

致密砂岩气藏充注模拟实验及气藏特征 ——以川中地区上三叠统须家河组砂岩气藏为例

谢增业^{1,2} 杨春龙^{1,2} 李剑^{1,2} 金惠^{1,2} 王小娟³
郝翠果^{1,2} 张璐^{1,2} 国建英^{1,2} 郝爱胜^{1,2}

1. 中国石油勘探开发研究院 2. 中国石油天然气集团有限公司天然气成藏与开发重点实验室
3. 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院

摘要: 致密砂岩气藏岩石孔喉细小、孔隙结构复杂、含水饱和度较高且主控因素不明,制约了对天然气规模成藏机制的认识和气水分布的预测。为此,以四川盆地中部(以下简称川中地区)上三叠统须家河组致密砂岩气藏为研究对象,应用基于低场核磁共振与高压驱替装置有机结合的模拟实验设备,开展致密砂岩在不同驱替压力下气驱水过程的在线动态模拟,研究不同压力下气、水在岩石中的赋存及流动特征,定量表征流体饱和度与充注压力、岩石孔径等的关系,探讨致密砂岩气富集机理。研究结果表明:①决定须家河组气藏含气饱和度高低的主要因素是孔径介于0.1~10.0 μm的储集空间;②含气饱和度总体上有随孔隙度和渗透率增大而升高的趋势,孔隙条件相近时,含气饱和度高低主要受控于孔径大于1.0 μm的储集空间,大孔径占比越高,含气饱和度越大;③须家河组致密砂岩在3.0~5.5 MPa充注压力下达到总含气饱和度的70%,此后随充注压力增大,含气饱和度增幅缓慢且总量小;④“小压差驱动、相对大孔径空间储集的耦合”是低生气强度区致密砂岩形成较高含水饱和度大中型气田的重要因素。结论认为,川中地区须家河组储层“孔径小、生气强度低、近源聚集”的特点决定了其主要以小压差驱动、相对大孔径空间储集,天然气可以规模富集成藏,但储层含水饱和度高。

关键词: 低生气强度区;致密砂岩;模拟实验;天然气;核磁共振;晚三叠世须家河期;四川盆地中部

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2020.11.004

Charging simulation experiment and characteristics of tight sandstone gas reservoirs: A case study of the Upper Triassic Xujiahe Formation sandstone gas reservoir in the central Sichuan Basin

XIE Zengye^{1,2}, YANG Chunlong^{1,2}, LI Jian^{1,2}, JIN Hui^{1,2}, WANG Xiaojuan³,
HAO Cuiguo^{1,2}, ZHANG Lu^{1,2}, GUO Jianying^{1,2}, HAO Aisheng^{1,2}

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang, Hebei 065007, China; 2. CNPC Key Laboratory of Gas Reservoir Formation and Development, Langfang, Hebei 065007, China; 3. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 40, ISSUE 11, pp.31-40, 11/25/2020. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Tight sandstone gas reservoir has small pore throat, complex pore structure and high water saturation with the main controlling factors unknown, which makes it difficult to investigate the large-scale hydrocarbon accumulation mechanism of gas reservoir and predict gas and water distribution. By taking the tight sandstone gas reservoir of Upper Triassic Xujiahe Formation in the central Sichuan Basin as the research object, on-line dynamic simulation was carried out on gas-driving-water process in tight sandstone under different displacement pressures using the simulation experimental equipment based on the organic combination of low-field NMR and high-pressure displacement device. Then, the occurrence and flow characteristics of gas and water in rocks under different pressures were investigated, and the relationships between fluid saturation and charging pressure and pore diameter were characterized quantitatively. Finally, the enrichment mechanisms of tight sandstone gas were discussed. And the following research results were obtained. First, the main reservoir body controlling the gas saturation of Xujiahe Formation gas reservoir is the reservoir space with a pore diameter of 0.1–10.0 μm. Second, on the whole, gas saturation presents an increasing trend with the increase of porosity and permeability. When porosity and permeability are similar, gas saturation is mainly controlled by reservoir space with a pore diameter larger than 1.0 μm. And the larger the proportion of large pore diameter, the higher the gas saturation. Third, the gas saturation of the Xujiahe Formation tight sandstone reaches 70% of the total value under a charging pressure of 3.0–5.5 MPa and then it increases slowly and the total increase is small with the increase of the charging pressure. Fourth, "coupling of small differential pressure drive and reservoir space with relatively large pore diameter" is an important factor for the formation of large- and medium-sized gas fields with high water saturation in the tight sandstone of low gas generation intensity region. In conclusion, due to the characteristics of "small pore diameter, low gas generation intensity and proximal accumulation", the Xujiahe Formation reservoir in the central Sichuan Basin is mainly driven by small pressure difference and has the reservoir space with relatively large pore diameters. Natural gas can be enriched and accumulated into reservoirs on a large scale, but the reservoir has high water saturation.

Keywords: Low gas generation intensity region; Tight sandstone; Simulation experiment; Natural gas; NMR; Upper Triassic Xujiahe Formation; Central Sichuan Basin

基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(编号:2016ZX05007-003)、中国石油天然气股份有限公司科技项目“大中型天然气田(区)勘探关键技术及目标评价”(编号:2019B-0605)。

作者简介: 谢增业, 1965年生, 高级工程师, 博士; 主要从事油气地球化学和油气成藏综合研究工作。地址:(065007)河北省廊坊市广阳区万庄44号信箱。ORCID: 0000-0002-0824-6430。E-mail: xiezengye69@petrochina.com.cn

通信作者: 杨春龙, 1989年生, 工程师, 硕士; 主要从事油气地球化学和油气成藏综合研究工作。地址:(065007)河北省廊坊市广阳区万庄44号信箱。ORCID: 0000-0001-5005-6166。E-mail: clyang1989@163.com

0 引言

致密砂岩气是中国天然气重要的组成部分之一^[1-2],并且随着天然气勘探的不断深入和资源劣质化的加剧,其占比还将逐渐增大。截至 2018 年底,我国探明致密砂岩气储量为 $5.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 占全国天然气探明总储量 ($12.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$) 的 45%。天然气在低孔、低渗—特低渗致密砂岩储层中的流动性差,使得气藏中的气、水关系复杂^[3-5]。2005 年以来,已在四川盆地中部(以下简称川中地区)上三叠统须家河组发现广安、合川、安岳、充西及蓬莱等一批大中型气田(藏),天然气储量规模达万亿立方米^[6-8],但气藏普遍含水,含水饱和度介于 20% ~ 60% (主峰介于 35% ~ 50%),含气饱和度介于 40% ~ 80% (主峰介于 50% ~ 65%)。川中地区须家河组烃源岩总生气强度一般小于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ^[9],其中,须家河组一段、二段生烃强度大多小于 $5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ^[10]。低生气强度区(生气强度小于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)形成低含气饱和度大中型气田的关键控制因素和如何来定量表征含气饱和度与主控因素的关系是亟待解决的难题。尽管早期的研究认为致密砂岩气具有“源储交互叠置、孔缝网状输导、近源高效聚集”^[9]以及大面积“连续型”^[11]成藏机制,但仍不能合理解释低生气强度区高含水大中型气田的本质特征。针对这一问题,笔者在分析总结前人的研究成果及须家河组致密砂岩常规储层物性的基础上,应用基于低场核磁共振与高压驱替装置有机结合的天然气运聚模拟实验设备,开展了川中地区须家河组致密砂岩在不同驱替压力下氮气驱替水过程的无损在线动态模拟实验,研究不同压力下气、水在岩石中的赋存及流动特征,定量表征流体饱和度与充注压力、岩石孔径等的关系,深化致密砂岩气富集机理的认识,以期为拓展须家河组乃至其他地区致密砂岩气的勘探领域提供理论技术支持。

