

doi:10.3799/dqkx.2014.130

# 库车坳陷依南2“连续型”致密砂岩 气藏成藏临界物性条件

王鹏威<sup>1,2</sup>, 庞雄奇<sup>1,2</sup>, 姜振学<sup>2,4</sup>, 陈筱<sup>3</sup>, 姜福杰<sup>1,2</sup>, 郭丰涛<sup>1,2</sup>, 彭威龙<sup>1,2</sup>, 徐静<sup>1,2</sup>

1. 中国石油大学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

4. 中国石油大学非常规天然气研究院, 北京 102249

**摘要:**“连续型”致密砂岩气藏是一种重要的非常规油气资源.恢复储层临界物性条件的演化对于揭示致密砂岩气成藏机理及成藏过程具有重要的理论意义.以库车坳陷依南2“连续型”致密砂岩气藏为例,利用数值模拟方法结合盆地模拟技术,恢复了储层临界物性的演化过程,并根据临界物性条件和储层演化的耦合关系,确定了该地区“连续型”致密砂岩气藏可以成藏的最早时间.研究表明,“连续型”致密砂岩气藏临界物性并不是固定不变的,它随着地质条件的变化而不断发生改变.依南2“连续型”致密砂岩气藏最早的形成为距今9 Ma,对应的临界孔隙度为6.95%;现今储层临界孔隙度为7.26%.结合实际地质情况进一步证实了依南2气藏为“连续型”致密砂岩气藏.

**关键词:** 临界物性条件;“连续型”致密砂岩气藏;依南2气藏;库车坳陷;数值模拟;石油地质.

中图分类号: TE122.3

文章编号: 1000-2383(2014)10-1381-10

收稿日期: 2014-02-11

## Critical Physical Conditions for Accumulation of Yanan 2 “Continuous” Tight Sandstone Gas Reservoir, Kuqa Depression

Wang Pengwei<sup>1,2</sup>, Pang Xiongqi<sup>1,2</sup>, Jiang Zhenxue<sup>2,4</sup>, Chen Xiao<sup>3</sup>, Jiang Fujie<sup>1,2</sup>,  
Guo Fengtao<sup>1,2</sup>, Peng Weilong<sup>1,2</sup>, Xu Jing<sup>1,2</sup>

1. Basin and Reservoir Research Center, College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

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

3. CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China

4. Institute of Unconventional Natural Gas, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

**Abstract:** It is necessary to reconstruct its evolution of critical physical conditions while researching the formation mechanism and accumulation process of “Continuous” tight sandstone gas reservoir since it is one of significant unconventional hydrocarbon resources. Taking Yanan 2 “continuous” tight sandstone gas reservoir as the study area, the evolution of critical physical conditions is reconstructed with numerical modeling as well as basin model technology. The earliest formation time of “Continuous” tight sandstone gas reservoir is determined based on the temporal coupling between critical physical conditions and reservoir evolution. The results show that critical physical conditions of “Continuous” tight sandstone gas reservoir are dynamic, changing with the geological settings. As for Yanan 2 “continuous” tight sandstone gas reservoir, the earliest formation time is about 9 Ma, and the corresponding porosity is about 6.95%. The present critical porosity is about 7.26%. Combined with the geological conditions, it is further confirmed that Yanan 2 gas reservoir is a “Continuous” tight sandstone gas reservoir.

**Key words:** critical physical condition; “Continuous” tight sandstone gas reservoir; Yanan 2 reservoir; Kuqa depression; numerical simulation; petroleum geology.

世界范围内,致密砂岩气和页岩气作为 2 种重要非常规天然气资源,已经逐渐成为天然气产量的主要增长点.美国已在 23 个盆地发现了 900 多个致密气田,可采资源量  $13 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 2010 年美国致密气产量达  $1\,754 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 占当年天然气总产量  $6\,110 \times 10^8 \text{ m}^3$  的 30% (杨涛等,2012).对中国而言,现阶段研究致密砂岩气是现实且具重要意义的选择(戴金星等,2012).至 2011 年底中国致密砂岩气累计探明地质储量为  $3.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 已占全国天然气总探明地质储量的 40%;可采储量  $1.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 约占全国天然气可采储量的 1/3(贾承造等,2012).致密砂岩气藏根据不同的标准有不同的分类,如根据天然气成藏与储层致密化的先后分为“先成藏后致密型”和“先致密后成藏型”(姜振学等,2006),根据气藏的地质分为“连续型”和“圈闭型”(戴金星等,2012).“连续型”致密砂岩气通常位于构造的低部位,圈闭界限模糊不清,储集层展布广泛,往往气水分布倒置或无统一气—水界面,储量大,但储量丰度相对较低,储源一体或近源.“连续型”致密砂岩气是致密砂岩气藏中更重要的一类,可以认为“连续型”致密砂岩气是较以往各种称谓(Masters, 1979; Rose *et al.*, 1984; Law and Spencer, 1993; Schmoker, 1999; Law, 2002; 张金川, 2006; 吴河勇等, 2007)更为确切和具有地质涵义的一种称谓.然而,目前几乎所有对致密砂岩的界定是以空气渗透率 1.0 单位或覆压渗透率 0.1 单位为标准的,这种界定

标准多是从单纯的储层分类标准或工程技术问题提出的,它并不具备天然气成藏机理和动力学上的涵义.最近,已有学者意识到该类气藏中气—水倒置界面处的动力学问题并做出了饶有意义的探讨(冯志强等,2011;郭秋麟等,2011;侯启军等,2011),且有研究表明该类气藏形成过程中存在着气—水倒置界面的推进过程(米敬奎等,2003).但是,在气藏形成过程中,对伴随成藏条件变化而不断改变的临界储层物性条件的研究仍是空白.本文以塔里木盆地库车坳陷依南 2 气藏为例,研究“连续型”致密砂岩气藏演化过程中临界物性条件的变化,这对认清依南 2 及同类气藏的成藏机理具有重要理论意义,并为勘探部署提供指导.

### 1 依南 2“连续型”致密砂岩气藏

库车坳陷位于塔里木盆地北部,北依南天山构造带,南邻塔北隆起,整体呈东西向展布,具有“四带三凹”的构造特征,即:北部斜坡带、克拉苏—依奇克里克构造带、秋里塔格构造带、前缘隆起带、拜城凹陷、阳霞凹陷、乌什凹陷(图 1).库车坳陷天然气资源十分丰富,截至目前为止,天然气三级储量为  $1.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 其中,80% 以上的天然气蕴含在致密砂岩储层当中.因此,库车坳陷致密砂岩气展现出了良好的资源潜力和勘探前景.

