

# 致密砂岩储层不同成藏环境下气水分布研究 ——以东胜气田十里加汗气区下石盒子组为例

曹桐生<sup>1,2</sup>, 张厅汉<sup>2</sup>, 张悦<sup>1</sup>, 王璐<sup>2</sup>

(1. 中国石油化工股份有限公司 华北油气分公司, 郑州 450006; 2. 成都理工大学 能源学院, 成都 610059)

[摘要] 中国致密砂岩气资源丰富, 勘探开发潜力广阔, 但已有的开发实践证明致密砂岩气藏的开发仍然面临巨大挑战, 其中气水分布的精细认识是目前的主要挑战之一。为了深入揭示致密砂岩储层在不同成藏环境下的气水分布规律, 本文以东胜气田十里加汗气区上古生界气藏下石盒子组 1 段和 2+3 段储层为例, 在相似准则的基础上, 建立宏观物理模拟实验, 研究了一口水平井底部位置成藏过程中的不同充注方式、不同充注动力、不同岩心类型条件下的气水分布规律。结果表明: 与连续充注相比, 幂式充注下储层中的含气饱和度更高, 平均比连续充注高 7.95%, 阶段性的充注方式使得注入气在停注期间可以进行饱和度再分布, 增大波及体积, 气水分布类型主要以气水同层或含气水层为主, 无边底水; 充注动力研究发现, 连续充注条件下强充注动力会加剧不均匀充注程度, 降低充注气体的波及效率, 导致致密储层中上部的大量地层水被封存, 而幂式充注条件下强充注动力可以改善不均匀充注程度, 改善波及区域的驱替效率, 提高储层的含气饱和度; 岩心类型实验显示, 储层露头岩样由于其更强的非均质性, 充注气体在低物性区域会绕行或充注不彻底, 断裂带沟通或远离充注位置区域, 充注气体未波及, 形成不同规模水体。本次物理模拟实验结果与研究区测井解释结果趋于一致, 研究结果对该区块不同成藏过程气水分布特征的认识具有参考意义。

[关键词] 致密砂岩气藏; 成藏环境; 相似准则; 物理模拟实验; 气水分布特征

[分类号] TE37

[文献标志码] A

## Physical simulation experiment of gas and water distribution during the accumulation of a tight sandstone gas reservoir

CAO Tongsheng<sup>1,2</sup>, ZHANG Tinghan<sup>2</sup>, ZHANG Yue<sup>1</sup>, WANG Lu<sup>2</sup>

1. SINOPEC North China Company, Zhengzhou 450006, China;

2. College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China

**Abstract:** China is rich in tight sandstone gas resources and has broad exploration and development potential. However, the existing developmental practices regarding the development of tight sandstone

[收稿日期] 2022-09-01。

[基金项目] 国家自然科学基金项目(51774053)。

[第一作者] 曹桐生(1984—), 男, 副研究员, 研究方向: 低渗致密油气藏勘探开发, E-mail: caots\_hbsj@sinopec.com。

[引用格式] 曹桐生, 张厅汉, 张悦, 等, 2024. 致密砂岩储层不同成藏环境下气水分布研究——以东胜气田十里加汗气区下石盒子组为例[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 51(1): 60-75.

Cao T S, Zhang T H, Zhang Y, et al., 2024. Physical simulation experiment of gas and water distribution during the accumulation of a tight sandstone gas reservoir[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 51(1): 60-75.

gas reservoirs still faces great challenges, such as detailed understanding of the gas-water distribution is one of the main challenges at present. In order to further reveal the gas-water distribution of tight sandstone reservoirs under different accumulation environments, this paper takes the Upper Paleozoic gas reservoir members 1 and 2+3 of the Hezi Formation as examples, and establishes a macroscopic physical simulation experiment on the basis of similarity criteria. The gas-water distribution of a horizontal well under different injection modes, different injection forces and different core types was studied. The results showed that, compared with continuous injection, the gas saturation in the reservoir under power injection was 7.95% higher on average than that under continuous injection. The phased injection mode enabled the injected gas to redistribute the saturation field during the stopping period and increased the swept volume. The distribution type of gas and water was mainly in the same layer of gas and water or the gas-bearing water layer, with no boundary bottom water. It was found that under the condition of continuous injection, the strong injection force aggravated the uneven injection degree, reduced the sweep efficiency of the inject gas, and led to the sealing of a large amount of formation water in the middle and upper parts of the tight reservoir. Under the power-injection condition, a strong injection power improved the degree of uneven injection, improved the displacement efficiency of the swept area, and increased the gas saturation of the reservoir. A core type test showed that the gas injected in a low physical property area could be diverted or incompletely charged due to the stronger heterogeneity of the outcrop sample. The fault zone communicated or was far away from the injection location, and the injected gas did not spread, but instead formed water bodies of different scales. The results of the physical simulation experiment were consistent with the well logging interpretation results in the study area, and the research results have reference significance for understanding the gas-water distribution characteristics in different accumulation processes in this area.

**Key words:** tight sandstone gas reservoir; reservoir forming environment; similarity criterion; physical simulation experiment; gas-water distribution characteristics

中国致密砂岩气藏资源丰富,开发潜力大,但由于技术和设备一系列问题使得开采难度较高,目前仍面临诸多挑战(王雷等,2021;高阳等,2020;Xie et al.,2021)。致密砂岩气藏由于孔隙度与渗透率很低、非均质性强、毛细管现象突出、原始含水饱和度高等特点(费世祥等,2022;徐晓燕等,2021;董鑫旭等,2019;王继平等,2013),渗流规律十分复杂。主要表现为气藏气井测试产出差异大,平面上不同井区之间、纵向上不同层位之间的产气量与产液量差异均较大,产液来源不明,气水层分布规律不清晰,严重制约了中国致密气藏的高效开发(曾凡成等,2021;Liu et al.,2022)。因此,亟须对致密气藏的气水分布进行深入研究。

前人针对致密砂岩气藏的气水分布特征及主控因素开展了大量研究,熊亮等(2022)通过对中江沙溪庙组地层水的微观赋存状态、宏观分布规

律及主控因素进行研究,得到地层水矿化度类型:以束缚水和毛细管水的形式赋存于储层中,宏观上气水分布受断砂配置、局部构造和河道内部非均质性控制;金文辉等(2013)在对储层砂体和水体纵横向对比的基础上,分析了研究区盒8段水体赋存类型及分布特征,并明确了其主控因素;周翔等(2019)利用生产资料,系统分析了徐深气田致密火山岩气藏气水分布特征,认为烃源岩展布控制了营城组火山岩气藏气水的宏观分布,火山机构和构造联合作用影响天然气的聚集、调整,火山岩复杂的孔隙微观结构制约着储层内气水分异;罗超等(2016)分段建立四川盆地须家河组同类型储层的含水饱和度计算模型,再联合核磁共振与相渗资料求取束缚水饱和度,进一步计算可动水饱和度,结合生产动态资料划分出研究区须四段、须六段气水层的定量识别标准;胡勇等(2021)采用长岩心多点测压物理模拟实验新方

法,开展了气藏衰竭开采物理模拟实验,记录实验过程中由近井到远井区域不同位置地层压力的变化特征,揭示了致密砂岩气藏储量动用规律,形成了含水致密砂岩气藏动用范围评价数学方法,建立了动用范围与储层渗透率、含水饱和度之间关系图版;任广磊(2021)、李彬册等(2021)基于核磁共振实验,从孔隙度和含气饱和度在 T2 图谱的形状规律,研究分析了气水渗流微观机制及其相渗特征;李奇等(2022)为了解决苏里格致密砂岩气藏直井多层合采时普遍产水的复杂渗流问题,基于苏里格致密砂岩气藏砂体纵向叠置类型分析,突破常规多层合采实验方法,设计了复杂气藏双层流动多点测压衰竭开发实验流程,建立不同开发方式下气、水层间可交互越流的双层开发动态物理模拟实验。

前人的研究讨论(胡勇,2018;朱华银等,2016;王静等,2021)大多基于生产动态资料分析出地层水矿化度类型和赋存状态,虽然对致密砂岩气藏气水特征的研究起到一定的帮助,但是

由于实验条件及设备的不完善,没有精细地从成藏过程的角度研究气水分布特征。本文从可视化实验(王璐等,2018)方向入手,利用三维物理模型手段模拟致密砂岩气藏不同充注方式以及不同充注动力的成藏过程,从而得到直观的气水分布特征和含气饱和度变化规律,借助实验饱和度场信息揭示不同时间下气水分布位置,充注气量的影响及其气体突破规律。通过上述研究还原致密砂岩气成藏过程中的气水分布规律,为中国致密砂岩气藏的高效开发提供理论依据和技术支撑。

### 1 工区概况

东胜气田位于鄂尔多斯盆地北部,横跨伊盟隆起、伊陕斜坡和天环向斜 3 个构造单元,行政区划上涵盖了鄂尔多斯市下辖的杭锦旗、达拉特旗、伊金霍洛旗和鄂托克旗以及东胜区,勘探面积合计 8 940 km<sup>2</sup>。研究区是其中南部的十里加汗地区,主要位于乌兰吉林庙断裂带和泊尔江海子断裂带之间,是杭锦旗重点勘探区块(图 1)。

