砂岩模型b成藏所需的时间比无裂缝存在的模型c短,但裂缝带的存在使地层内部的气水关系复杂化,并残留地层水。

3 结论

本文分析表明,评价成藏效率时考虑单位时间内的天然气充注量将更加客观实际。本文从气藏的充注角度出发,通过理论分析且加以物理模拟试验证明了:(1)实验室条件下,低物性储层中“源储一体”的面式充注的成藏效率优于断裂疏导的致密砂岩气藏的成藏效率;(2)储层内部发育裂缝带的情况下,内部气水关系一般较复杂,关键技术是储层裂缝的刻画。

“源储一体”条件下的面式充注的成藏是深盆地气的典型特征,由此可知,当发现常规型致密砂岩气藏的同时必须重视周边深盆地气的勘探,因为深盆地气发育面积广大,这有利于大量潜在天然气资源的发现;另一方面,裂缝发育带气水关系复杂,需进一步加强与深盆地气相关的油气藏描述的方法与勘探技术。值得注意的是,实际地质条件下的天然气充注过程更为复杂,不是室内常温常压条件下的物理模拟试验数据可以直接代替的,本文仅讨论了烃源岩稳定供气条件下的致密砂岩气藏的成藏效率,对其他条件下的致密砂岩气藏的成藏效率还需进一步探讨。

参考文献 (References)

- [1] 王涛. 中国深盆地气田[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001.
Wang Tao. Deep basin gas fields in China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001.
- [2] 庞雄奇, 金之钧, 姜振学, 等. 深盆地成藏门限及其物理模拟实验[J]. 天然气地球科学, 2003, 14(3): 207-214.
Pang Xiongqi, Jin Zhijun, Jiang Zhenxue, et al. Nature Gas Geoscience, 2003, 14(3): 207-214.
- [3] 张金川, 刘丽芳, 张杰, 等. 根缘气(深盆地)成藏异常压力属性实验分析[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(1): 119-122.

- Zhang Jinchuan, Liu Lifang, Zhang Jie, et al. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(1): 119-122.
- [4] 马新华, 王涛, 庞雄奇, 等. 深盆地高孔渗富气区成因机理物理模拟实验与解析[J]. 石油实验地质, 2004, 26(4): 383-388.
Ma Xinhua, Wang Tao, Pang Xiongqi, et al. Petroleum Geology & Experiment, 2004, 26(4): 383-388.
- [5] 米敬奎, 张水昌, 李新虎. 深盆地气藏形成机理实验模拟[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(3): 302-305.
Mi Jingkui, Zhang Shuichang, Li Xinhua. Nature Gas Geoscience, 2005, 16(3): 302-305.
- [6] 张浩, 康毅力, 陈一健, 等. 致密砂岩气藏超低含水饱和度形成地质过程及实验模拟研究[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(2): 186-189.
Zhang Hao, Kang Yili, Chen Yijian, et al. Nature Gas Geoscience, 2005, 16(2): 186-189.
- [7] 姜福杰, 庞雄奇, 姜振学, 等. 致密砂岩气藏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. Geological Review, 2007, 53(6): 844-849.
- [8] 肖芝华, 钟宁宁, 黄志龙, 等. 从模拟实验看致密砂岩储层的石油成藏条件[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(6): 721-725.
Xiao Zhihua, Zhong Ningning, Huang Zhilong, et al. Oil & Gas Geology, 2008, 29(6): 721-725.
- [9] 张云峰, 卢双舫, 徐琴, 等. 深盆地气藏形成的主控地质因素 [J]. 大庆石油学院学报, 2003, 27(4): 5-8.
Zhang Yunfeng, Lu Shuangfang, Xu Qin, et al. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2003, 27(4): 5-8.
- [10] 张金亮, 常象春. 深盆地地质理论及应用 [M]. 北京: 地质出版社, 2002.
Zhang Jinliang, Chang Xiangchun. Geological theory of deep basin gas and the application[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2002.
- [11] 赵文智, 邹才能, 谷志东, 等. 砂岩透镜体油气成藏机理初探[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(3): 273-284.
Zhao Wenzhi, Zou Caineng, Gu Zhidong, et al. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(3): 273-284.
- [12] 王雅星, 柳广弟. 库车坳陷异常高压流体充注成因分析与预测[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(3): 218-221.
Wang Yaxing, Liu Guangdi. Nature Gas Geoscience, 2004, 15(3): 218-221.
- [13] 吕延防, 李国会. 断层封闭性的定量研究方法[J]. 石油学报, 1996, 17(3): 39-45.
Lu Yanfang, Li Guohui. Acta Petrolei Sinica, 1996, 17(3): 39-45.
- [14] Slabaugh W H, Stump A D. Surface areas and porosity of marine sediments[J]. Journal of Geophysical Research, 1964, 69(22): 4773-4778.
- [15] Pittman E D. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection: Capillary pressure curves for sandstone[J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(21): 191-198.
- [16] Nelson P H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(3): 329.
- [17] 刘玉魁, 郭光辉, 胡剑风, 等. 塔里木盆地库车坳陷依南2气藏特征解析[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 12-18.
Liu Yukui, Wu Guanghui, Hu Jianfeng, et al. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 12-18.
- [18] 孙海宁, 夏景生, 钟建华, 等. 山东东营凹陷东部浊积扇油藏成藏条件与模式[J]. 地质力学学报, 2008, 14(3): 221-230.
Sun Haining, Xia Jingsheng, Zhong Jianhua, et al. Journal of Geomechanics, 2008, 14(3): 221-230.

(责任编辑 孙秀云, 马骁骁)