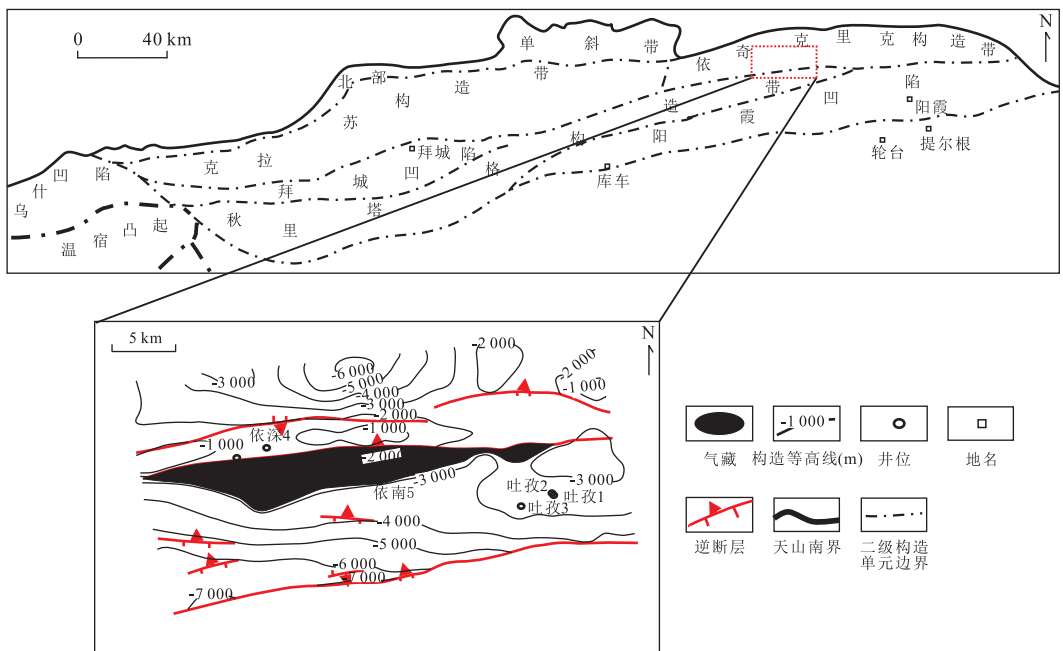


图 1 库车凹陷构造单元分区及依南地区阿合组顶面构造

Fig.1 Distribution of structural units within the Kuqa with the top structural characters of Ahe Formation in Yinan area

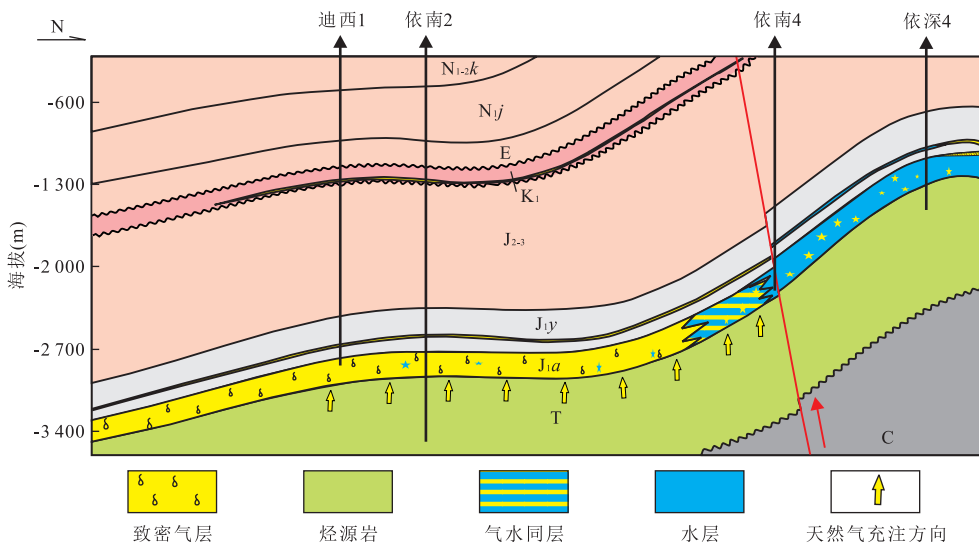


图 2 依南 2 气藏剖面

Fig.2 Yinan 2 gas reservoir section

国内外典型“连续型”致密砂岩气藏的共同特征为:①储层致密,孔隙度一般小于 12%,渗透率多小于  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;②致密储层与烃源岩邻接,或源储一体;③气藏多发于构造低部位,无统一气水界面,气水分布极其复杂.依南 2 气藏具有典型连续型致密砂岩气藏的地质特征.气藏主要目的层为下侏罗统阿合组致密砂岩储层,岩心物性分析资料显示,该层段储层孔隙度主要分布在 3.6%~6.4%之间,70%的储层渗透率小于  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,致密储层横向分布广泛,厚度稳定.与艾尔姆华士、瓦腾伯格等北美已发现的“连续型”致密砂岩气藏相似,纵向上,依南 2 气藏目的层致密砂岩储层与下伏三叠系湖沼相源岩、上覆侏罗系阳霞组煤系地层紧密接触,具有良好的“连续型”致密砂岩气藏的形成条件.依南 2 气藏气水分布基本不受构造形态控制,位于构造上倾部位的依南 4 井、依深 4 井阿合组主要以水层为主;而下倾部位的依南 2 井、迪西 1 井阿合组主要以气层为主(图 2).气藏压力异常,压力系数高达 1.7~1.9.受构造活动影响,三叠系烃源岩晚期大量排烃,在库车组沉积时达到了排气高峰,并持续至今.因此,依南 2 气藏是库车坳陷典型的“连续型”致密砂岩气藏(邢恩袁等,2011;Zou *et al.*,2011).

## 2 依南 2“连续型”致密砂岩气藏临界物性演化

“连续型”致密砂岩气藏的形成是天然气持续不

断的供给和散失达到动态平衡的过程(Law and Dickinson,1985;Cant,1983,1986).气藏边界本质上是由成藏时期致密储层临界孔喉半径所决定的(Berkenpas,1991).在储层孔喉半径小于临界孔喉半径时,天然气可以在致密储层中聚集,形成“连续型”致密砂岩气藏;当储层孔喉半径大于临界孔喉半径时,气体散失,不能聚集成藏.因此,确定成藏时期的临界物性条件(孔喉半径或与临界孔喉半径对应的临界渗透率或孔隙度)是圈定“连续型”致密砂岩气藏发育范围的必要前提条件.