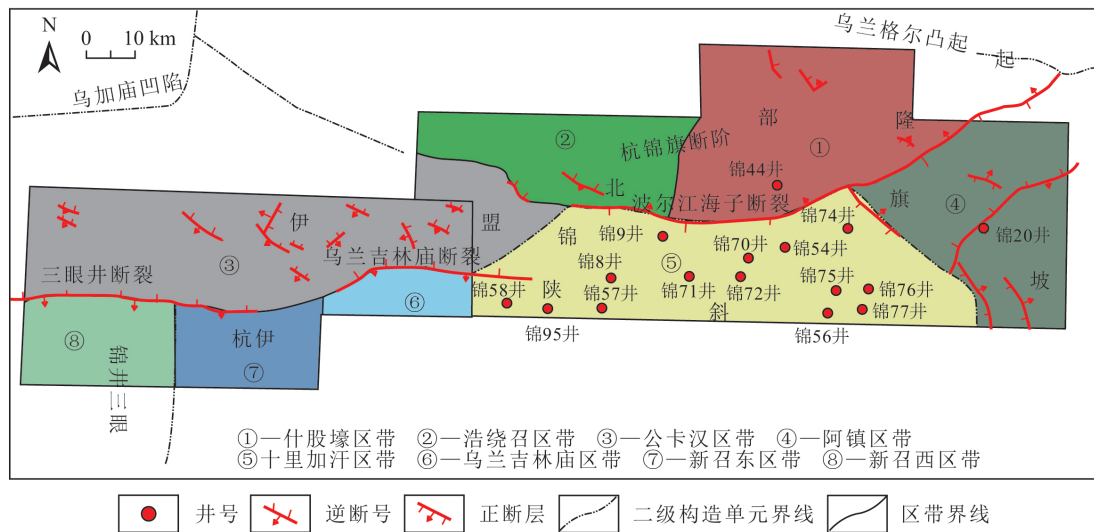


图 1 东胜气田十里加汗地区构造位置图(据曹桐生等,2021)  
Fig. 1 Map of the Shiliqihan area, including the Dongsheng gas field

杭锦旗地区十里加汗区带现今构造整体为东部高、西南低的宽缓单斜,平均坡降为 5 m/km,区内除有少数的鼻状构造外,地层大都十分平缓,不具备形成大型构造圈闭的条件,主要发育大面积的岩性圈闭气藏。上古生界内部沉积连续,以海陆过渡相—陆相河道砂岩沉积为主,地层自下而上发育石炭系太原组以及二叠系山西组、下石盒子组、上石盒子组,其中,太原组与山西组的煤

层为主要烃源岩,连续分布的上石盒子组大套泥岩为区域性盖层,下石盒子组厚度为 100 m 左右,自下而上可分为盒 1 段、盒 2 段和盒 3 段,是研究区主要含气层段。盒 1 段气藏主要储集体为三角洲平原及冲积扇上的辫状河砂体,盒 2、盒 3 段主要为辫状河沉积(曹桐生等,2021)。

下石盒子组成岩及孔隙演化过程复杂,曹桐生等(2021)运用铸体薄片分析、扫描电镜、X 衍射

及物性分析等方法,对研究区低渗透致密储层成因及孔隙演化过程进行了研究,结果表明:下石盒子组优质储层发育受控于断裂带、煤系地层、沉积相、埋藏深度及溶蚀作用强度;辫状河比冲积扇更有利于储层发育,断裂带有利于储层溶蚀孔隙发育;储层储集空间类型包括残余原生孔隙、粒间溶孔、粒内溶孔及微裂缝,次生孔隙数量明显高于残余原生孔隙;压实作用和胶结作用破坏了储层原生孔隙,早期方解石胶结对储层具有双重作用,溶蚀孔隙是储层的主要孔隙类型。

该储层岩性以岩屑砂岩、岩屑石英砂岩为主,粒度以粗粒为主,分选中等;孔隙类型以粒间溶孔、填隙物内溶孔和粒内溶孔为主;储层孔隙度 5.0%~18.72%,平均值 9.2%;渗透率(0.15~

6.47)×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,平均 0.58×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,总体属于低孔低渗的致密储集砂岩类型;储层平均温度 90.02 °C,平均压力 24.89 MPa,正常温度、低压—常压系统。

### 1.1 目前存在问题

十里加汗地区上古生界气藏气井测试产出差异大,平面上不同井区之间、纵向上不同层位之间的产气量与产液量差异均较大,产液来源不明。以上古生界气藏锦 72 井区产液特征数据为例(表 1),各层位返排率高,但日产液量差异大,气水层分布规律和主要控制因素仍未清晰,对气井产能具有较大的影响,制约开发效益。因此,研究不同充注方式、不同充注动力、不同充注类型岩心的气水分布特征等主控因素,对优化选区、提高开发效益具有重要的作用。

表 1 东胜气田十里加汗气区上古生界气藏锦 72 井区产液特征表  
Table 1 Liquid production characteristics of the Well Jin72 of the Upper Paleozoic gas reservoir in the Shiga sweat gas area, Dongsheng gas field

锦 72 井区					
层位	试气井数/口	产气井数/口	返排率/%	产液量/(m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	平均无阻/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )
盒 3	1	0	126	0.9	0
盒 2	3	3	104	3.3	0.1270
盒 1	15	10	118	4	0.4292
山 2	11	7	123	7.5	0.5127
山 1	16	6	98	12	0.7890
太原	4	2	123	4.5	0.0783

## 2 实验方法与步骤

### 2.1 物理模型建立

物理模拟实验是油气藏开发研究的一个重要方法。由于致密气藏储层基质十分致密、非均质性强、普遍含水、渗流规律复杂,难以通过数值模拟和气藏工程方法进行气藏开发动态预测,多借助于物理模拟方法,来研究油气藏流体在岩石多孔介质中的渗流规律,为油气田开发方案设计提供指导。它的理论基础是相似理论(焦春艳等, 2019),通过影响油气藏一系列相似准数可以将油气田现场的单井模型按比例缩小转化为实验室的小尺寸模型,用来研究各物理量之间的函数关系,当同一类物理现象的单值条件相似,并且对应的相似准则(由单值条件中的物理量组成)相等时,这些现象必定相似,这是判断 2 个物理现象是否相似的充分必要条件。

相似准则的基本假设条件如下:

- (1)气藏是高压、等温渗流;
- (2)气与水两相不混溶, Darcy 定律对气和水均成立;
- (3)地层视均质且等厚;
- (4)储层介质为多孔介质,具有各向同性;
- (5)气、水黏度分别保持不变;
- (6)束缚水饱和度全流畅均匀,残余气饱和度全流畅均匀。

当气藏采用水平井进行开发时,水平井有效井段为主要泄流面,储层流动以垂直于水平井段的直线流为主,因此,当以规则井网开发时,低渗致密气藏储层渗流问题可简化为若干个一维直线渗流问题。设计把 3 个方岩心并排放置,岩心长度  $a=50$  mm,对应水平井的井距;岩心宽度  $b=200$  mm,对应水平井有效井段长度(泄流区域);岩心厚度  $h=100$  mm,对应储层有效厚度,(图 2)

为水平井物理模拟三维示意图。

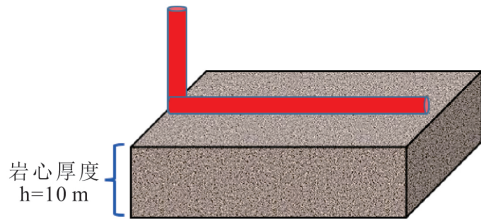


图 2 水平井三维物理模拟示意图

Fig. 2 3D Horizontal physical simulation diagram of the well

对于实验室物理实体模型的建立,需要建立物模实验参数与矿场参数的有效换算关系,即相似准数,实现实验数据与矿场数据的转换,所得规律才能用于指导现场。相似准数详细建立方法参考(焦春艳等,2019),通过长度量纲、质量量纲、时间量纲和温度量纲的齐次方程,对应的方程组为齐次线性方程组,根据矩阵论,有 10 个基础解系,即存在 10 个独立的相似准数,解方程得致密气藏水平井开发相似物理模拟实验相似准数(表 2),具体物理意义参考(焦春艳等,2019)。

表 2 致密气藏水平井物理模拟相似准数表

Table 2 Similarity criteria used in the physical simulations of horizontal wells in tight gas reservoirs