1 地质背景

四川盆地须家河组是在中三叠世雷口坡期侵蚀面基础上沉积的陆相煤系碎屑岩,上覆地层为下侏罗统珍珠冲组杂色或紫红色泥砂岩,下伏地层为中三叠统雷口坡组碳酸盐岩。地层自西向东逐渐抬升,为一平缓大斜坡(倾角介于 $2^\circ \sim 3^\circ$)。须家河组自下而上可细分为 6 个岩性段,依次定名为须一段(T_3x^1)、须二段(T_3x^2)、须三段(T_3x^3)、须四段(T_3x^4)、

须五段(T_3x^5)和须六段(T_3x^6)^[12],其中, T_3x^1 、 T_3x^3 、 T_3x^5 以煤系泥岩为主,是主要的烃源层,各段内泥岩层间的砂岩也可以成为储集层; T_3x^2 、 T_3x^4 、 T_3x^6 以砂岩为主,是主要的储集层,各层段内砂岩层间的少量薄煤层(煤线)或碳质泥岩也可以成为烃源层。烃源层和储集层的交替发育构成了须家河组独特的源储交互叠置结构(图 1)^[9,13],是烃源岩生成的油气就近运移聚集成藏的重要地质基础^[14]。须家河组烃源岩总生气强度大于 $50 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的区域主要分布在川西中南部地区,川中—川西过渡带为 $20 \times 10^8 \sim 50 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,盆地中东部广大地区以小于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 为主(图 1),尤其是川中地区,各层段的生气强度均较低, T_3x^1 、 T_3x^3 和 T_3x^5 生气强度分别为 $1 \times 10^8 \sim 4 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 、 $2 \times 10^8 \sim 4 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 和 $5 \times 10^8 \sim 10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ^[10]。 T_3x^2 、 T_3x^4 、 T_3x^6 储层岩石类型均主要为长石石英砂岩、长石岩屑砂岩和岩屑石英砂岩,只是 T_3x^6 储层的岩屑石英砂岩相对比例略大;储集空间为残余原生粒间孔隙、次生溶孔(包括粒间溶孔、粒内溶孔)和裂缝;孔隙度均主要介于 5% ~ 10%;渗透率主要介于 0.01 ~ 1.00 mD^[15]。杜金虎等^[15]将须家河组储层孔隙结构分为 4 类:Ⅰ类孔隙度大于 12%,主力孔喉介于 0.250 ~ 6.136 μm ;Ⅱ类孔隙度介于 10% ~ 12%,主力孔喉介于 0.025 ~ 2.611 μm ;Ⅲ类孔隙度介于 7% ~ 10%,主力孔喉介于 0.025 ~ 1.022 μm ;Ⅳ类孔隙度小于 7%,主力孔喉 0.007 ~ 0.406 μm ,并认为第Ⅱ、Ⅲ类是须家河组储层的主要孔隙结构类型。

2 模拟实验样品与方法

2.1 模拟实验样品

模拟实验样品采自川中地区安岳、合川、蓬莱和金华等气田或者含气构造,样品的基本物性参数如表 1 所示。驱替用气体为氮气。

2.2 实验方法原理与条件

核磁共振主要测量岩石孔隙中含氢流体的弛豫特征,是一种快速、无损的分析技术^[16]。通过检测储层流体中的氢质子在磁场中产生的共振信号,不仅可获得储层的有效孔隙度、渗透率等常规物性参数^[17],而且可以定量表征样品的孔隙结构(孔径分布)^[16,18-22]、岩石中流体的赋存状态^[23]、束缚流体及可动流体饱和度^[17,24-26]等重要参数。