本文在前人研究的基础上,通过建立“连续型”致密砂岩气藏临界物性(临界孔隙度)演化的定量表达模型,并结合地史时期的地质参数,从而求解不同地质条件下临界物性条件的演化规律.

### 2.1 “连续型”致密砂岩气成藏力平衡原理

天然气在致密储层中与常规储层中的运移机制有所不同(张金川和张杰,2003).在常规储层或圈闭当中,向上运移的天然气将地层水向下排驱,形成了天然气与地层水以换式运移的方式聚集分布,天然气的运聚动力来自于浮力.而在“连续型”致密砂岩气藏当中,致密储层与源岩广泛接触,天然气整体推进气水界面向上运动,具有活塞式排驱的特点.天然气的运移动力主要来源于烃源岩的生烃增压作用,阻力主要包括毛细管压力以及气-水界面上覆的地层水柱压力.

庞雄奇等(2003),张金川和张杰(2003)根据运聚动力和阻力的平衡关系,认为“连续型”致密砂岩气成藏过程大致可以划分为 3 个阶段:当气体压力

( $P_c$ ) 大于毛细管力( $P_c$ )与上覆静水压力( $P_w$ )之和时,“连续型”致密砂岩气藏处于扩张阶段;当流体压力等于后两者之和时,“连续型”致密砂岩气藏处于稳定阶段;而当流体压力小于后两者之和时,气藏处于萎缩阶段.如图 3 所示,在烃源岩供气充足,即气体压力足够大的情况下,气体克服致密砂岩储层中毛细管力以及静水压力的阻碍作用,以活塞式的排驱方式(Gies,1984)不断驱替孔隙中的地层水,从而整体向上运移,在此过程中气体分子不受浮力控制.天然气运移到一定位置时,由于气体压力与毛细管压力和静水压力达到平衡,气体不能整体驱动地层水向上运动.此时,“连续型”致密砂岩气藏分布趋于稳定,形成具有“气—水倒置”特征的气藏边界.在气—水边界以外,由于气体压力小于毛细管压力与上覆静水压力之和,气体主要以浮力作为主要动力,运移聚集,形成常规气藏.

“连续型”致密砂岩气成藏力平衡模型:

$$P_{eg} = P_{cg} + P_w, \quad (1)$$

$$P_{cg} = \frac{2\sigma_g \cdot \cos\theta}{r}, \quad (2)$$

$$p_w = \rho_w \cdot g \cdot H_{\text{临界}}, \quad (3)$$

式中: $P_{eg}$ 为气体压力,MPa; $P_{cg}$ 为毛细管阻力,MPa; $P_w$ 为气水界面上覆的地层水压力,MPa; $r$ 为临界孔隙半径, $\mu\text{m}$ ; $\theta$ 为天然气润湿角,取 0; $H_{\text{临界}}$ 为“连续型”致密砂岩气藏形成的对应临界地层水柱高度,m; $g$ 为重力加速度, $\text{m/s}^2$ ; $\rho_w$ 为地层水密度, $\text{g/m}^3$ .

前人的研究成果表明,上述公式适用于解决“连续型”致密砂岩气成藏临界条件以及有利成藏分布

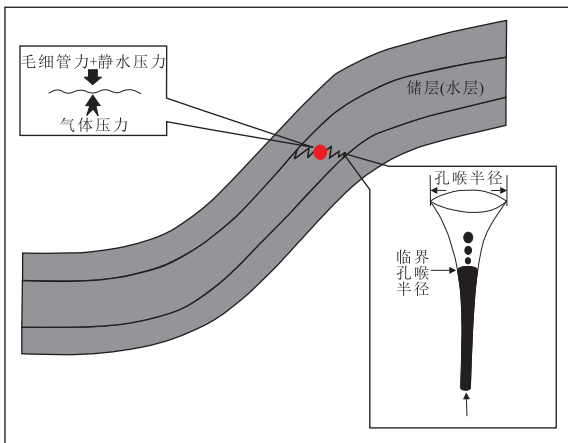


图 3 “连续型”致密砂岩气藏力平衡模式(据庞雄奇等,2006)  
Fig.3 The model of force balance in the “continuous” tight-sand gas reservoir

预测等问题,因此可以利用其研究依南 2 气藏的相关问题(王涛,2002;张金川和张杰,2003).由于实际地质条件复杂,致密砂岩气成藏临界物性条件也是随着地质条件的变化而变化的,影响天然气运聚动力和阻力的地质条件多样.因此,恢复关键地史时期“连续型”致密砂岩气藏的天然气运聚动力和阻力的演化过程,即可求解“连续型”致密砂岩气成藏临界物性条件.

## 2.2 气体压力

国内外学者研究表明,在低渗透的致密储层当中,气体受到的浮力非常小,很难克服毛细管力等阻力推动天然气的运移聚集.因此,“连续型”致密砂岩气藏多为非浮力成藏(Gies,1984;张金川等,2000).与此同时,很多学者认为由于致密储层与气源岩紧密接触,二者之间不存在封堵作用的区域性水层,天然气从气源岩中排出之后将直接进入储层(庞雄奇等,2003;张金川和张杰,2003).因此,源岩生烃增压形成的异常高压为天然气在致密储层中的运移提供了主要的动力(张金川等,2008;郭秋麟等,2011;马中振等,2013).因此,恢复烃源岩生烃过程中压力演化即可获得关键地史时期致密储层内天然气运聚动力的大小.

本文结合烃源岩埋深、厚度、岩性等地质参数、干酪根类型、氢指数、有机碳含量等地化指标(表 1)以及其他地质资料,采用大地热流(图 4)(邓林和王英民,1998)等地质因素作为边界条件,利用盆地模拟软件 Petromod 模拟气源岩内压力的演化,即天然气在相邻致密储层内的运聚动力的演化过程.其中生气增压的数学模型如下(郭小文,2010):

$$\Delta P = 0.5 \times f_g \times \Delta N_g \times KK \times T, \quad (4)$$

式中: $\Delta P$ 为天然气生成导致的增压,MPa; $f_g$ 为天然气分子自由度(单位体积内气体分子的数目), $\text{cm}^{-3}$ ; $\Delta N_g$ 为天然气分子的数密度; $T$ 为温度,K; $KK$ 为 Boltzmann 常数, $1.380\ 658 \times 10^{-23} \text{J/K}$ .