序号	相似准数	相似属性	用途	矿场取值	物模取值
1	$\pi_1 = \varphi$	孔隙度相似	确定孔隙度	0.05~0.18	0.10~0.15
2	$\pi_2 = S_g$	饱和度相似	确定饱和度	0.50~0.65	0.50~0.60
3	$\pi_3 = Z$	压缩性相似	确定气样	0.9~1.2	0.9~1.2
4	$\pi_4 = T/T_s$	温度相似	确定温度	1.33	1.33
5	$\pi_5 = b/h$	几何相似	确定模型尺寸	2	2
6	$\pi_6 = b/a$	几何相似	确定模型尺寸	0.4	0.4
7	$\pi_7 = p_w / p_i$	动力相似	确定地层压力	0.004	0.004
8	$\pi_8 = p_w / p_i$	动力相似	确定井底压力	0.1~1.0	0.1~1.0
9	$\pi_9 = \frac{q}{bhKK_{rg}T_s p_i^2} \frac{a\mu Z T p_s}{}$	运动相似	确定采气速度	0.1~0.3	0~0.5
10	$\pi_{10} = \frac{qt}{abh\varphi S_g T_s p_i} \frac{Z T p_s}{}$	采出程度相似	时间换算关系	0~0.95	0~1.00

根据低渗致密气藏开发动态相似性物理模拟实验相似准数,建立相应的相似性物理模拟实验流程。首先根据气藏开发与地质参数和表 2 中相似准数计算公式,计算气藏原型 10 个相似准数;再根据气藏原型相似准数  $\pi_1, \pi_2, \pi_4, \pi_5, \pi_6, \pi_7, \pi_8$  确定物模方岩心尺寸、孔隙度、含气饱和度、初始饱和和流体压力  $p_i$ 、温度  $T$  和出口压力取值范围;然后根据物模实验温度和初始饱和和流体压力  $p_i$  计算实验气体偏差因子  $Z$ 、物模相似准数  $\pi_3$  和黏度  $\mu$ ;最后根据气藏原型相似准数  $\pi_9, \pi_{10}$  和上述步骤确定的物模实验参数,计算确定物模实验流量  $q_m$  和物模实验产气时间  $t_m$ 。

### 2.2 实验条件

实验仪器:三维物理模拟模型由外部釜体(图 3-A)、内体模型(图 3-B)、电阻率采集系统和数据采集系统 4 部分组成。外部釜体、内体模型和人造方岩心均由(表 2)所获相似准数参数制得,其中外部釜体耐高温高压条件(30 MPa, 90 °C),内

部空间为 500 mm×200 mm×100 mm;内体模型即岩心样品。整个流程的装置组成部分包括:ISCO 双缸注入泵、气中间容器、水中间容器、压力传感器、三维物理模型、围压泵、回压泵、回压阀、气液分离装置、质量流量计、数据采集系统和计算机。

实验材料:(1)未设置凹槽的人造方岩心,尺寸 500 mm×200 mm×100 mm,孔隙度 15%,渗透率  $1.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,表观体积  $10 \times 10^3 \text{ cm}^3$ ,孔隙体积 1 500  $\text{cm}^3$ 。(2)采用 99.99% 的高纯氮气作为气源,模拟储集层中的天然气;根据研究区地层水成分分析资料(表 3)配制等矿化度标准盐水,水型为  $\text{CaCl}_2$  型,总矿化度 41 714.96 mg/L。

实验条件:实验过程模拟储层实际的温压条件,实验温度 90 °C,实验压力 25 MPa。

网格划分:充注实验过程中从模型侧面检测气水饱和度变化,侧面共  $10 \times 3 = 30$  个电阻率探针,如(图 4)所示,因此把模型侧面划分为 30 个



(A)外部釜体 (B)内部釜体

图 3 外部釜体和内体实物图

Fig. 3 Physical diagram for external kettle body and inner body

表 3 锦 72 井区盒 1 地层水性质分析表

Table 3 Formation water properties of Box 1 in well area Jin 72

Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup> / (mg·L <sup>-1</sup> )	Ca <sup>2+</sup> / (mg·L <sup>-1</sup> )	Mg <sup>2+</sup> / (mg·L <sup>-1</sup> )	Cl <sup>-</sup> / (mg·L <sup>-1</sup> )	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> / (mg·L <sup>-1</sup> )	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> / (mg·L <sup>-1</sup> )	总矿化度 / (mg·L <sup>-1</sup> )	密度 / (g·mL <sup>-1</sup> )	pH	水型	井数
7615	8302	278	24203	157	440	41715	1.04	6.82	CaCl <sub>2</sub>	21

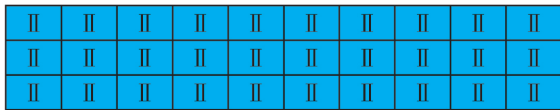


图 4 模型网格微元划分图

Fig. 4 Model grid element division diagram

网格,充注入口在左下角,出口在右上角,饱和度场通过 Surfer 软件对 30 个数据点进行差值后绘制。

### 2.3 实验流程和方法

三维物理模拟实验系统具体流程如下

(图 5):

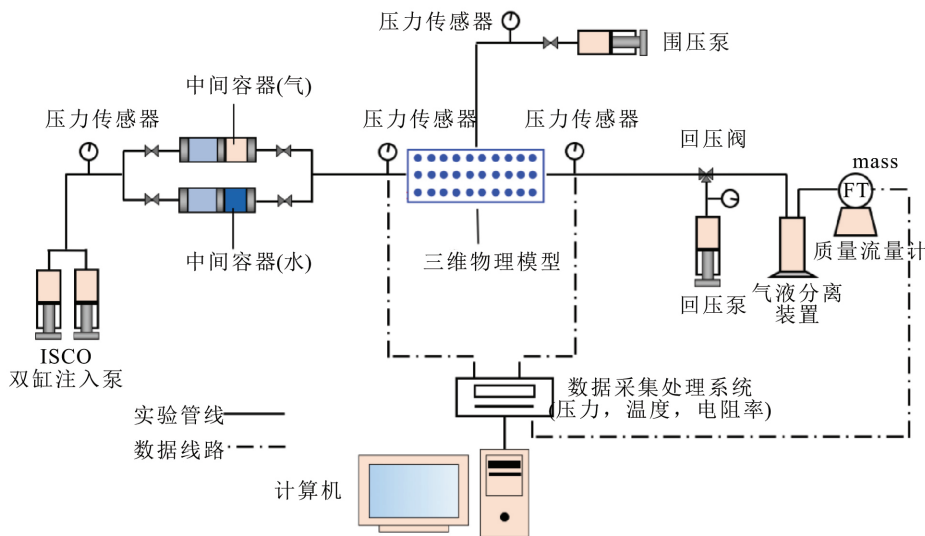


图 5 不同成藏环境下气水分布实验流程图

Fig. 5 Experimental flow chart of gas and water distribution under different reservoir-forming environments

实验通过在活塞容器中充填气水来模拟外部气源和水源,用精密驱替泵给活塞容器升压模拟气水充注过程。活塞容器以及气水分离装置通过井管线以及外釜釜体外的阀门连接于内部岩

心模型上,分别用于驱替岩心以及计量产出液体。岩板上的电阻率管线通过釜体上的航空插头连接到数据采集系统,通过液压测量的压力传感器也通过压力管线连接到数据采集系统

上,得到的电阻率值,利用下方的阿尔奇公式将电阻值转换为气水饱和度。围压泵通过内模型空间内充填的液压油从各个方向给岩板模型增加均等的围压。

$$I = \frac{R_i}{R_0} = \frac{b}{s_w^n} = \frac{b}{(1-s_g)^n}$$

式中: $R_i$  为含气电阻率,  $k\Omega$ ;  $R_0$  为岩心 100% 饱和和水时电阻率,  $k\Omega$ ;  $S_w$  为含水饱和度, %;  $b$  为系数;  $s_g$  为含气饱和度;  $n$  为饱和度指数。

实验充注位置选取底部充注(图 6),该位置充注的优势在于:(1)较为准确地还原研究区十里加汗地区成藏过程中气水进入储层的过程;(2)横向注入受到储层横向非均质性影响,注入效果更差,形成大片未波及区。

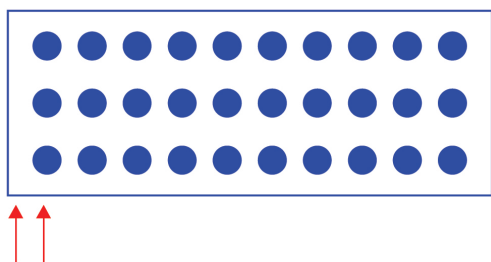


图 6 充注过程侧视图

Fig. 6 Side view of the injection process

### 3 胶结岩心实验结果与分析

气藏成藏过程可以简化为烃源岩产生的天然气运移到具有完善圈闭的储集层位置后,将储层内地层水驱离并滞留在多孔介质中,由于充注条件的影 响地层水并不能被完全置换,从而在储层中形成气水并存的现象。因此,在三维物理模拟实验过程中采用定量注气的方式模拟天然气充注过程,从而研究不同成藏环境下储层中气水饱和度的动态变化规律以及最终形成气藏的气水展布特征。

#### 3.1 胶结岩心不同充注方式下气水分布特征(底部充注)

油气是以连续充注还是幕式充注进入圈闭,是油气分布状态存在较大差别的主控因素。为了研究不同充注方式下气水分布特征及规律,采用恒流量充注过程,设计了连续充注和幕式充注 2 种方式进行实验,分别模拟单期充注和多期充注方式。