孔隙流体的横向弛豫时间(T_2)主要受自由弛豫、

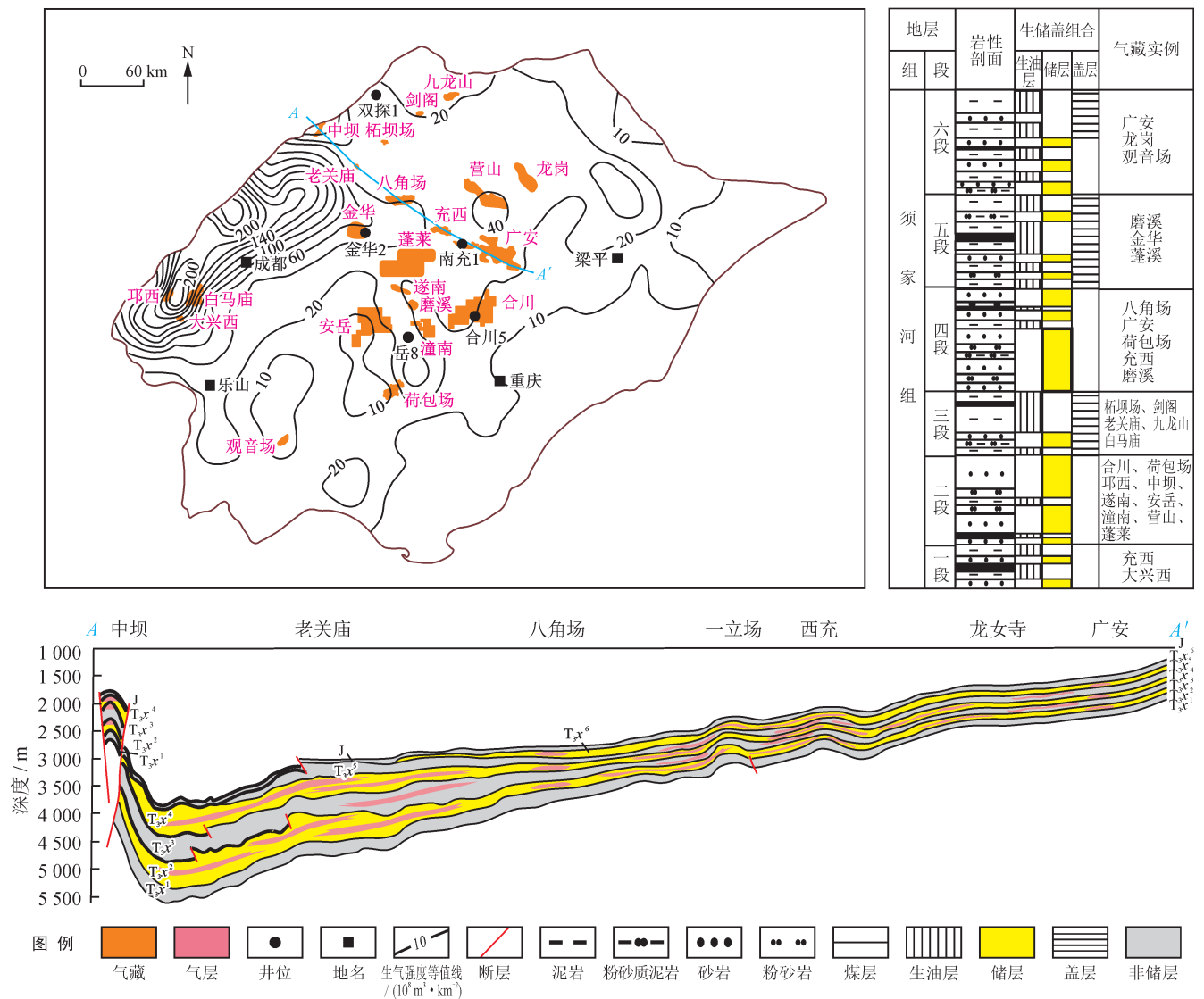


图 1 四川盆地须家河组气藏分布及生储盖层组合柱状图

表 1 四川盆地须家河组致密砂岩模拟实验样品储层物性参数表

气田	样品编号	长×宽	岩性	井深/m	孔隙度	渗透率/mD
安岳	岳 8	4.829 cm×2.524 cm	中砂岩	2 251.9	11.50%	0.437
	岳 12-1	4.665 cm×2.578 cm	中砂岩	2 472.7	7.84%	0.280
	岳 12-2	4.823 cm×2.576 cm	中砂岩	2 485.1	8.49%	0.163
	岳 12-3	4.435 cm×2.604 cm	细砂岩	2 561.0	7.40%	0.122
蓬莱	蓬莱 7-1	4.530 cm×2.523 cm	中砂岩	3 004.1	12.62%	0.568
	蓬莱 7-2	4.239 cm×2.530 cm	细砂岩	3 138.1	9.14%	0.116
金华	金华 2-1	4.707 cm×2.496 cm	细砂岩	3 294.5	4.00%	0.018
	金华 2-2	4.667 cm×2.491 cm	细砂岩	3 303.4	6.40%	0.120
	金华 2-3	4.566 cm×2.485 cm	细砂岩	3 306.4	6.65%	0.136
合川	合川 5	3.998 cm×2.546 cm	细砂岩	2 256.3	6.55%	0.029

表面弛豫和扩散弛豫的影响,可以用式(1)表示^[27-28]。

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2B}} + \frac{1}{T_{2S}} + \frac{1}{T_{2D}} \quad (1)$$

式中 T_2 是孔隙流体的横向弛豫时间, ms; T_{2B} 是横向自由弛豫时间, ms; T_{2S} 是横向表面弛豫时间, ms; T_{2D} 是横向扩散弛豫时间, ms。

自由弛豫是流体本身的核磁共振弛豫性质,它由流体的物理性质(黏度、化学成分等)决定,同时还受温度、压力等环境因素的影响。表面弛豫是孔隙中的流体分子与固体颗粒表面不断碰撞造成能量衰减的过程,其表达式为^[29]:

$$\frac{1}{T_{2S}} = \rho_2 \frac{S}{V} \quad (2)$$

式中 ρ_2 表示岩石横向表面弛豫强度, cm/ms; S 表示孔隙的表面积, cm^2 ; V 表示孔隙的体积, cm^3 。

存在固定磁场梯度时,分子扩散引起的增强横向弛豫速率称为扩散弛豫,其表达式为^[30]:

$$\frac{1}{T_{2D}} = \frac{(\gamma G T_E)^2 D}{12} \quad (3)$$

式中 D 表示流体的扩散系数, cm^2/s ; γ 表示氢核的旋磁比, 无量纲; G 表示磁场梯度, T/cm; T_E 表示脉冲序列(Carr Purcel Meiboom Gill, 简称 CPMG)的回波间隔时间^[28], ms。

由于 T_{2B} 的数值通常介于 2 000 ~ 3 000 ms, 要比 T_2 大得多, 并且主磁场是均匀场($G=0$), T_E 使用最小回波间隔, 因此 T_{2D} 和 T_{2B} 可以忽略, 如式(4)^[29-30]。

$$\frac{1}{T_2} \approx \frac{1}{T_{2S}} = \rho_2 \frac{S}{V} = F_s \frac{\rho_2}{\gamma} \quad (4)$$

式中 F_s 表示几何形状因子。球状孔隙, $F_s=3$; 柱状孔隙, $F_s=2$ 。

由式(4)可知,孔隙内流体的弛豫时间和孔隙半径呈正相关关系,孔隙越小,比表面积越大,表面相互作用的影响越强烈, T_2 时间也越短。因此,可利用 T_2 分布来评价孔隙大小及其孔径分布。

模拟实验由中国石油天然气集团有限公司天然气成藏与开发重点实验室完成。使用的设备是高温高压一维驱替模拟与低场核磁共振分析仪联机在线检测的天然气成藏与开发可视化动态模拟系统(MacroMR12-150H-HTHP-I),核磁共振分析仪主频为 12 MHz,专用岩心夹持器耐温为 150 °C,耐压 70 MPa^[31]。该设备的主要优势是实现了设备允许范围内任意温度压力下的连续无损在线检测,可定量表征岩石含气饱和度与充注压力、岩石物性参数(尤其是孔径大小)之间的关系,省去了研究可动流体饱和度的离心环节^[32]或常规驱替过程与核磁共振分析

各自独立进行的繁琐环节^[23,26],也提高了实验结果的精度。

实验是在室温下进行的,主要实验步骤如下:

①将选取的样品进行烘干、抽真空,在 30 MPa 下加压饱和水 24 h,使岩心孔隙中充分饱和水。②将已饱和水的岩样装进由聚四氟乙烯材料构成的高温高压无磁岩心夹持器中,并连接好岩心夹持器两端气路。③测试岩心饱和水状态的 T_2 谱,主要测试参数为回波间隔 0.300 ms,等待时间 40 000 ms,回波个数 15 000,累加次数 64。④测试不同充注压力下岩心剩余水状态的 T_2 谱。根据实验需要设计若干驱替压力点,从低压开始,检测每个压力点的 T_2 谱;每个压力点需重复多次检测,选取 T_2 谱不再变化或变化较小时的检测结果代表该压力点的 T_2 谱值;其他压力点的 T_2 谱依照同样的流程进行检测。⑤根据不同驱替压力下得到的 T_2 谱数据可以计算出岩心的孔隙分布、含水(气)饱和度等参数。