表 1 依南 2 井三叠系和侏罗系烃源岩参数

Table 1 Parameter of source rocks in the Triassic and Jurassic from Yinan 2 well

层位	厚度(m)	岩性	干酪根类型	有机碳(%)	氢指数(mg/g)
J <sub>2</sub> kz	451.5	煤	Ⅲ	53.42	152.03
J <sub>1</sub> y	205.5	煤	Ⅲ	55.24	96.99
T <sub>3</sub> t	52.0	煤	Ⅲ	54.37	94.51
T <sub>2</sub> h	184.0	泥岩	Ⅲ	2.52	66.29
T <sub>2</sub> k	45.0	泥岩	Ⅲ	1.48	43.26

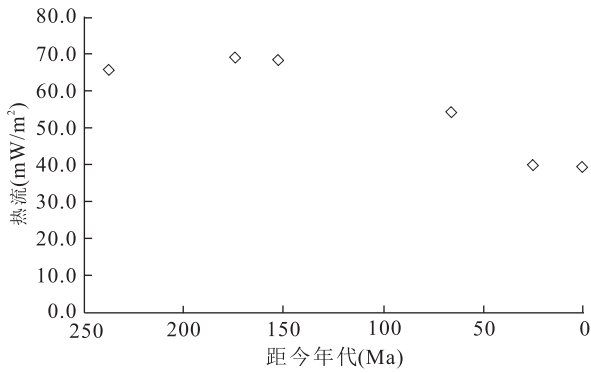


图 4 库车坳陷热流演化(据邓林,1998)

Fig.4 Geothermal history in Kuqa depression

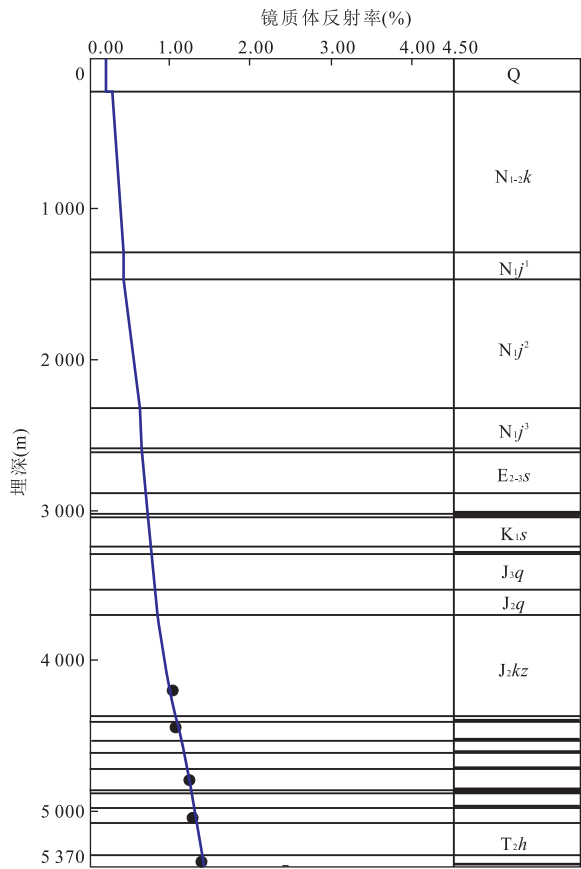


图 5 依南 2 井镜质体反射率随深度的变化

Fig.5 The change of vitrinite reflectance with depth in the Yinan 2 well

由于钻井、试油等资料获取的地层压力是构造挤压、欠压实等各种地质作用的结果,不能代表源岩生气形成的异常高压,因此无法将其作为盆地模拟的约束条件,本文则利用烃源岩镜质体反射率作为约束条件.模拟结果显示,镜质体反射率随深度的变化趋势与实测值吻合程度较好(图 5),说明利用盆

地模拟方法恢复的烃源岩热演化趋势反映了烃源岩的热演化过程以及压力演化特征,即可反映关键地史时期致密储层内气体压力的大小.

从图 6 可以看出,依南地区三叠系烃源岩在距今 23 Ma 时,生气造成的气体压力急剧增大,形成异常高的流体压力,为天然气在上覆紧邻的下侏罗统阿合组致密砂岩储层中的运移聚集提供了充足的动力.

### 2.3 毛细管力

天然气在致密储层中运移聚集时需要克服气—水边界处的毛细管压力,因此致密储层中的毛细管力是天然气运聚的阻力之一.根据毛细管力的表达式分析可知,毛细管力与气—水界面张力成正比,与孔喉半径成反比.界面张力是存在于不互溶两相之间的作用力,其影响因素包括物质组成、相态、温度及压力等,其中温度和压力是主要影响因素,因此根据地史时期的温压条件可以求取气—水之间的界面张力(包茨,1988;杨胜来和魏军之,2004).

孔喉半径是衡量岩石孔隙结构的重要指标,直接影响着毛细管力的大小(杨胜来和魏军之,2004).一般孔喉半径越大,岩石渗透性越好,气体分子受到孔喉界面张力的束缚越小,相较于小孔喉的储层,更容易在重力分异作用下向上运移.通过统计该地区侏罗系阿合组致密砂岩压汞实验的分析结果,可以建立依南 2 气藏储层孔隙度与孔喉半径之间的定量关系(图 7).并由此可以通过式(2)建立孔隙度与毛细管力之间的函数模型式:

$$P_{cg} = \frac{111.11\sigma_g}{e^{0.3931\Phi}}, \quad (5)$$

式中: $P_{cg}$  为毛细管阻力,MPa; $\sigma_g$  为气水界面张力,N/m; $\Phi$  为孔隙度,%;在其他条件一定的情况下,孔隙度与毛细管力呈负相关关系,即孔隙度越大,毛细管力越小.