以(图 7-A)为例,横纵分别表示  $3 \times 10$  个电极数(图 4),色标表示含气饱和度(%),从 0~60 分别表示注气过程中含气百分比,0 表示未被气体波及,以蓝色为主,60 表示气体大量置换该区域水,以红色或红黄相交为主;充注动力范围 0.1~

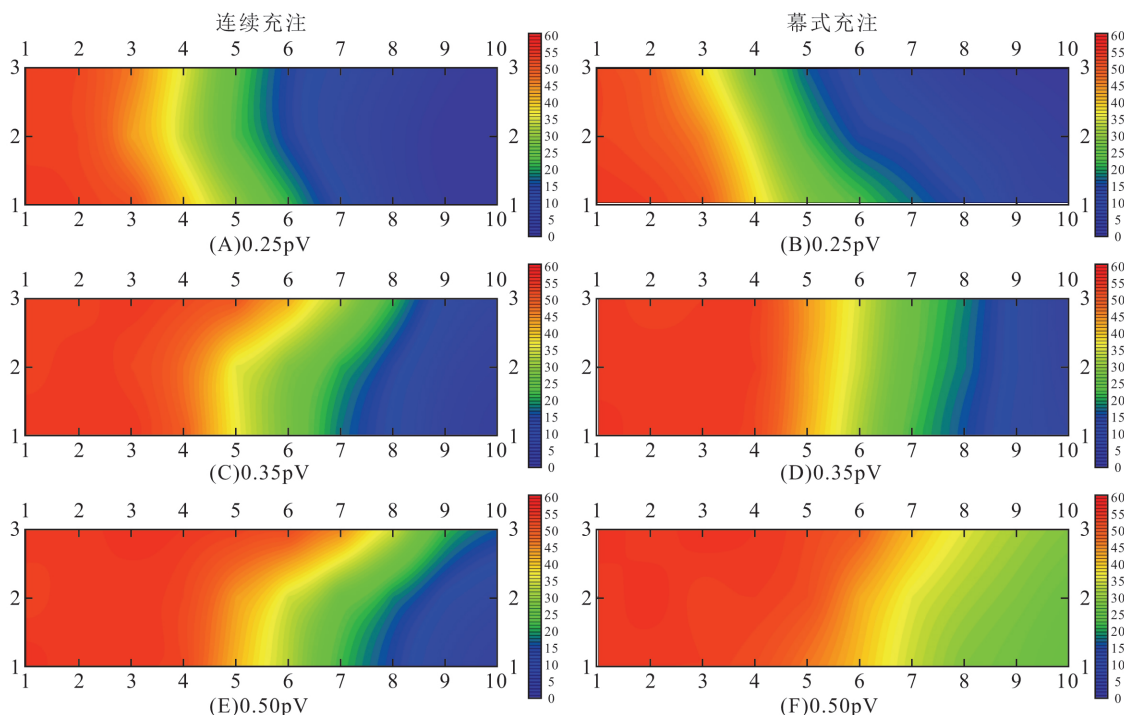


图 7 连续充注与幕式充注气水运移路径对比图

Fig. 7 Comparison of the gas-water transport paths between continuous injection and episodic injection

1.0 pV,该范围的划分标准取自(表 2)相似准数  $\pi_8$ 。

连续充注方式下,从底部注入气体,初期在充注动力的驱动下气体应以垂向运移为主,但垂向渗透率低于水平渗透率,且注入动力较弱,充注气体初期以水平运移为主(图 7-A)。中期由于储层顶部存在盖层隔挡,当垂向运移的气体到达储层顶部时,会转为水平运移,这导致充注气体完全转为水平运移。顶部区域不断得到气体的补充,此时顶部气体的运移速度超过了底部气体,顶部含气区域逐渐超越底部含气区域(图 7-C)。本次实验模拟储层的右上部开放,当气水前缘推进到右上部时,部分气体从该位置运移至储层外部。随着气体的不断注入,储层中下部和右下部的地层水逐渐被置换出,气水前缘开始缓慢向右下部推进;而已波及区域在气体的长期冲刷下,含气饱和度也会缓慢提升。持续的充注能量使得气体更易

向上运移,在模型顶部充注效率高于底部,使得充注不均匀,在远离充注位置的构造低部位处形成气水同层和边底水体(图 7-E)。

幕式充注方式下,存在停注阶段,本次实验设置的停注时间为三小时,共 3 个停注期,(图 7-D)为第二停注期阶段,初期气水分布跟连续注入方式类似,由于存在停注,气水饱和度重新分布,这导致波及区域内的气水饱和度分布趋于均匀,并使气水前缘趋于均匀推进(图 8-B)。幕式充注方式相对延缓了顶部气体的水平运移进度,导致顶部气体突破储层的时间延后,从而提高了突破前的气体饱和度。由于减缓了顶部充注的强度,垂向上各位置处的气水推进速度趋于一致,使得储层内气水分布较为均匀。气水前缘推进相对均匀,在远离充注位置的构造低部位形成气水同层或含水气层(图 7-F)。

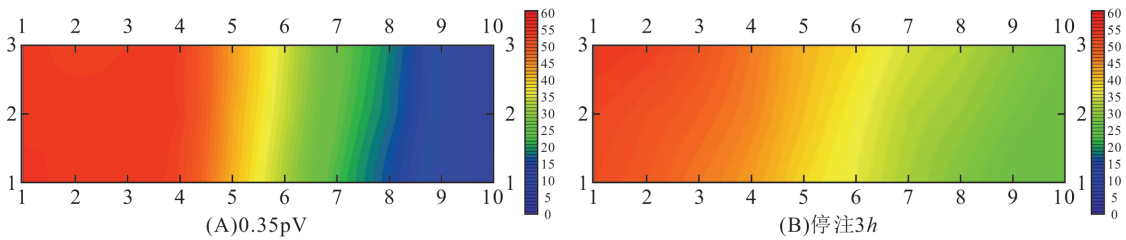


图 8 幕式充注 0.35 pV 停注 3 h 后对比图  
Fig. 8 Comparison after 3 h of episodic 0.35 pV injection

连续充注持续时间长,充注气量需求大(1.20 pV),气体突破储层较快(0.35 pV),最终形成的储层含气饱和度较低(45.03%),整体充注效率较低;幕式充注持续时间短,充注气量需求小(0.90 pV),气体突破储层较慢(0.40 pV),最终形成的储层含气饱和度高(51.07%),整体充注效率较高(图 9)。

2 种充注方式含气饱和度的差异主要来自 2 个方面的影响:一是第 1 个停注期延缓了气体突破时间,导致突破前的气体充注量增加;二是第二个和第三个停注期,气水的重新分布使得波及效率增加,并减缓了气体突破强度,导致中下部和右下部的地层水被全部或部分置换出,提高了整体储层的含气饱和度。因此,幕式充注具有延缓气体突破和提高气体波及效率 2 个优势。

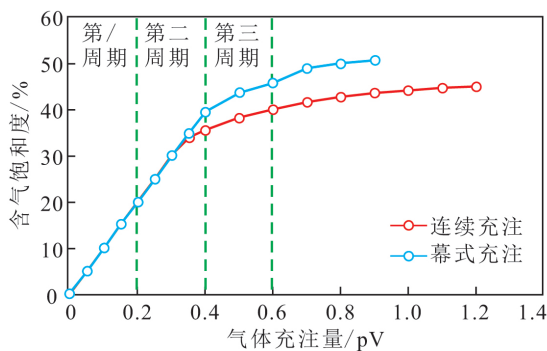


图 9 连续充注与幕式充注的含气饱和度变化规律图  
Fig. 9 Gas saturation variation regularities of continuous and episodic injection

### 3.2 胶结岩心不同充注动力下气水分布特征(连续底部充注)

连续充注方式下,弱充注动力会使得垂向运移阶段以水平运移为主,垂向运移为辅,该阶段持续时间相对较长(0.15 pV);强充注动力会使得垂向运移阶段以垂向运移为主,水平运移为辅,该阶段持续时间相对较短(0.10 pV)。进入水平运移阶段后,强充注动力会进一步增强顶部充注的强度,导致垂向上各位置处的气水推进速度差别很大,充注不均匀程度进一步增加(图 10-D)。弱

充注动力进入到充注后期(图 10-E)与强动力(图 10-F)对比明显,弱动力会在右上方突破储层之后继续向下运移,而强动力由于速度更快,多数气体从右上方溢出,少部分气体向下运移,反而使得右下方储层难被波及,未被充注空间较大且明显。而弱充足动力速度更慢,突破时

间长,使得覆盖面积更大,效果更好。2 种充注动力下均会导致不均匀充注,在远离充注位置的构造低部位处形成边、底水体及气水同层(图 10-F),但强充注动力下的不均匀充注程度更高,导致水体规模更大,且会在中部形成更大区域的气水同层。