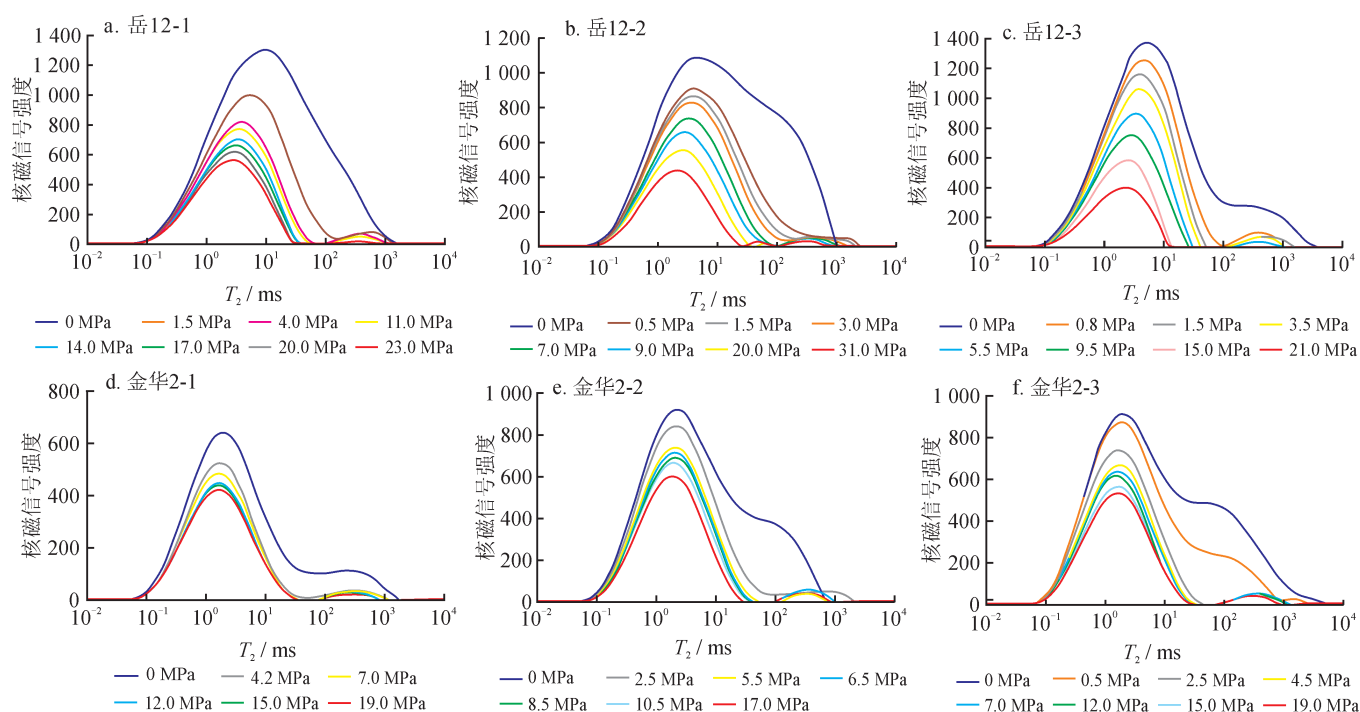
3 实验结果

3.1 岩石孔隙内水赋存特征

每一块岩样完全饱和水(0 MPa)的 T_2 谱曲线与横坐标轴所围成的包络面积代表全部充填水的孔隙(连通孔隙)空间,此时含水饱和度为 100%^[23]。同样,不同驱替压力下每条 T_2 谱曲线的包络面积代表的是该状态下水所充填的孔隙空间,此时的含水饱和度即为该状态下岩石中的残余水饱和度,完全饱和水的 T_2 谱曲线与某一压力下的 T_2 谱曲线所包围的面积代表了该压力驱动所引起的可动水的变化量。从 T_2 弛豫时间与岩石孔径大小的对应关系可知, T_2 弛豫时间越大,表明岩样的大孔径所占比例越高^[33-34]。

将岳 12 井和金华 2 井各 3 块不同孔渗的岩样在不同含水状态下的核磁 T_2 谱曲线列于图 2。由图 2 可见,不同岩样 T_2 谱曲线分布形态差异很大。多数 T_2 谱为双峰形态,且孔隙度、渗透率相对高样品的曲线右峰(T_2 弛豫时间长)较大,包络面积大,说明其大孔隙较多,其中的水可动性强;孔隙度、渗透率越低的岩样,曲线右峰越小,以左峰(T_2 弛豫时间短)为主,包络面积小,以小孔隙为主,其中水的可动性差。岳 12-1、岳 12-2 为单峰或近于单峰形态,包络面积大,说明其大孔隙较多,其中的水可动性强。

比较不同压力下的 T_2 谱曲线(图 2)可以发现,随着驱替压力的增大,同一岩样的 T_2 谱曲线逐渐向

图2 须二段致密砂岩在不同驱替压力下的 T_2 谱曲线图

左下方移动, 说明气体驱替致密砂岩孔隙中水的过程是“渐进式”的, 在相对低压下即可驱替出岩样中较大孔径的孔隙中水, 此时相对小孔径孔隙中的水仍然残留在岩样中; 随着驱替压力的增大, 则可以逐步将不同孔径孔隙中的可动水甚至束缚水依次驱出。因此, 根据完全饱和水与某一压力的 T_2 谱曲线之间的面积分布及大小可定量表征可动水来自哪些孔隙空间及相应的量。总体上, 有随岩样孔隙度、渗透率增大, 可动水比例增大、最终残余水饱和度降低的趋势, 如蓬莱 7 井 2 个孔隙度、渗透率相对较高的样品, 其最终剩余含水饱和度最低, 介于 11% ~ 23%; 金华 2 井 3 个样品物性条件相对较差, 其最终剩余含水饱和度最高, 介于 35% ~ 53%; 岳 12 井 2 个样品的物性居中, 其最终剩余含水饱和度 (22% ~ 27%) 介于两者之间 (图 3)。

3.2 岩石孔径分布特征

由式 (4) 可见, 孔隙半径 r 与核磁 T_2 值成正比, 它们之间存在一个系数 $C (F_s \cdot \rho_2)$ 。对于一个岩心样品而言, 岩石横向表面弛豫强度 ρ_2 、孔隙形状因子 F_s 均可近似看作是常数, 因此系数 C 也应是一个定值, C 值确定后即可将核磁共振 T_2 值换算为孔隙半径。许多学者将核磁共振 T_2 值与压汞实验方法相结合来确定 C 值^[18-21]。笔者通过压汞与核磁方法得到的须家河组致密砂岩 C 值为 0.035 $\mu\text{m}/\text{ms}$, 并利用 C

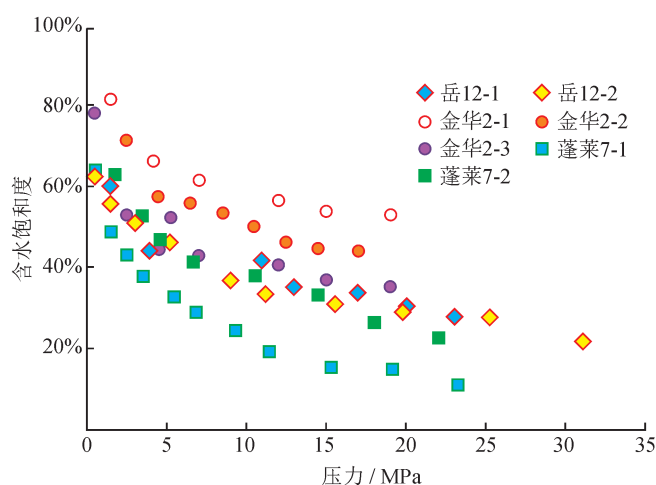


图3 须二段致密砂岩储层含水饱和度与驱替压力关系图

值将核磁共振 T_2 值换算为孔隙半径。计算结果表明, 不同区域须家河组储层孔径主要介于 0.010 ~ 10.000 μm (主峰介于 0.010 ~ 1.000 μm , 其中孔隙度大于 7% 孔径介于 0.010 ~ 1.000 μm 的样品占总孔隙的 56% ~ 75%), 小于 0.010 μm 和大于 10.000 μm 的孔径所占比例较小 (图 4)。该结果与本文参考文献 [15] 利用多种资料确定的须家河组不同级别储层主力孔隙分布范围 (孔径介于 0.025 ~ 2.611 μm 占总孔隙的 65% ~ 70%) 接近。不同孔径的发育程度直接影响储层储集性能的好坏, 实际上决定其对储层最终含气饱和度大小的贡献比例。