### 2.4 地层水压力

气—水界面上覆地层水压力是天然气在致密储层中运移的另一个重要的阻力之一.上覆水压力越大,对整体向上运动的气体造成的阻力越大.地层水压力在成藏时一般为静水压力(郭秋麟等,2011),由式(3)可知其主要由地层水密度以及临界水柱高度决定.如式(6)所示,地层水的密度可以用地层温度、压力定量表征(解国军等,2004).由于孔隙度随埋深的增大逐渐减小(不考虑次生孔隙),因此临界地层水柱高度可以表达为临界孔隙度的函数(图 8).结合式(3)、式(6)及图 8 可以获得依南 2“连续型”致密

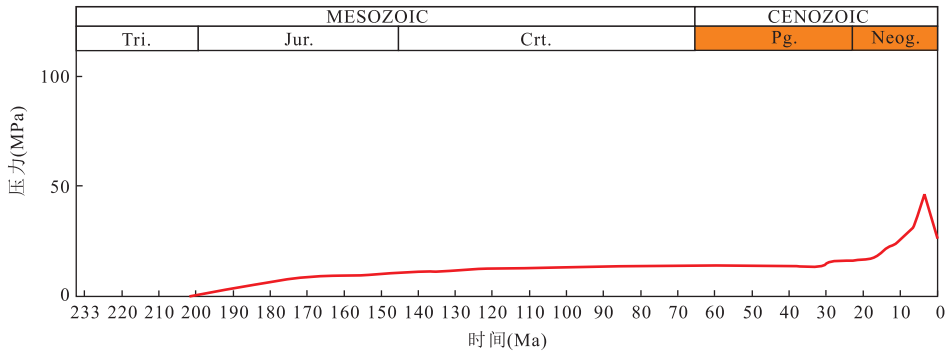


图 6 库车坳陷侏罗系阿合组天然气运聚动力的演化

Fig.6 The evolution of gas dynamic in the Ahe Formation, Jurassic in Kuqa Depression

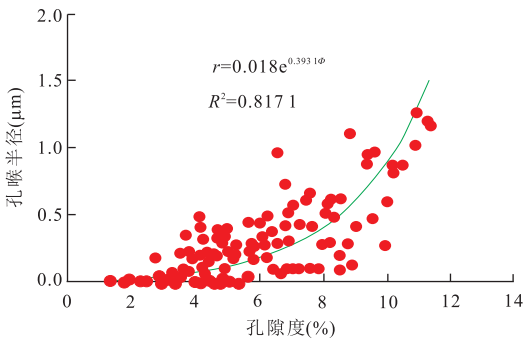


图 7 依南地区侏罗系阿合组孔隙度与孔喉半径关系

Fig.7 The relationship between porosity and pore throat radius in Ahe Formation, Jurassic in Yinan area

砂岩气藏地层水柱压力演化规律式(7).

$$\rho_w = \exp(-\alpha T + \beta P + 6.91), \quad (6)$$

$$P_w = 1.1044 \times 10^5 \times \rho_w \times e^{-0.1906\phi}, \quad (7)$$

式中： $\rho_w$  为地层水密度， $g/m^3$ ； $\alpha$  为水热膨胀系数， $5.00 \times 10^{-4} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ ； $\beta$  为水压缩系数， $4.78 \times 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ ；6.91 为水在  $4 \text{ } ^\circ\text{C}$  下，一个标准大气压条件下  $1000 \text{ kg}/m^3$  得到的常数。

### 2.5 依南 2 致密砂岩气藏临界物性演化模型

将式(5)和式(7)分别代入到式 1 中，通过化简可得到临界物性条件演化模型式：

$$P_{eg} = \frac{111.11\sigma_g}{e^{0.3931\phi}} + 1.1044 \times 10^5 \times \rho_w \times e^{-0.1906\phi}. \quad (8)$$

不同地史时期的流体压力( $P_{eg}$ )，气—水界面张力( $\sigma_g$ )，地层水密度( $\rho_w$ )可以通过地质条件求取。进一步化简之后，可以获得以孔隙度为未知量的非线性方程，即不同地史时期的临界物性求解模型。

### 2.6 求解边界条件

**2.6.1 地层埋深史** 上述分析可知，恢复“连续型”致密砂岩气关键成藏期的临界物性条件时，需要获

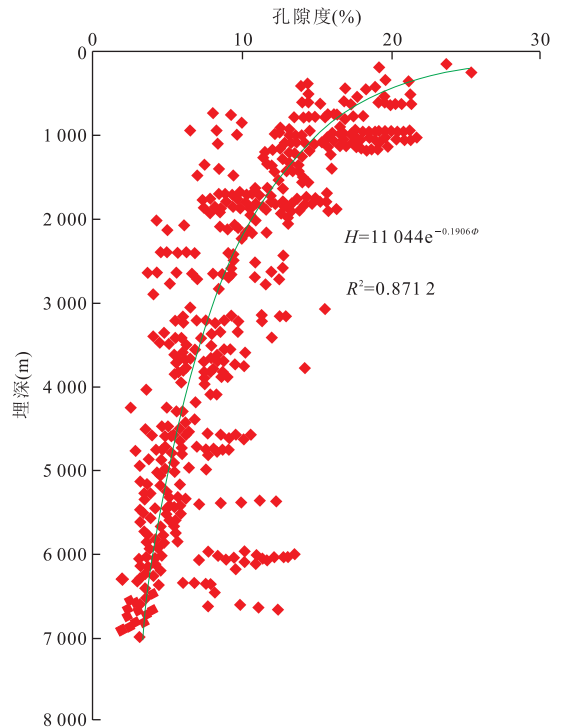


图 8 依南地区砂岩储层孔隙度与储层埋藏深度关系

Fig.8 The relationship between porosity and burial depth in Yinan area

得历史时期的各项参数，包括天然气以及储层的相关参数。地层的埋藏史对这些参数的演化具有重要的控制作用。随着地层埋深的增加，地温场、压力发生变化，地层中流体性质、储层孔隙度、渗透率均会发生相应改变。因此，分析埋藏史是准确获得相关参数的前提条件。本文利用依南 2 井实际地质资料，结合盆地模拟—一维模拟技术恢复了地层埋藏史(图 9)。结合区域构造演化史分析表明，新生代中期以前，下侏罗统地层沉降缓慢，埋藏速率较低；新生代中后期(距今 5 Ma 左右)，由于侧向构造挤压，地层快速沉降，地层埋深达到最大。现今强烈的推覆挤压作用导