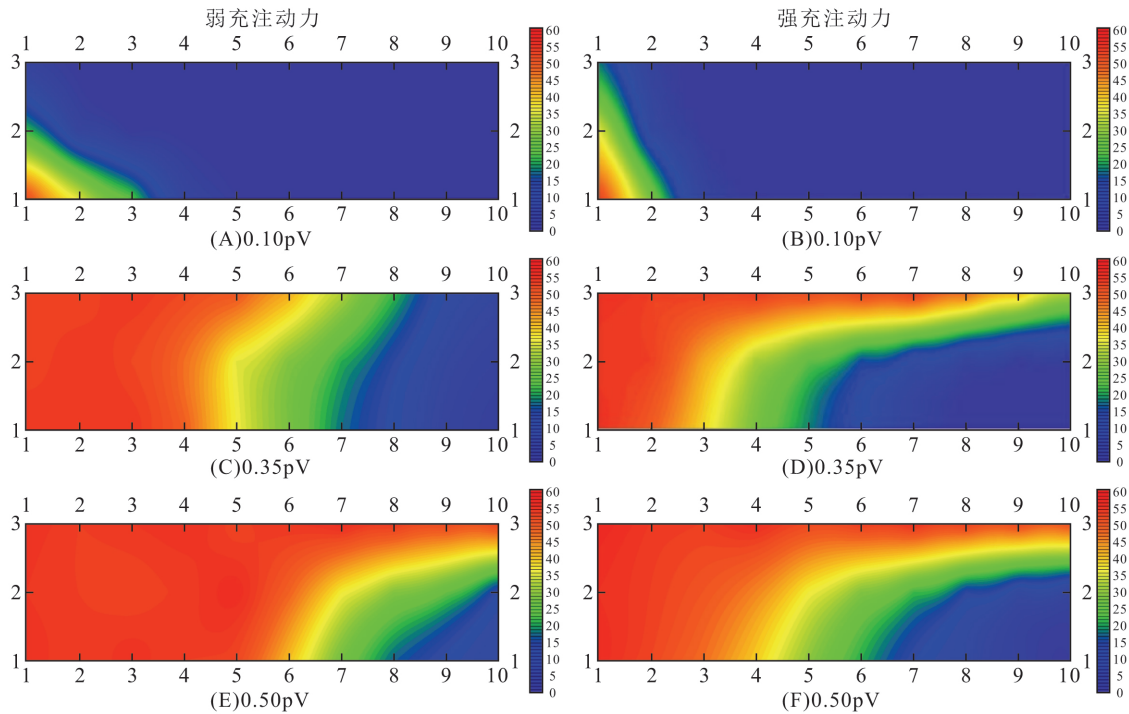


图 10 强充注动力与弱充注动力气水运移路径对比图

Fig. 10 Comparison of gas-water transport paths between strong and weak power injection

弱充注动力下持续时间长(图 11),充注气量需求大(1.20 pV),气体突破储层相对较慢(0.35 pV),最终形成的储层含气饱和度相对较高(45.03%),整体充注效率相对较高;强充注动力

下持续时间短,充注气量需求小(0.80 pV),气体突破储层相对较快(0.25 pV),最终形成的储层含气饱和度相对较低(38.30%),整体充注效率相对较低。

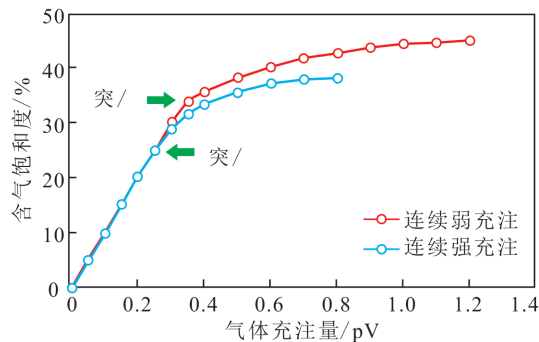


图 11 强充注动力与弱充注动力的含气饱和度变化规律图

Fig. 11 Gas saturation variation laws for strong and weak injection power

2 种充注动力下含气饱和度的差异主要来自 2 个方面的影响:一是强充注动力缩短了气体突破储层的时间,导致突破前的气体充注量减少;二是强充注动力加剧了不均匀充注程度,降低了充注气体的波及效率,导致储层中下部和右下部的大量地层水被封存,从而降低了整体储层的含气饱和度。因此,连续强充注动力具有加快气体突破和降低气体波及效率 2 个劣势。

### 3.3 胶结岩心不同充注动力下气水分布特征(幕式底部充注)

初期与前 2 种方案结果类似,而进入水平运移阶段后,强充注动力会进一步增强顶部充注的

强度,导致垂向上各位置处的气水推进速度差别很大,不均匀充注程度进一步增加(图 12-D)。但

是,停注阶段改善顶部气体舌进的效果更好,特别是气体突破之后。

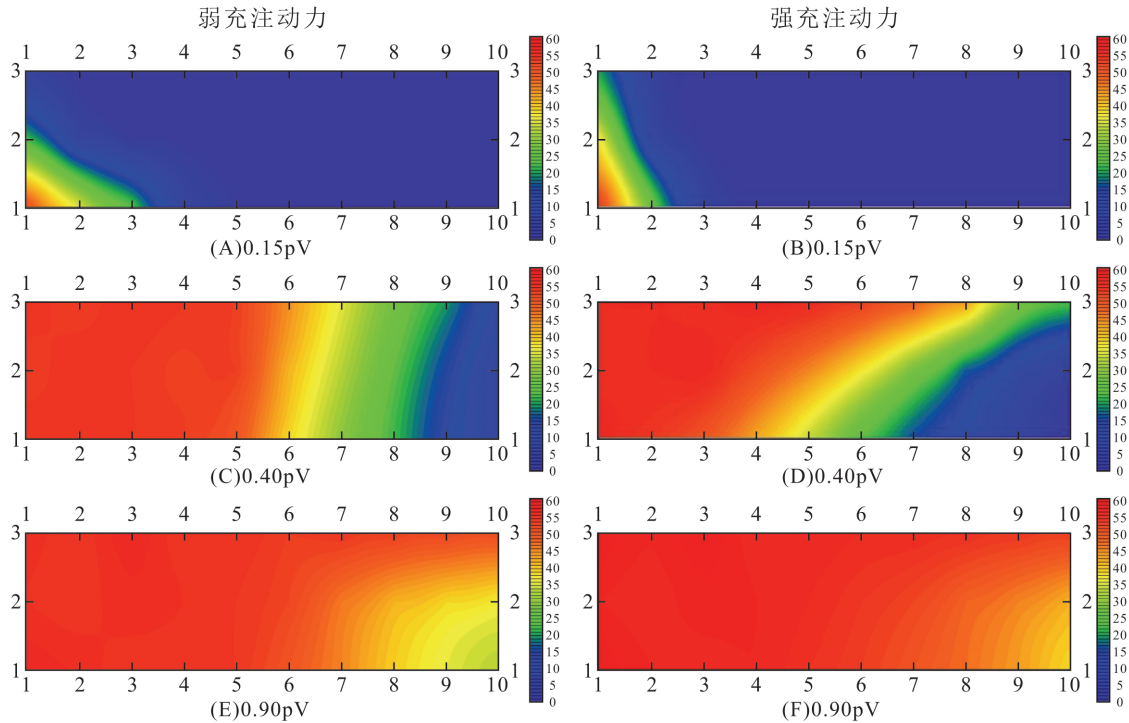


图 12 强充注动力与弱充注动力气水运移路径对比图

Fig. 12 Comparison of the gas-water transport paths between strong and weak injection power

弱充注动力下持续时间长(图 13),充注气量需求大(0.90 pV),气体突破储层相对较慢(0.40 pV),最终形成的储层含气饱和度相对较低(50.27%),整体充注效率相对较低;强充注动力下持续时间短,充注气量需求小(0.80 pV),气体突破储层相对较快(0.35 pV),但最终形成的储层含气饱和度相对较高(54.27%),整体充注效率相对较高。

2 种充注动力下均会在停注阶段改善不均匀充注,提高波及效率;强充注动力下会进一步提高充注气体的驱替效率,将右下部的地层水置换出储层,形成气层。

## 4 露头岩心成藏实验

### 4.1 露头岩心选取及与胶结岩心实验结果对比

研究确定上古生界下石盒子组露头在山西省吕梁市柳林县,剖面地层出露良好,界线清楚,是鄂尔多斯盆地东缘晋西地区上古生界的标准剖面(图 14)。

结合(表 4)数据和图 15~17 分析可得(各图中左图为露头岩心数据,右图为胶结岩心数据):

(1)充注类型均为幕式底部的强力充注,2 种类型的岩心充注时间相同(0.80 pV),实验数据得出露头岩心在 0.40 pV 突破底部,而胶结岩心由于其均质性,突破时间短于露头岩心(0.35 pV)。露头岩心的含气饱和度为 53.37%,由于露头岩心具有非均质性,在该含气饱和度下可以将其看作水体规模极小的气层。胶结岩心的