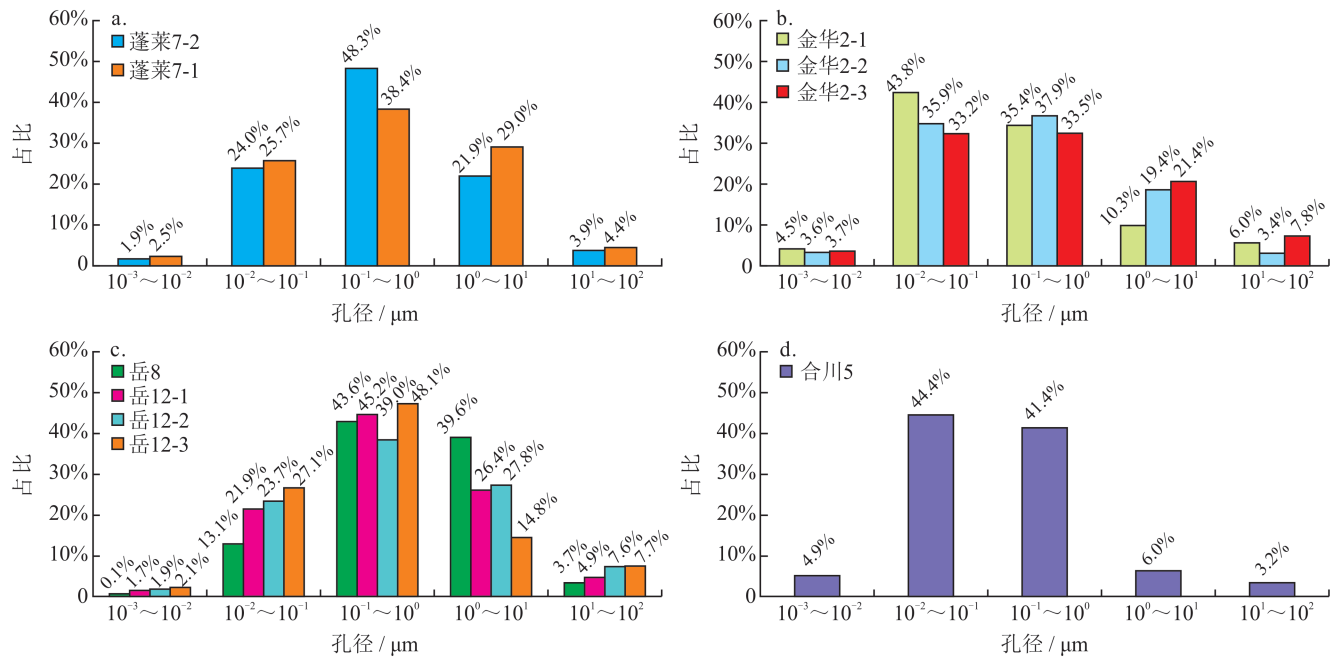


图 4 须二段致密砂岩储层孔径频率分布直方图

3.3 不同孔径储集空间对含气饱和度的贡献

致密砂岩储层原始储集空间是充满地层水的，当烃源岩生成的气体运移到储集层时，气体将逐渐驱替出地层水，储层中气—水置换的比例主要取决于充注动力的大小、储层物性的好坏及所处构造背景条件等。本次模拟实验中，不同驱替压力下直接测到的是岩石剩余含水饱和度，被驱替出去的可动水所占储集空间视为完全被气体置换，也就是将可动水饱和度视为含气饱和度，模拟实验所测得的须家河组含气饱和度介于 23.7% ~ 89%。含气饱和度与其储层孔隙度、渗透率有一定关系，但相关性较低；而孔

隙度、渗透率基本相当时，含气饱和度则主要与孔径大小有关，如金华 2-3 样品和金华 2-2 样品孔隙度、渗透率分别为 6.65%、6.4% 和 0.136 mD、0.120 mD，含气饱和度分别为 65.1% 和 56.2%，两者孔径的差异主要体现在 0.100 ~ 1.000 μm 和 10.000 ~ 100.000 μm 区间（表 2），金华 2-3 样品 0.100 ~ 1.000 μm 和 10.000 ~ 100.000 μm 孔径的占比分别为 34.3% 和 11.0%，而金华 2-2 样品对应的占比分别为 38.3% 和 4.5%。

图 5 为蓬莱 7-1 样品在不同驱替压力下各孔径范围的累计含气饱和度变化趋势图。由图可见，该样

表 2 须二段砂岩储层不同孔径储集空间的含气饱和度贡献统计表

样号	含气饱和度	不同孔径范围的储集空间贡献				
		$10^{-3} \sim 10^{-2} \mu\text{m}$	$10^{-2} \sim 10^{-1} \mu\text{m}$	$10^{-1} \sim 10^0 \mu\text{m}$	$10^0 \sim 10^1 \mu\text{m}$	$10^1 \sim 10^2 \mu\text{m}$
蓬莱 7-2	77.3%	1.0%	13.6%	53.0%	27.5%	4.9%
蓬莱 7-1	89.0%	2.1%	22.0%	39.4%	32.0%	4.5%
岳 8	66.0%	0.1%	9.8%	38.9%	48.1%	3.1%
岳 12-1	72.5%	0.7%	12.1%	44.5%	36.3%	6.4%
岳 12-2	78.3%	1.2%	15.9%	39.1%	34.7%	9.2%
岳 12-3	81.5%	1.4%	20.2%	50.8%	18.1%	9.5%
金华 2-1	47.1%	2.6%	28.9%	37.9%	19.7%	10.9%
金华 2-2	56.2%	2.4%	21.5%	38.3%	33.3%	4.5%
金华 2-3	65.1%	2.2%	20.2%	34.3%	32.3%	11.0%
合川 5	23.8%	3.4%	36.8%	50.8%	6.8%	2.2%

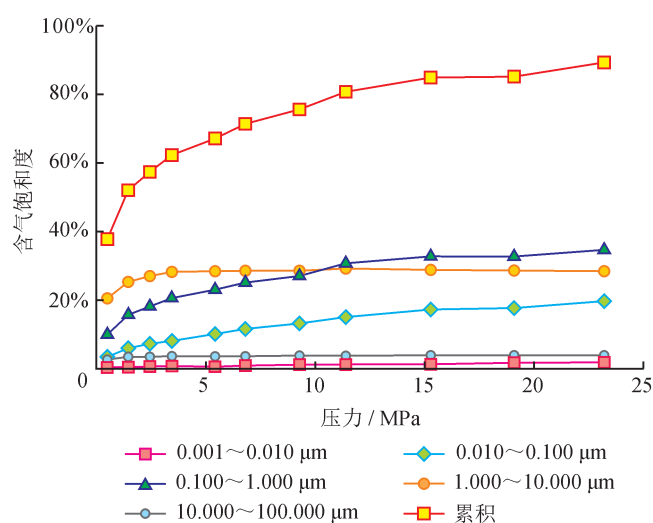


图 5 蓬莱 7-1 样品砂岩储层不同孔径的含气饱和度与充注压力关系图

品累计含气饱和度为 89.0%，对总含气饱和度贡献最大的是孔径介于 0.100 ~ 1.000 μm 的储集空间，占 39.4%；其次是孔径介于 1.000 ~ 10.000 μm 的储集空间，占 32.0%；孔径介于 0.010 ~ 0.100 μm 的储集空间也有较大贡献，占 22.0%；孔径大于 10.000 μm 和小于 0.010 μm 的储集空间贡献分别为 4.5% 和 2.0%。这些孔径对含气饱和度的贡献大小与其在整个岩样孔径分布中所占比例密切相关，如孔径介于 0.100 ~ 1.000 μm 、1.000 ~ 10.00 μm 和 0.010 ~ 0.100 μm 在整个孔径分布中的比例分别为 38.4%、29.0% 和 25.7%（图 4）。其他样品对含气饱和度贡献大的也主要是孔径介于 0.010 ~ 10.000 μm 的储集空间，只是不同样品各自的比例不同而已（表 2）。不同孔径储集空间对含气饱和度的贡献比例与该孔径在岩样中所占比例具有较好的相关性（图 6），如 1.000 ~ 10.000