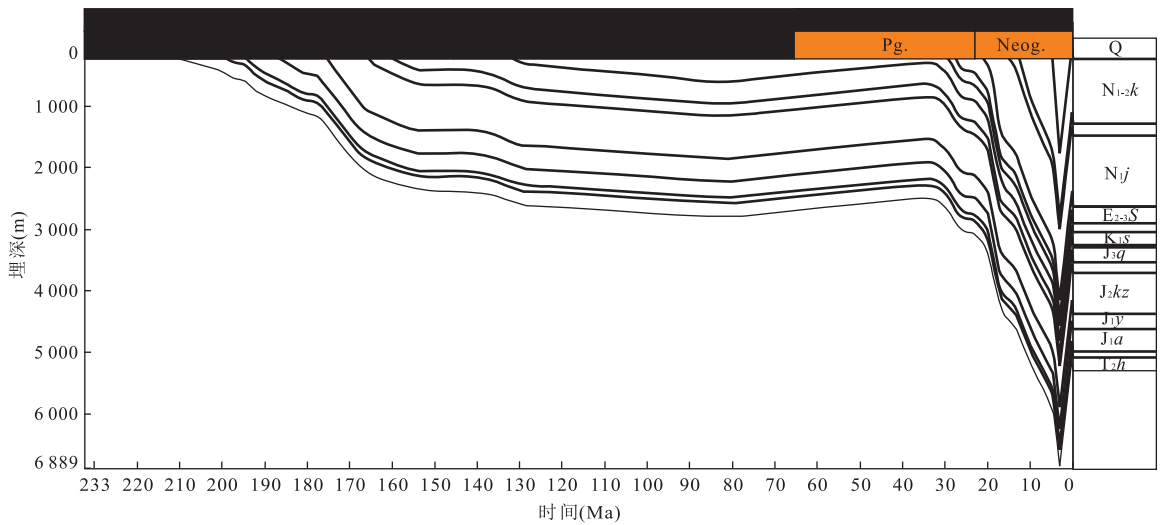


图 9 依南 2 井埋藏史演化  
Fig.9 Burial history of Yinan 2 well

表 2 库车坳陷地史时期地表温度

Table 2 The surface temperature in geological time in the Kuqa depression

地史时期	Q	N <sub>2</sub> k	N <sub>1-2</sub> k	N <sub>1</sub> j	E	K	J	T
古地表温度(℃)	14	14	14	14	15	16	15	15

注:据高瑞祺和赵政璋,2001.

表 3 库车坳陷地温梯度

Table 3 Geothermal gradient in Ku depression

时间(Ma)	0	2	5	23.5	65	145	208	245
地温梯度(℃)	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3	3.1	3.2

注:据梁狄刚等,2004.

致地层抬升.

**2.6.2 温度** 温度作为重要的地质约束条件,直接影响地下流体属性,例如地层水和天然气的密度、气-水界面张力等参数(杨胜来和魏军之,2004).因此,求取地层温度的演化史是准确计算各种参数的基础.根据地史时期地表温度(高瑞祺和赵政璋,2001)(表 2)、地温梯度(梁狄刚等,2004)(表 3)以及埋藏史可以求得目的层段的古地温演化史.

**2.7 模拟结果**

综上所述,获得不同地史时期相关地质参数和边界条件,结合计算模型,即可模拟“连续型”致密砂岩气藏在不同地史时期所需要的临界孔隙度.本文选取了 4 个关键地史时期的相关参数(表 4)并利用式(8),求取依南 2“连续型”致密砂岩气成藏临界孔隙度.

模拟结果表明,“连续型”致密砂岩气成藏的临界物性条件不是一个固定不变的值(表 5),它随成藏地质条件的变化而不断发生改变.在距今 5 Ma 时,由于地层快速沉降,埋深相对较大,理论计算得到的“连续型”致密砂岩成藏所需要的临界孔隙度较小;后期由于构造抬升,地层埋深变浅,理论计算得到的临界孔隙度有所增大.

**2.8 计算结果检验**

为了进一步验证模拟结果的准确性,本文利用含气层厚度作为权数,采用加权平均的方法,分段统计不同孔隙度范围内含气饱和度的变化规律.对比了加权以后的储层含气饱和度与孔隙度之间的关系可以发现(图 10),随着孔隙度逐渐增大,含气饱和度表现出先增大后减小的趋势,当孔隙度为 7.5%左

表 4 依南 2 气藏阿合组在主要历史时期各项参数统计结果

Table 4 Parameters from Ahe Formaiton in Yinan 2 gas reservoir in different periods

地史时(Ma)	埋深(m)	气体压力(10 <sup>5</sup> Pa)	温度(℃)	气-水界面张力(N/m)	水密度(kg/m <sup>3</sup> )
23	2 400	16.29	81.2	0.041	969.89
12	4 300	21.92	126.8	0.027	950.59
5	4 800	40.09	144.6	0.023	950.38
0	4 995	26.25	135.0	0.025	948.66

表 5 依南 2“连续型”致密砂岩气藏成藏临界孔隙度模拟结果

Table 5 The modeling result of critical porosity in Yinan 2 “continuous” tight-sand gas reservoir

时间(Ma)	23	12	5	0
孔隙度(%)	9.89	8.22	5.05	7.26

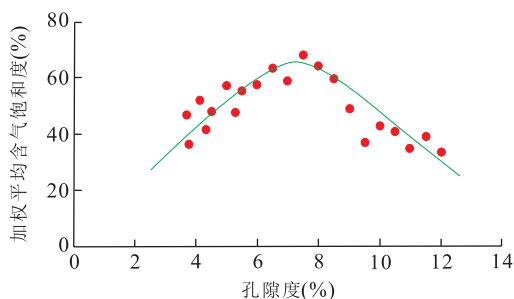


图 10 依南 2 气藏含气饱和度随孔隙度变化关系

Fig.10 The change of gas saturation with the porosity in the Yinan 2 gas reservoirs

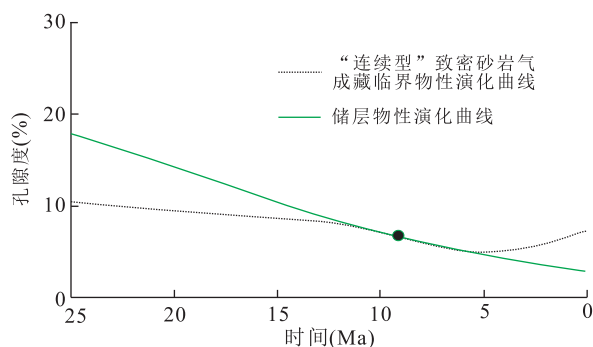


图 11 依南 2“连续型”致密砂岩气藏成藏临界物性与实际物性演化

Fig.11 The evolution of critical porosity and actual critical porosity in Yinan 2 “continuous” tight-sand gas reservoir

右时,含气饱和度达到最大值.由此说明,当孔隙度大于 7.5%时,天然气不能在致密储层中大量聚集,形成“连续型”致密砂岩气藏,即现今依南 2“连续型”致密砂岩气藏临界孔隙度为 7.5%.此结果与理论计算的现今致密砂岩气成藏的临界孔隙度 7.26%基本吻合.

### 3 依南 2“连续型”致密砂岩气藏最早成藏时间探讨

在明确临界物性条件演化的基础上,耦合其与储层孔隙演化的关系,即可确定“连续型”致密砂岩

气藏最早的形成时间.当临界孔隙度与储层孔隙度相等时所对应的时间即是“连续型”致密砂岩气藏能够形成的最早时期.