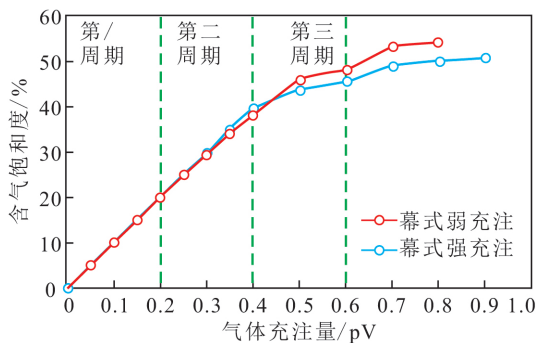


图 13 强充注动力与弱充注动力的含气饱和度变化规律图

Fig. 13 Gas saturation variation laws for strong and weak injection power

含气饱和度为 54.37%，可以将其看作没有水体的气层。(图 15)露头岩心中颜色较为黄色的部分可以看作低物性区，红色部分可以看作高物性区，而胶结岩心颜色过度自然，没有特别的区域，也反映了露头岩心的非均质情况。

(2) 充注类型均为幕式底部的弱力充注，2 种类型的岩心充注时间相同(0.90 pV)，实验数据得出露头岩心在 0.30 pV 突破底部，而胶结岩心

由于其均质性，所以突破时间短于露头岩心(0.25 pV)。露头岩心的含气饱和度为 49.87%，由于露头岩心具有非均质性，在该含气饱和度下可以将其看作水体规模较小的含气气层。胶结岩心的含气饱和度为 51.07%，可以将其看作水体规模极小的气层。(图 16)可看出在含水气层中，露头岩心中颜色为黄绿的部分可以看作低物性区，红色及红黄相交部分可以看作物性较高的区域。



图 14 下石盒子组露头位置和露头岩心选取图

Fig. 14 Outcrop location and outcrop core selection at the Xiashihezi Formation

表 4 露头岩心与胶结岩心对比表

Table 4 Comparison of the outcrop core and consolidated core

充注类型	充注时间/pV	突破时间/pV	含气饱和度/%	水体规模	主要含气性
幕式+底部+强注	0.80/0.80	0.40/0.35	53.37/54.37	极小/无	气层
幕式+底部+弱注	0.90/0.90	0.30/0.25	49.87/51.07	小/极小	含水气层
连续+底部+弱注	1.20/1.20	0.40/0.35	43.87/45.03	中等	气水同层/边底水层

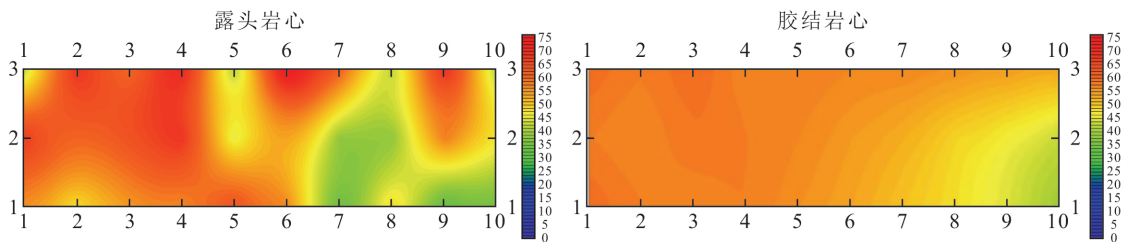


图 15 露头岩心与胶结岩心优质气层对比图

Fig. 15 Comparison of the high-quality gas layers between the outcrop core and cemented core

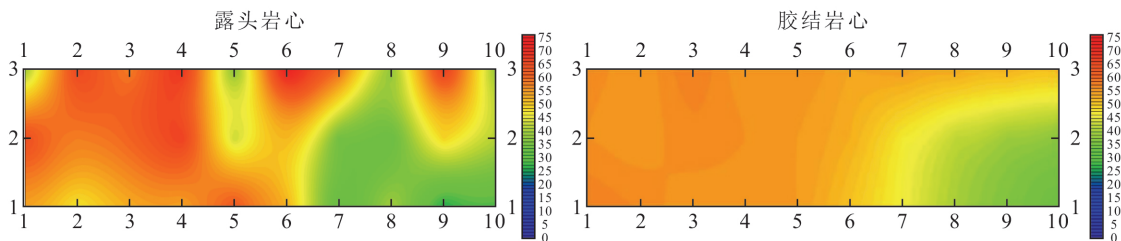


图 16 露头岩心与胶结岩心含水气层对比图

Fig. 16 Comparison of the water and gas layers between the outcrop core and consolidated core

(3) 充注类型均为连续式底部的弱力充注, 2 种类型的岩心充注时间相同(1.20 pV), 实验数据得出露头岩心在 0.40 pV 突破底部, 而胶结岩心由于其均质性, 所以突破时间短于露头岩心(0.35 pV)。露头岩心的含气饱和度为 43.87%, 由于露头岩心具有非均质性, 在该含气饱和度下

可以将其看作水体规模中等的气水同层。

胶结岩心的含气饱和度为 45.03%, 可以将其看作水体规模中等的边底水层。从(图 17)可看出, 在含水气层中, 露头岩心中颜色为黄绿的部分可以看作低物性区, 红色及红黄相交部分可以看作物性较高的区域。

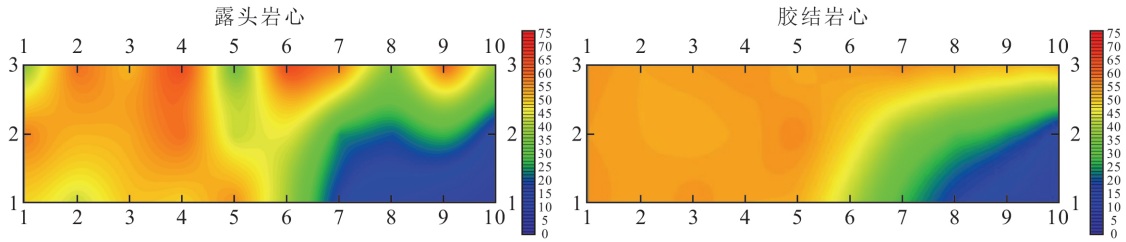


图 17 露头岩心与胶结岩心气水同层/边底水层对比图  
Fig. 17 Comparison of the gas and water strata/side and bottom water strata between outcrop core and consolidated core

#### 4.2 气水关系复杂原因

下图取自露头岩心和胶结岩心底部的几组模拟成藏实验结果, 结果展示出气水分布不连续, 相邻区域含气饱和度跨度较大的特点, 所以有必要对研究区气水关系复杂性进行分析。下图中蓝色部分为含气饱和度小于 20% 的区域, 绿色是 25%~45% 中等含气饱和度区域, 黄色到红色是含气饱和度较高区域(45%~75%)。结合上述实验结果, 该区块儿储层气水关系复杂的原因主要有 3 个:

次实验从左下角充注的情况来看, 左边含气饱和度较高, 中间次之, 右边含气饱和度最低的情况比较符合实验结果, 但是中间过渡段绿色区域短且不连续, 充注气体在低物性区域会绕行或充注不彻底, 椭圆形区域处形成了明显的不连续现象, 充分地反映出研究区非均质性较强, 是造成气水关系复杂的原因之一。

(1) 储层非均质性强, 可以明显看到含气饱和度分布不均匀、连续性差的特点(图 18)。结合本

(2) 不同区域充注动力不同, 导致气体的充注效果有好有差。气水饱和度有差异(图 19), 左边为强充注动力, 可以看到明显红色与黄色覆盖面积大于右边弱充注动力的情况, 含气饱和度有着明显的下降现象。