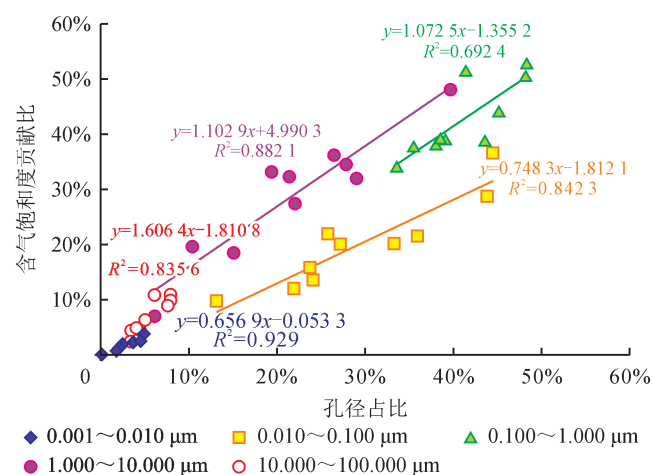


图 6 不同孔径的含气饱和度贡献比例与孔径占比关系图

μm 和 0.010 ~ 0.100 μm 的孔径，含气饱和度贡献比例与孔径占比之间的判定系数为 0.882 1 和 0.842 3；而 10.000 ~ 100.000 μm 和 0.001 ~ 0.010 μm 的判定系数分别为 0.835 6 和 0.929 0。这说明孔径大小对含气饱和度大小起非常重要作用，对须家河组含气饱和度和贡献最大的是孔径 0.100 ~ 10.000 μm 的储集空间。

4 须家河组致密砂岩气藏特征

4.1 须家河组气藏含气饱和度

川中地区已发现的须家河组气藏普遍呈现低含气饱和度的特征，含气饱和度介于 40% ~ 80%，主体介于 50% ~ 65%^[31]（图 7-a）。层系上， T_3x^6 气藏含气饱和度基本小于 60%（图 7-b）； T_3x^4 和 T_3x^2 气藏含气饱和度均以 50% ~ 65% 为主（图 7-a），但不同气藏略有差异。如 T_3x^4 气藏含气饱和度介于 50% ~ 65% 的比例，充西气田为 77.8%、荷包场气田为 80.4%、广安气田为 86.1%（图 7-c）；含气饱和度小于 50% 的比例，充西气田为 0、荷包场气田为 6.7%、广安气田为 10.2%；含气饱和度大于 65% 的比例，充西气田为 22.2%、荷包场气田为 12.8%、广安气田为 3.7%。 T_3x^2 气藏含气饱和度介于 50% ~ 65% 的比例，蓬莱气田为 82.5%、合川气田为 81.2%、安岳气田为 78.0%、荷包场气田为 76.8%（图 7-d）；含气饱和度小于 50% 的比例，蓬莱气田为 9.7%、合川气田为 2.9%、安岳气田为 8.5%、荷包场气田为 15.5%；含气饱和度大于 65% 的比例，蓬莱气田为 7.8%、合川气田为 15.9%、安岳气田为 13.3%、荷包场气田为 7.7%。这些气藏含气饱和度较低也就意味着含水饱和度较高，气水分布整体呈现区域大面积含气、气水混杂分布、气水界限不明显等特征^[4-5]。

4.2 须家河组天然气规模富集机制

小压差驱动与相对大孔径空间储集的耦合是低生气强度区致密砂岩形成高含水饱和度大中型气田的重要机制。早期的研究已从定性、半定量角度讨论了须家河组天然气近源聚集^[9,14]以及大面积“连续型”^[11]成藏机制，但仍未真正揭示其规模成藏且高含水的本质特征。模拟实验结果表明，不同孔径储集空间含气饱和度达到饱和状态所需的压力是有差别的，以蓬莱 7-1 样品为例（图 5），大于 1.000 μm 孔径储集空间在较低压力下即可基本达到饱和，如 10.000 ~ 100.000 μm 和 1.000 ~ 10.000 μm 孔径储集空间分别在 1.5 MPa 和 2.5 MPa 压力下达到总量的

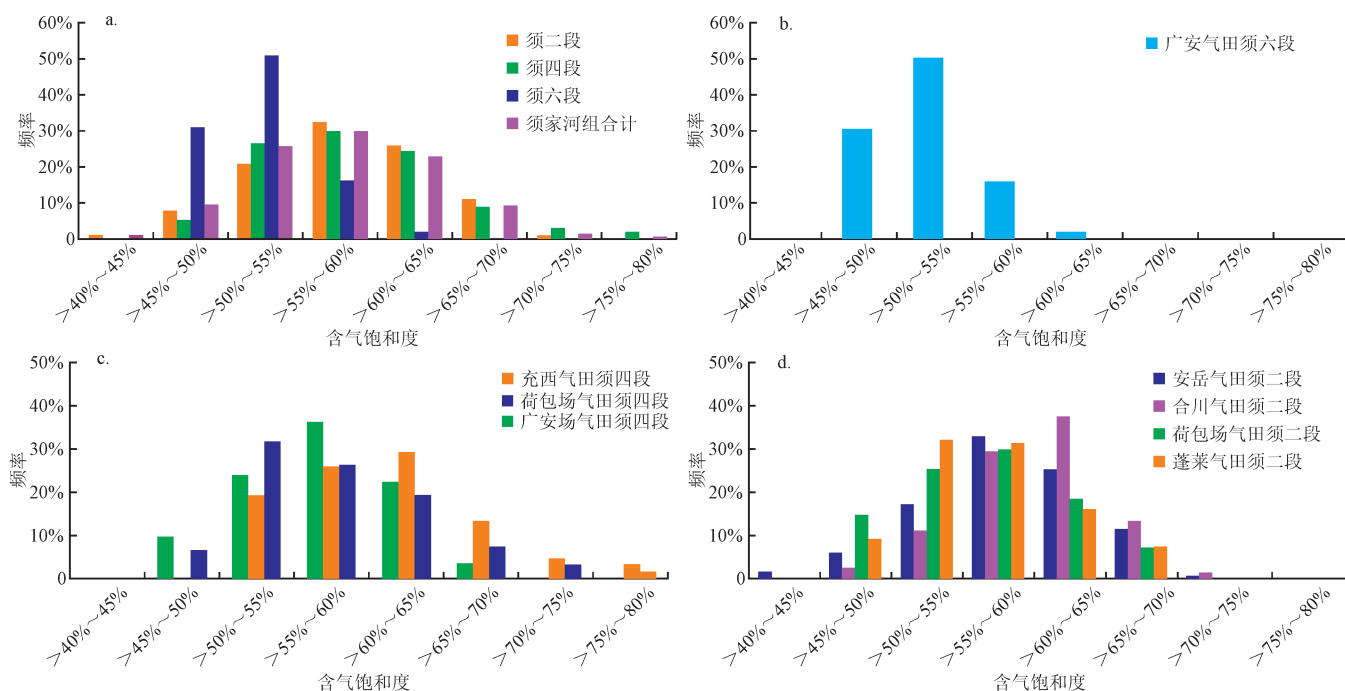


图 7 须家河组气藏含气饱和度分布直方图

90% 和 95%。0.010 ~ 1.000 μm 孔径储集空间则需要较大压力下才能完全充满, 如 0.100 ~ 1.000 μm 孔径储集空间在 2.5 MPa 压力下仅充注 55%, 15.5 MPa 压力下达到总量的 95%, 随压力继续增大, 含气饱和度仍有缓慢增加的趋势; 0.010 ~ 0.100 μm 孔径储集空间在 6.5 MPa 压力下仅达到总量的 60%, 19.0 MPa 压力下达到 90%, 随压力增大, 含气饱和度同样有小幅缓慢增加的趋势。小于 0.010 μm 孔径储集空间, 无论多大压力下充注量均为微量, 对含气饱和度总量的贡献很小。纵观整个岩样的含气饱和度, 3.5 MPa 压力下即达到总量的 70%。除合川 5 样品外, 其他样品含气饱和度也基本是在 3.0 ~ 5.5 MPa 压力下达到总量的 70% (图 8), 后期大压力下