通过恢复依南 2 气藏阿合组孔隙度演化史和成藏临界物性变化,可以看出依南地区能够形成“连续型”致密砂岩气藏的最早时期是距今 9 Ma,对应临界孔隙度为 6.95%.综合考虑烃源岩排气高峰时间和储层致密化时间的配置关系,可以发现,在下伏三叠系烃源岩达到排气高峰时期(距今 5 Ma),阿合组储集体孔隙度已经小于临界孔隙度,即储层已经普遍致密.储层致密化的时间和烃源岩排气高峰时间具有良好的配置关系,进一步证实依南 2 为“连续型”致密砂岩气藏(图 11).

## 4 结论

(1)“连续型”致密砂岩气藏的形成与分布是一个动态的过程,其受控于储层临界物性条件的变化.在实际地质条件下临界物性受控于气体压力、毛细管压力、上覆水柱压力等多种因素的共同控制,会随地质条件的变化而不断发生改变.因此厘清地史期储层临界物性的演化,对于认识“连续型”致密砂岩气藏的成藏机理和成藏过程具有重要的意义.

(2)在力平衡的基础上,结合依南地区实际地质资料,恢复了依南 2“连续型”致密砂岩气藏临界物性条件的演化过程.模拟结果显示,随着地质条件的演化,依南 2 气藏成藏临界物性条件先减小再增大,现今“连续型”致密砂岩气成藏临界孔隙度为 7.26%.

(3)通过耦合储层临界物性和实际物性演化关系,可以大致确定能够形成“连续型”致密砂岩气藏的最早时期.对比依南 2“连续型”致密砂岩气藏的临界物性和储层物性演化关系可知,该“连续型”致密砂岩气藏形成地最早时间为 9 Ma.结合烃源岩排气高峰时期(5 Ma),进一步证实该气藏为“连续型”致密砂岩气藏.

## References

- Bao, C., 1988. Natural Gas Geology. Science Press, Beijing, 216—217 (in Chinese).
- Berkenpas, P. G., 1991. The Milk River Shallow Gas Pool: Role of the Undip 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 Bulletin*, 67(4): 577—587.
- Cant, D.J., 1986. Diagenetic Traps in Sandstones. *AAPG Bulletin*, 70(2): 155—166.
- Dai, J.X., Ni, Y.Y., Wu, X.Q., 2012. Tight Gas in China and Its Significance in Exploration and Exploitation. *Petroleum Exploration and Development*, 39(3): 257—264 (in Chinese with English abstract).
- Deng, L., Wang, Y.M., 1998. Dynamic Simulation Approach to the Evolution History of the Palaeogeotemperature Field of a Basin. *Journal of Chengdu University of Technology*, 25(Suppl.): 38—47 (in Chinese with English abstract).
- Feng, Z.Q., Zhang, S., Feng, Z.H., 2011. Discovery of “Enveloping Surface of Oil and Gas Overpressure Migration” in the Songliao Basin and Its Bearings on Hydrocarbon Migration and Accumulation Mechanisms. *Science in China (Series D)*, 41(12): 1872—1883 (in Chinese).
- Gao, R.Q., Zhao, Z.Z., 2001. The Frontier Petroleum Exploration in China. Petroleum Industry Press, Beijing, 64 (in Chinese).
- Gies, R.M., 1984. Case History for a Major Alberta Deep Basin Gas Trap: The Cadomin Formation. In: Masters, J. A., ed., Case Study of a Deep Basin Gas Field. *AAPG Memoir*, 38: 115—140.
- Guo, Q.L., Li, J.Z., Chen, N.S., et al., 2011. Modeling of the Tight Sandstone Gas Accumulation for the Xujiache Formation, Hechuan-Tongnan Area, Sichuan Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 38(4): 409—417 (in Chinese with English abstract).
- Guo, X.W., 2010. Overpressure Evolution Caused by Hydrocarbon Generation in Petroliferous Basins—Two Cases Studies from Dongying and Baiyun Depressions (Dissertation). China University of Geosciences, Wuhan, 15—16 (in Chinese with English abstract).
- Hou, Q.J., Zhao, Z.Y., Huang, Z.L., 2011. Accumulation Threshold and Exploration Potential of Deep Basin Oil in the Songliao Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 38(5): 523—529 (in Chinese with English abstract).
- Jia, C.Z., Zheng, M., Zhang, Y.F., 2012. Unconventional Hydrocarbon Resources in China and the Prospect of Exploration and Development. *Petroleum Exploration and Development*, 39(2): 129—136 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, Z.X., Lin, S.G., Pang, X.Q., et al., 2006. The Comparison of Two Types of Tight Sand Gas Reservoir. *Petroleum Geology & Experiment*, 28(3): 210—214, 219 (in Chinese with English abstract).
- Law, B.E., 2002. Basin-Centered Gas Systems. *AAPG Bulletin*, 86(11): 1891—1919.
- Law, B.E., Dickinson, W.W., 1985. Conceptual Model for Origin of Abnormally Pressured Gas Accumulation in Low-Permeability Reservoirs. *AAPG Bulletin*, 69(8): 1295—1304.
- Law, B.E., Spencer, C.W., 1993. Gas in Tight Reservoirs—An Emerging Major Source of Energy. *USGS Professional Paper*, 12(1): 233—252.
- Liang, D.G., Chen, J.P., Zhang, B.M., et al., 2004. Petroleum Geology and Exploration of Tarim Basin. Petroleum Industry Press, Beijing, 119 (in Chinese).
- Ma, Z.Z., Dai, G.W., Sheng, X.F., et al., 2013. Tight Sand Oil Reservoir of Continuous Type in Northern Songliao Basin and Its Geological Significance. *Journal of China University of Mining & Technology*, 42(2): 221—229 (in Chinese with English abstract).
- Masters, J.A., 1979. Deep Basin Gas Trap, Western Canada. *AAPG Bulletin*, 63(2): 152—181.
- Mi, J.K., Xiao, X.M., Liu, D.H., et al., 2003. Study on Upper-Paleozoic Deep Basin Gas Migration in Ordos Using Inclusion Information. *Acta Petroli Sinica*, 24(5): 46—51 (in Chinese with English abstract).
- Pang, X.Q., Jin, Z.J., Jiang, Z.X., et al., 2003. Critical Condition for Gas Accumulation in the Deep Basin Trap and Physical Modeling. *Natural Gas Geoscience*, 14(3): 207—214 (in Chinese with English abstract).
- Rose, P.R., Everett, J.R., Merin, I.S., 1984. Possible Basin Centered Gas Accumulation, Raton Basin, Southern Colorado. *Oil & Gas Journal*, 82(40): 190—197.
- Schmoker, J.W., 1999. Geological Survey Assessment Model for Continuous (Unconventional) Oil and Gas Accumulations—The “FORSPAN” Model. *US Survey Bulletin*, 2168: 2—9.
- Wang, T., 2002. Deep Basin Gas Field in China. Petroleum Industry Press, Beijing, 44—45 (in Chinese).
- Wu, H.Y., Liang, X.D., Xiang, C.F., et al., 2007. The Synclinal Reservoir Characteristics and Accumulation Mechanism in Songliao Basin. *Science in China (Series D)*, 37(2): 185—191 (in Chinese).
- Xie, G.J., Jin, Z.J., Yang, L.N., 2004. Numerical Simulation on Accumulation Mechanism of Deep Basin Gas. *Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science)*, 28(5): 13—17 (in Chinese with English abstract).
- Xing, E.Y., Pang, X.Q., Xiao, Z.Y., et al., 2011. Type Discrimination of Yinan 2 Gas Reservoir in Kuqa Depres-