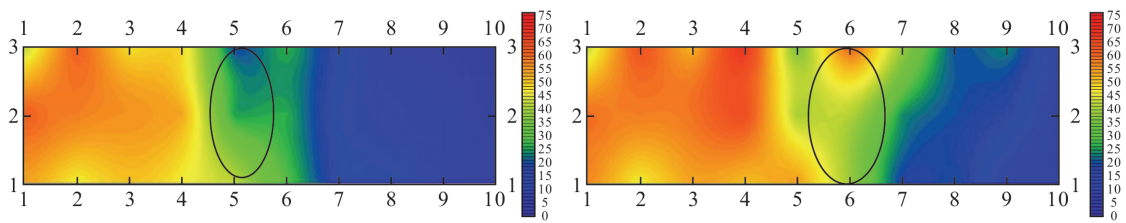


图 18 研究区非均质性图  
Fig. 18 Heterogeneity map of the study area

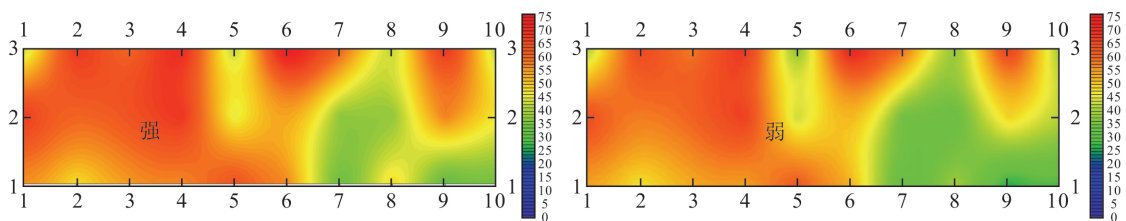


图 19 研究区充注动力强弱对比图  
Fig. 19 Comparison of the charging power in the study area

(3) 断裂带沟通或远离充注位置区域(图 20), 充注气体未波及, 形成不同规模水体。可以看出在远离充注位置会形成边底水体, 在有

断裂带沟通的位置会形成透镜水体, 气体对远离充注位置和断裂带沟通的绕行使得这些位置含气饱和度为 0, 造成气体分布连续性差的特点。

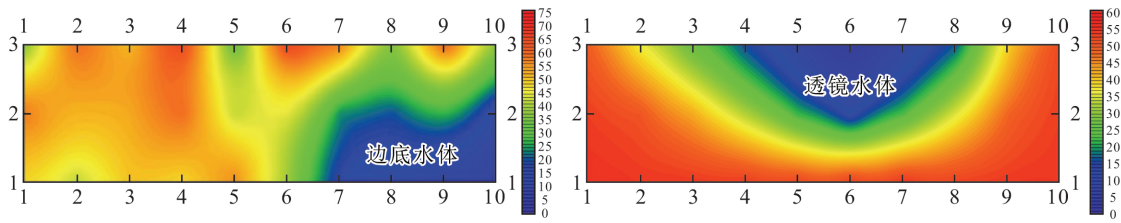


图 20 研究区充注区域对比图  
Fig. 20 Comparison of the charging areas in the study area

### 4.3 储层含气性分析

实验(表 4)得到的气层、含气水层、气水同层和边底水层含气饱和度分别在 55%、50%、45%和 40%左右, 与含气性和电性关系结果基本吻合(图 21)。

由研究区测井解释结果和实验得到的数据进行对比, 如(表 5)所示。

通过对测井解释结果和三维物模实验结果

(表 5)对比分析, 可以发现在只有气层的时候, 两者结果基本一致, 但是在含水气层、气水同层和边底水层的时候, 可能由于分均质性的原因, 三维物模实验测得的孔隙度和渗透率均高于测井解释结果, 含气饱和度也与测井解释结果略微有出入, 但是在允许的误差范围之内。总体来看, 本次三维物模实验测量的结果较为准确, 可以为后续致密砂岩气藏的高效开发提供有力支撑。

解释结论		自然伽马 / API	深感应电阻 / ( $\Omega \cdot m$ )	深侧应电阻 / ( $\Omega \cdot m$ )	声波时差 / ( $\mu s \cdot m^{-1}$ )	补偿中 / %	补偿密度 / ( $g \cdot cm^{-3}$ )	孔隙度 / %	渗透率 / ( $10^{-3} \mu m^2$ )	含气饱和度 / %
气层	最小值	37	8.07	15.2	221	9.2	2.21	6.5	0.2	51
	最大值	66	50.60	66.9	260	27.1	2.58	17.7	1.9	65
	平均值	55	19.20	28.8	240	13.5	2.46	11.8	0.7	52
差气层	最小值	58	12.50	19.5	221	10.6	2.51	6.5	0.2	35
	最大值	72	23.50	50.3	242	16.5	2.57	12.6	0.6	48
	平均值	58	24.80	28.4	231	13.7	2.55	9.5	0.4	45
气水同层	最小值	39	8.90	15.2	221	3.9	2.36	5.8	0.2	32
	最大值	70	24.00	58.0	261	17.8	2.63	14.6	0.9	46
	平均值	60	14.90	23.5	236	12.5	2.48	9.7	0.5	38
含水气层	最小值	42	7.90	10.4	221	6.0	2.43	6.3	0.2	7
	最大值	73	23.50	38.2	245	20.4	2.58	13.4	0.7	33
	平均值	62	12.10	22.2	234	12.5	2.49	10.2	0.4	18
水层	最小值	49	9.30	12.0	225	9.0	2.41	6.3	0.29	0
	最大值	66	10.50	24.2	251	19.7	2.56	15.0	1.00	0
	平均值	59	10.10	16.7	239	17.1	2.49	11.4	0.25	0
干层	最小值	49	12.50	14.2	198	8.0	2.42	2.2	0.1	0
	最大值	88	53.70	58.6	248	20.6	2.67	14.3	0.9	0
	平均值	72	25.40	31.3	220	13.6	2.55	6.4	0.2	0

图 21 研究区测井解释图  
Fig. 21 Log interpretation diagram of the study area

表 5 测井解释结果与三维物模实验对比表

Table 5 Comparison between the logging interpretation results and 3D physical model experiments

解释结论	测井解释结果			三维物模实验		
	孔隙度 / %	渗透率 / $10^{-3} \mu m^2$	含气饱和度 / %	孔隙度 / %	渗透率 / $10^{-3} \mu m^2$	含气饱和度 / %
气层	11.8	0.70	51~65	12.4	0.8	53.37
含水气层	9.5	0.40	35~48	12.4	0.8	49.87
气水同层	9.7	0.50	32~46	12.4	0.8	43.83
边底水层	10.2	0.40	7~33	12.4	0.8	38.30
水层	11.4	0.25	0	/	/	/

## 5 结论

本文聚焦于致密砂岩气藏成藏过程中气水分布的精细认识问题,采用宏观三维物理模拟实验的方法,对实验岩心和露头岩心采用不同充注方式、充注动力进行研究,揭示了致密砂岩气藏成藏过程中的气水分布和含气性变化的规律,主要取得以下认识:

a. 物理模型的搭建遵循相似理论,而相似理论的核心则是以 4 种量纲的齐次方程来确定相似准数,根据储层的各种参数结合相似系数推导出实验室模拟所需参数,从而确保实验的精确性。

b. 2 种充注方式气体水分布规律有相似之处,均会在初期由于垂向渗透率更小使得气体以水平运移为主;中期由于储层顶部存在盖层隔挡,当垂向运移的气体到达储层顶部时,会转为水平运移;随着气体的不断注入,储层中下部和右下部的地层水逐渐被置换出,气水前缘开始缓慢向右下部推进。

c. 研究区储层含气性取决于充注方式和动力。幕式的充注方式能使气体重新分布,增大突破前气体量,会在储层右下角形成气水同层或边底水层,整体驱替的范围更大效果更好。强充注动力下持续时间短,充注气量需求小,气体突破储层相对较快,最终形成的储层含气饱和度相对较高,整体充注效率相对较高。

d. 成藏过程中水驱气动态特征与阶段划分基本一致,胶结岩心实验具有代表性,露头岩心气水分布具有非均质性,低物性区含气性较差,高物性区含气性较强,露头岩心高含水和高含气区域均较多,整体含气饱和度和水体规模略有差异。

e. 储层非均质性和充注动力差异是研究区气水分关系复杂的主要原因。气体充注遇低物性区域会绕过或充注不彻底,导致部分区域高含气区和高含水区交替分布,但水体较小呈透镜状,水体能量有限,部分沟通断裂带或充注周期少的区域会形成规模较大的边、底水体。

f. 物模实验得到的气层、含气水层、气水同层、边底水层的含气饱和度分别在 55%、50%、45%、40% 附近,在只有气层的时候,两者结果基本一致,但是在含水气层、气水同层和边底水层的时候,可能由于分均质性的原因,物模实验测得的含气饱和度则与测井解释结果略有差异。

本次物理模拟实验以三维空间入手,但将模型简化为二维平面渗流模型,设计的理论依据为相似准则,通过室内跟现场参数的等比例相似,以达到实验结果准确性的目的,结果展示为气、水在水平井侧面方向的水平和垂直流动。模型的简化是实验所得结果与测井结果略有误差的原因之一,实际地质情况由于各方向上的非均质性,气水成藏分布特征更为复杂,为了对该区块水平井气水成藏分布特征认识更具体,未来还应该开展真实情况三维物理模拟成藏实验,获取接近真实地层水成藏过程的渗流参数,以便为后续开发提供强有力的理论依据。