的充注主要进入小孔径储集空间, 总量小且增加缓慢, 因此, 后期大压力驱动对含气饱和度总体贡献相对较小。根据模拟实验结果, 结合烃源岩生气强度低 (T_3x^1 、 T_3x^2 生气强度多小于 $5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)、气藏压力演化史 (剩余压差介于 5 ~ 25 MPa) [35] 和储层孔径分布 (0.010 ~ 10.000 μm) 的特点, 认为小压差 (3.0 ~ 5.5 MPa) 驱动、相对大孔径 (大于 0.100 μm) 空间储集的耦合是须家河组天然气可以形成规模富集、但气藏含水饱和度较高的主要原因。

5 结论

1) 模拟实验新技术可以实现任意压力下流体饱和度的连续无损在线检测, 定量表征岩石流体饱和度与充注压力、物性参数之间的关系, 既简便、快捷, 又提高了实验分析的精度。

2) 川中地区须家河组储层非均质性强, 其孔径介于 0.001 ~ 100.000 μm , 主要介于 0.010 ~ 10.000 μm , 对含气饱和度起主要贡献的是孔径为 0.100 ~ 10.000 μm 的储集空间。

3) 川中地区须家河组气藏含气饱和度主要介于 50% ~ 65%, 具有“渐进式”充注特征, 大于 0.100 μm 孔径的储集空间在 3.0 ~ 5.5 MPa 压力下含气饱和度可达到总量的 70%, 后期大压力驱动主要充注到小孔径储集空间, 对含气饱和度总体贡献相对较小。

4) 须家河组储层孔径小、生烃强度低、近源聚

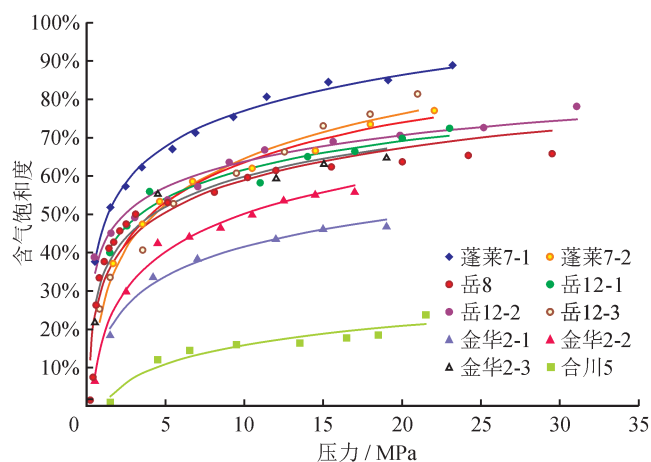


图 8 须二段致密砂岩含气饱和度与压力关系图

集的独特成藏特点, 决定其主要以小压差驱动、相对大孔径空间储集, 是天然气可以形成规模富集但气藏含水饱和度较高的主要原因。

参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] 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.
- [3] 罗超, 贾爱林, 何东博, 等. 四川盆地广安气田须四段、须六段致密砂岩气藏气水分布对比[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(2): 359-370.
LUO Chao, JIA Ailin, HE Dongbo, et al. Comparison study on the distribution of gas and water in Xu-4 and Xu-6 Formations tight gas sandstone reservoir of Guang'an Gasfield, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(2): 359-370.
- [4] 郝国丽, 柳广弟, 谢增业, 等. 广安气田上三叠统须家河组致密砂岩储层气水分布特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2010, 34(3): 1-7.
HAO Guoli, LIU Guangdi, XIE Zengye, et al. Distribution characteristics of gas and water of tight sandstone gas reservoir in Upper Triassic Xujiahe Formation of Guang'an Gasfield[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2010, 34(3): 1-7.
- [5] 陈涛涛, 贾爱林, 何东博, 等. 川中地区须家河组致密砂岩气藏气水分布形成机理[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 218-223.
CHEN Taotao, JIA Ailin, HE Dongbo, et al. Mechanisms of gas-water distribution in tight sandstone gas reservoirs of Xujiahe Formation, Central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(2): 218-223.
- [6] 赵正望, 李楠, 刘敏, 等. 四川盆地须家河组致密气藏天然气富集高产成因[J]. 天然气勘探与开发, 2019, 42(2): 39-47.
ZHAO Zhengwang, LI Nan, LIU Min, et al. Origin of gas accumulation and high yield in tight gas reservoirs of Xujiahe Formation, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2019, 42(2): 39-47.
- [7] 车国琼, 王立恩, 汪轰静, 等. 断层对致密砂岩气藏甜点区的控制作用——以四川盆地中部蓬莱地区须二段气藏为例[J]. 天然气工业, 2019, 39(9): 22-32.
CHE Guoqiong, WANG Li'en, WANG Hongjing, et al. Control action of faults on the sweet spots of tight sandstone gas reservoir: A case study of the second member of Xujiahe gas reservoir in the Penglai area, Central Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(9): 22-32.
- [8] 唐大海, 王小娟, 陈双玲, 等. 四川盆地中台山区须家河组致密砂岩气藏富集高产主控因素[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(11): 1575-1584.
TANG Dahai, WANG Xiaojuan, CHEN Shuangling, et al. Analysis about the main controlling factors of tight gas accumulation and high output in Xujiahe Formation of Zhongtaishan area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(11): 1575-1584.
- [9] 李剑, 魏国齐, 谢增业, 等. 中国致密砂岩大气田成藏机理与主控因素——以鄂尔多斯盆地和四川盆地为例[J]. 石油学报, 2013, 34(增刊 1): 14-28.
LI Jian, WEI Guoqi, XIE Zengye, et al. Accumulation mechanism and main controlling factors of large tight sandstone gas fields in China: Cases study on Ordos Basin and Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(S1): 14-28.
- [10] 李勇, 陈世加, 路俊刚, 等. 近源间互式煤系致密砂岩气成藏主控因素——以川中地区须家河组天然气为例[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(6): 798-808.
LI Yong, CHEN Shijia, LU Jungang, et al. Main controlling factors of near-source and inter bedded-accumulation tight sandstone gas from coal-bearing strata: A case study from natural gas of Xujiahe Formation, Central Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(6): 798-808.
- [11] 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.
- [12] 刘殊, 任兴国, 姚声贤, 等. 四川盆地上三叠统须家河组气藏分布与构造体系的关系[J]. 天然气工业, 2018, 38(11): 1-14.
LIU Shu, REN Xingguo, YAO Shengxian, et al. Relationship between gas reservoir distribution and structural system of Upper Triassic Xujiahe Fm in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(11): 1-14.
- [13] 魏国齐, 杨威, 刘满仓, 等. 四川盆地大气田分布、主控因素与勘探方向[J]. 天然气工业, 2019, 39(6): 1-12.
WEI Guoqi, YANG Wei, LIU Mancang, et al. Distribution rules, main controlling factors and exploration directions of giant gas fields in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(6): 1-12.
- [14] XIE Zengye, LI Jian, LI Zhisheng, et al. Geochemical characteristics of the Upper Triassic Xujiahe Formation in Sichuan Basin, China and its significance for hydrocarbon accumulation[J]. Acta Geologica Sinica (English Edition), 2017, 91(5): 1836-1854.
- [15] 杜金虎, 徐春春, 魏国齐. 四川盆地须家河组岩性大气区勘探[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011: 94-108.
DU Jinhu, XU Chunchun, WEI Guoqi. Large lithologic gas provinces exploration of Xujiahe Formation in Sichuan Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 94-108.
- [16] 周科平, 李杰林, 许玉娟, 等. 基于核磁共振技术的岩石孔隙结构特征测定[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2012, 43(12): 4796-4800.
ZHOU Keping, LI Jieli, XU Yujuan, et al. Measurement of rock