- sion, Tarim Basin. *Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition)*, 35(6): 21–27, 35 (in Chinese with English abstract).
- Yang, S.L., Wei, J.Z., 2004. *Reservoir Physics*. Petroleum Industry Press, Beijing, 185 (in Chinese).
- Yang, T., Zhang, G.S., Liang, K., et al., 2012. The Exploration of Global Tight Sandstone Gas and Forecast of the Development Tendency in China. *Chinese Engineering Science*, 14(6): 64–68, 76 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, J.C., 2006. Source-Contacting Gas; Derived from Deep Basin Gas or Basin-Centered Gas. *Natural Gas Industry*, 26(2): 46–48 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, J.C., Jin, Z.J., Pang, X.Q., 2000. Formation Conditions and Internal Features of Deep Basin Gas Accumulations. *Experimental Petroleum Geology*, 22(3): 210–214 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, J.C., Tang, X., Bian, R.K., et al., 2008. Dynamic Equations for Nonassociated Gas Accumulation. *Petroleum Exploration and Development*, 35(1): 73–79 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, J.C., Zhang, J., 2003. Equilibrium Principle and Mathematic Description for Source-Contacting Gas Accumulation. *Geological Journal of China Universities*, 9(3): 458–466 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C.N., Jia, J.H., Tao, S.Z., et al., 2011. Analysis of Reservoir Forming Conditions and Prediction of Continuous Tight Gas Reservoirs for the Deep Jurassic in the Eastern Kuqa Depression, Tarim Basin. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 85(5): 1173–1186. doi: 10.1111/j.1755-6724.2011.00549.x
- 附中文参考文献**
- 包茨, 1988. 天然气地质学. 北京: 科学出版社, 216–217.
- 戴金星, 倪云燕, 吴小奇, 2012. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义. *石油勘探与开发*, 39(3): 257–264.
- 邓林, 王英民, 1998. 盆地古地温场演化动态数值模拟方法及其应用. *成都理工学院学报*, 25(增刊): 38–47.
- 冯志强, 张顺, 冯子辉, 2011. 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. *中国科学(D辑)*, 41(12): 1872–1883.
- 高瑞祺, 赵政璋, 2001. 中国油气新区勘探. 北京: 石油工业出版社, 64.
- 郭秋麟, 李建忠, 陈宁生, 等, 2011. 四川合川—潼南地区须家河组致密砂岩气成藏模拟. *石油勘探与开发*, 38(4): 409–417.
- 郭小文, 2010. 含油气盆地生烃增压演化研究——以东营凹陷和白云凹陷为例(博士学位论文). 武汉: 中国地质大学, 15–16.
- 侯启军, 赵占银, 黄志龙, 2011. 松辽盆地深盆油成藏门限及勘探潜力. *石油勘探与开发*, 38(5): 523–529.
- 贾承造, 郑民, 张永峰, 2012. 中国非常规油气资源与勘探开发前景. *石油勘探与开发*, 39(2): 129–136.
- 姜振学, 林世国, 庞雄奇, 等, 2006. 两种类型致密砂岩气藏对比. *石油实验地质*, 28(3): 210–214, 219.
- 梁狄刚, 陈建平, 张宝民, 等, 2004. 塔里木盆地库车坳陷陆相油气的生成. 北京: 石油工业出版社, 119.
- 马中振, 戴国威, 盛晓峰, 等, 2013. 松辽盆地北部连续型致密砂岩油藏的认识及其地质意义. *中国矿业大学学报*, 42(2): 221–229.
- 米敬奎, 肖贤明, 刘德汉, 等, 2003. 利用包裹体信息研究鄂尔多斯盆地上古生界深盆气的运移规律. *石油学报*, 24(5): 46–51.
- 庞雄奇, 金之钧, 姜振学, 等, 2003. 深盆地成藏门限及其物理模拟实验. *天然气地球科学*, 14(3): 207–214.
- 王涛, 2002. 中国深盆地气田. 北京: 石油工业出版社, 44–45.
- 吴河勇, 梁晓东, 向才富, 等, 2007. 松辽盆地斜油藏特征及成藏机理探讨. *中国科学(D辑)*, 37(2): 185–191.
- 解国军, 金之钧, 杨丽娜, 2004. 深盆地成藏数值模拟. *石油大学学报(自然科学版)*, 28(5): 13–17.
- 邢恩袁, 庞雄奇, 肖中尧, 等, 2011. 塔里木盆地库车坳陷依南 2 气藏类型的判别. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 35(6): 21–27, 35.
- 杨胜来, 魏军之, 2004. *油层物理学*. 北京: 石油工业出版社, 185.
- 杨涛, 张国生, 梁坤, 等, 2012. 全球致密气勘探开发进展及中国发展趋势预测. *中国工程科学*, 14(6): 64–68, 76.
- 张金川, 2006. 从“深盆地”到“根缘气”. *天然气工业*, 26(2): 46–48.
- 张金川, 金之钧, 庞雄奇, 2000. 深盆地成藏条件及其内部特征. *石油实验地质*, 22(3): 210–214.
- 张金川, 唐玄, 边瑞康, 等, 2008. 游离相天然气成藏动力连续方程. *石油勘探与开发*, 35(1): 73–79.
- 张金川, 张杰, 2003. 深盆地成藏平衡原理及数学描述. *高校地质学报*, 9(3): 458–466.