- pore structure based on NMR technology[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2012, 43(12): 4796-4800.
- [17] 高航, 孙卫, 庞振宇, 等. 低渗透致密气藏可动流体饱和度研究——以苏里格苏 48 区块盒 8 段储层为例 [J]. 地球物理学进展, 2014, 29(1): 324-330.
- GAO Hang, SUN Wei, PANG Zhenyu, et al. Movable fluid saturation of low-permeability and tight sandstone gas reservoir: Taking He 8 section of Block Su 48 in Sulige gas field as an example[J]. Progress in Geophysics, 2014, 29(1): 324-330.
- [18] 李爱芬, 任晓霞, 王桂娟, 等. 核磁共振研究致密砂岩孔隙结构的方法及应用 [J]. 中国石油大学学报 (自然科学版), 2015, 39(6): 92-98.
- LI Aifen, REN Xiaoxia, WANG Guijuan, et al. Characterization of pore structure of low permeability reservoirs using a nuclear magnetic resonance method[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(6): 92-98.
- [19] 白松涛, 程道解, 万金彬, 等. 砂岩岩石核磁共振 T_2 谱定量表征 [J]. 石油学报, 2016, 37(3): 382-391.
- BAI Songtao, CHENG Daojie, WAN Jinbin, et al. Quantitative characterization of sandstone NMR T_2 spectrum[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(3): 382-391.
- [20] 刘天定, 赵太平, 李高仁, 等. 利用核磁共振评价致密砂岩储层孔径分布的改进方法 [J]. 测井技术, 2012, 36(2): 119-123.
- LIU Tianding, ZHAO Taiping, LI Gaoren, et al. An improved method to evaluate pore size distribution of tight sandstone reservoir using NMR[J]. Well Logging Technology, 2012, 36(2): 119-123.
- [21] 高树生, 胡志明, 刘华勋, 等. 不同岩性储层的微观孔隙特征 [J]. 石油学报, 2016, 37(2): 248-256.
- GAO Shusheng, HU Zhiming, LIU Huaxun, et al. Microscopic pore characteristics of different lithological reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(2): 248-256.
- [22] 代全齐, 罗群, 张晨, 等. 基于核磁共振新参数的致密油砂岩储层孔隙结构特征——以鄂尔多斯盆地延长组 7 段为例 [J]. 石油学报, 2016, 37(7): 887-897.
- DAI Quanqi, LUO Qun, ZHANG Chen, et al. Pore structure characteristics of tight-oil sandstone reservoir based on a new parameter measured by NMR experiment: A case study of seventh member in Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(7): 887-897.
- [23] 朱华银, 徐轩, 安来志, 等. 致密气藏孔隙水赋存状态与流动性实验 [J]. 石油学报, 2016, 37(2): 230-236.
- ZHU Huayin, XU Xuan, AN Laizhi, et al. An experimental on occurrence and mobility of pore water in tight gas reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(2): 230-236.
- [24] 王为民, 郭和坤, 叶朝辉. 利用核磁共振可动流体评价低渗透油田开发潜力 [J]. 石油学报, 2001, 22(6): 40-44.
- WANG Weimin, GUO Hekun, YE Chaohui. The evaluation of development potential in low permeability oilfield by the aid of NMR movable fluid detecting technology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(6): 40-44.
- [25] 周尚文, 郭和坤, 薛华庆, 等. 基于核磁共振技术的储层含油饱和度参数综合测试方法 [J]. 科学技术与工程, 2014, 14(21): 224-229.
- ZHOU Shangwen, GUO Hekun, XUE Huaqing, et al. Comprehensive testing method for oil saturation parameters in reservoirs based on NMR technology[J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(21): 224-229.
- [26] 胡勇, 徐轩, 李进步, 等. 砂岩气藏充注含气饱和度实验研究 [J]. 天然气地球科学, 2016, 27(11): 1979-1984.
- HU Yong, XU Xuan, LI Jinbu, et al. The experimental research of filling gas saturation in sandstone gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(11): 1979-1984.
- [27] COATES G R, XIAO Lizhi, PRAMMER M G. NMR logging principles and applications[M]. Houston: Halliburton Energy Services Publication, 1999.
- [28] 吴飞, 范宜仁, 李进, 等. $D-T_2$ 二维核磁共振技术发展综述 [J]. 测井技术, 2015, 39(3): 261-271.
- WU Fei, FAN Yiren, LI Jin, et al. A development overview of $D-T_2$ two-dimensional NMR technology[J]. Well Logging Technology, 2015, 39(3): 261-271.
- [29] SLIJKERMAN W F J, HOFMAN, LOOYESTIJN W J, et al. A practical approach to obtain primary drainage capillary pressure curves from NMR core and log data[J]. Petrophysics, 2001, 42(4): 334-343.
- [30] 刘堂晏, 肖立志, 傅容珊, 等. 球管孔隙模型的核磁共振 (NMR) 弛豫特征及应用 [J]. 地球物理学报, 2004, 47(4): 663-671.
- LIU Tangyan, XIAO Lizhi, FU Rongshan, et al. Applications and characterization of NMR relation derived from sphere-capillary model[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2004, 47(4): 663-671.
- [31] 谢增业, 李剑, 吴飞等. 致密砂岩天然气运聚可视化定量模拟新技术及应用 [C]//2016 年全国天然气学术年会, 银川: 2016.
- XIE Zengye, LI Jian, WU Fei, et al. Novel technology and its application of the visualization quantitative simulation experiment for tight sandstone gas migration and accumulation[C]//2016 National Natural Gas Academic Annual Conference, 1 September 2016, Yinchuan, Ningxia, China.
- [32] 周尚文, 薛华庆, 郭伟, 等. 基于低场核磁共振技术的储层可动油饱和度测试新方法 [J]. 波谱学杂志, 2015, 32(3): 489-498.
- ZHOU Shangwen, XUE Huaqing, GUO Wei, et al. Measuring movable oil saturation in reservoirs with low-field NMR technology[J]. Chinese Journal of Magnetic Resonance, 2015, 32(3): 489-498.
- [33] LAI Jin, WANG Guiwen, CAO Juntao, et al. Investigation of pore structure and petrophysical property in tight sandstones[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 91(3): 179-189.
- [34] WANG Xiangzeng, PENG Xiaolong, ZHANG Shoujiang, et al. Characteristics of oil distributions in forced and spontaneous imbibition of tight oil reservoir[J]. Fuel, 2018, 224(7): 280-288.
- [35] 马德文, 邱楠生, 谢增业, 等. 川中地区上三叠统须家河组气田异常高压演化研究 [J]. 沉积学报, 2011, 29(5): 953-961.
- MA Dewen, QIU Nansheng, XIE Zengye, et al. Analysis on evolution of abnormal high formation pressure in gas fields of Upper Triassic Xujiahe Formation, Central Sichuan Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2011, 29(5): 953-961.