### [ 参 考 文 献 ]

- 曹桐生,罗龙,谭先锋,等,2021. 致密砂岩储层成因及其孔隙演化过程——以杭锦旗十里加汗地区下石盒子组为例[J]. 断块油气田,28(5):598—603.
- Cao T S, Luo L, Tan X F, *et al.*, 2021. Genesis and pore evolution of tight sandstone reservoir: Taking Lower Shihezi Formation in the Shilijiahan block of Hangjinqi area as an example [J]. Fault-block Oil & Gas Field, 28(5):598—603. (in Chinese)
- 董鑫旭,冯强汉,王冰,等,2019. 苏里格西部致密砂岩储层不同孔隙类型下的气水渗流规律[J]. 油气地质与采收率,26(6):36—45.
- Dong X X, Feng Q H, Wang B, *et al.*, 2019. Gas-water percolation law of tight sandstone reservoirs with different pore types in western Sulige[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 26(6):36—45. (in Chinese)
- 费世祥,余浩杰,陈存良,等,2022. 致密砂岩气藏水平井开发关键技术——以苏里格气田上古生界为例[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),37(4):26—35.
- Fei S X, Yu H J, Chen C L, *et al.*, 2022. Key technologies to development of tight sandstone gas reservoirs by Horizontal Wells: A case study on the Upper Paleozoic gas reservoirs in Sulige Gasfield [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 37(4):26—35. (in Chinese)
- 高阳,陈姗姗,田军,等,2020. 鄂尔多斯盆地天环北部致密砂岩气藏地层水微观赋存特征[J]. 天然气地球科学,31(12):1717—1732.
- Gao Y, Chen S, Tian J, *et al.*, 2020. Micro occurrence characteristics of formation water in tight sandstone gas reservoirs in the northern part of Tianhuan, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 31(12):1717

- 1732. (in Chinese)
- 胡勇, 2018. 特低渗一致密砂岩气藏开发基础实验与理论研究. 北京市, 中国石油天然气股份有限公司勘探开发研究院.
- Hu Y, 2018. Basic experiment and theoretical study on development of ultra-low permeability tight sandstone gas reservoir. Beijing, Exploration and Development Research Institute of CNPC. (in Chinese)
- 胡勇, 焦春艳, 王继平, 等, 2021. 含水致密砂岩气藏储量动用规律实验[J]. 大庆石油地质与开发, 40(4): 154-161.
- Hu Y, Jiao C Y, Wang J P, *et al.*, 2021. Experiment on the reserves producing law for water-bearing tight sandstone gas reservoirs [J]. Daqing Petroleum Geology and Development, 40(4): 154-161. (in Chinese)
- 焦春艳, 刘华勋, 刘鹏飞, 等, 2019. 低渗致密气藏开发动态物理模拟实验相似准则[J]. 大庆石油地质与开发, 38(1): 155-161.
- Jiao C Y, Liu H X, Liu P F, *et al.*, 2019. Similarity criterion of the physical simulating experiment for the development performances of low-permeability tight gas reservoirs [J]. Daqing Petroleum Geology and Development, 38(1): 155-161. (in Chinese)
- 金文辉, 王林琪, 周文, 等, 2013. 苏里格气田东二区北部盒 8 段水体分布及主控因素[J]. 油气地质与采收率, 20(3): 22-25+112.
- Jin W H, Wang L Q, Zhou W, *et al.*, 2013. Distribution and main control factors of water bodies in the northern section of the He 8 section of the East Second Block of the Sulige Gas Field [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 20(3): 22-25+112. (in Chinese)
- 李彬册, 赖枫鹏, 赵立斌, 等, 2021. 致密气储层流体赋存与气水共渗规律实验[J]. 天然气地球科学, 32(9): 1410-1419.
- Li B S, Lai F P, Zhao L B, *et al.*, 2021. Experimental study on fluid storage and gas water co-permeability in tight gas reservoirs [J]. Natural Gas Geoscience, 32(9): 1410-1419. (in Chinese)
- 李奇, 高树生, 刘华勋, 等, 2022. 致密砂岩气藏多层合采气水交互越流模拟实验[J]. 天然气工业, 42(1): 133-145.
- Li Q, Gao S S, Liu H X, *et al.*, 2022. Simulation experiment on the gas-water interaction crossflow during the multilayer commingled production of tight sandstone gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 42(1): 133-145. (in Chinese)
- 罗超, 贾爱林, 何东博, 等, 2016. 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, 27(2): 359-370+376.
- Luo C, Jia A L, He D B, *et al.*, 2016. 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, 27(2): 359-370+376. (in Chinese)
- 任广磊, 2021. 致密砂岩气藏气水两相渗流的核磁共振在线实验研究[J]. 中国石油大学胜利学院学报, 35(3): 46-49.
- Ren G L, 2021. Nuclear magnetic resonance online experimental study on gas-water two phase flow in tight sandstone gas reservoirs [J]. Journal of Shengli College, China University of Petroleum, 35(3): 46-49. (in Chinese)
- 王继平, 李跃刚, 王宏, 等, 2013. 苏里格西区苏 X 区块致密砂岩气藏地层水分布规律[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 40(4): 387-393.
- Wang J P, Li Y G, Wang H, *et al.*, 2013. Study on formation water distribution law in tight sandstone gas reservoir of Su X Block in west area of Sulige, Ordos Basin, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Natural Science Edition), 40(4): 387-393. (in Chinese)
- 王静, 金大权, 马羽龙, 等, 2021. 致密砂岩气藏有效渗流评价——以苏里格东区为例[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 36(6): 44-49+81.
- Wang J, Jin D Q, Ma Y L, *et al.*, 2021. Seepage availability evaluation in tight sandstone gas reservoirs; Taking the east area of Sulige gasfield as an example [J]. Journal of Xi'an Petroleum University (Natural Science Edition), 36(6): 44-49+81. (in Chinese)
- 王雷, 刘昆, 张谭, 2021. 鄂尔多斯盆地致密砂岩气藏开发关键技术及规模应用[J]. 石化技术, 28(9): 135-136.
- Wang L, Liu K, Zhang T, 2021. Key technologies and scale applications for the development of tight sandstone gas reservoirs in the Ordos Basin [J]. Petrochemical Technology, 28(9): 135-136. (in Chinese)
- 王璐, 杨胜来, 彭先, 等, 2018. 缝洞型碳酸盐岩气藏多类型储层内水的赋存特征可视化实验[J]. 石油学报, 39(6): 686-696.
- Wang L, Yang S L, Peng X, *et al.*, 2018. Visual experiments on the occurrence characteristics of multitype reservoir water in fracture-cavity carbonate gas reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 39(6): 686-696. (in

- Chinese)
- 熊亮,衡勇,2022. 中江沙溪庙组致密砂岩气藏气水分布及主控因素[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),44(3):47—58.
- Xiong L, Heng Y, 2022. Gas and water distribution and main controlling factors of tight sandstone gas reservoirs in Shaximiao Formation, Zhongjiang[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Natural Science Edition), 44(03): 47—58. (in Chinese)
- 徐晓燕,刘畅,路媛媛,等,2021. L 区块上古生界致密砂岩气地层水特征及气水分布规律[J]. 石化技术, 28(06):151—152+172.
- Xu X Y, Liu C, Lu Y Y, *et al.*, 2021. Formation water characteristics and gas water distribution of Upper Paleozoic tight sandstone gas in block L [J]. Petrochemical Technology, 28(6): 151—152+172. (in Chinese)
- 曾凡成,张昌民,魏兆胜,等,2021. 火山活动影响下的致密砂岩气储层特征及气藏富集主控因素[J]. 地质学报,95(3):895—912.
- Zeng F C, Zhang C M, Wei Z S, *et al.*, 2021. Characteristics of tight sandstone gas reservoirs under the influence of volcanic activity and main controlling factors for gas reservoir enrichment[J]. Acta Geologica Sinica, 95(3): 895—912. (in Chinese)
- 周翔,于世泉,张大智,等,2019. 松辽盆地徐深气田致密火山岩气藏气水分布特征及主控因素[J]. 石油与天然气地质,40(5):1038—1047.
- Zhou X, Yu S Q, Zhang D Z, *et al.*, 2019. Characteristics and major controlling factors of gas-water distribution in tight volcanic gas reservoir in Xushen gas field, Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 40(5): 1038—1047. (in Chinese)
- 朱华银,徐轩,安来志,等,2016. 致密气藏孔隙水赋存状态与流动性实验[J]. 石油学报,37(2):230—236.
- Zhu H Y, Xu X, An L Z, *et al.*, 2016. An experimental on occurrence and mobility of pore water in tight gas reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 37(2): 230—236. (in Chinese)
- Liu G F, Xie S T, Tian W, *et al.*, 2022. Effect of pore-throat structure on gas-water seepage behaviour in a tight sandstone gas reservoir[J]. Fuel, 310(PB).
- Xie Z Y, Yang C L, Li J, *et al.*, 2021. Accumulation characteristics and large-medium gas reservoir-forming mechanism of tight sandstone gas reservoir in Sichuan Basin, China: Case study of the upper triassic Xujiahe formation gas reservoir[J]. Journal of Natural Gas Geoscience, 6(5).

(责任编辑:魏 巍)



(上接第 32 页)

- Wessel P, Luis J F, Uieda L, *et al.*, 2019. The Generic Mapping Tools version 6. Geochemistry, Geophysics, Geosystems, 20, 5556—5564.
- Xiao R Y, Yu C, Li Z H, *et al.*, 2021. Statistical Assessment Metrics for InSAR Atmospheric Correction: Applications to Generic Atmospheric Correction On-line Service for InSAR(GACOS) in Eastern China [J]. International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation, 2021, 96: 102289.
- Yu C, Li Z H, Penna N T, 2018. Interferometric Synthetic Aperture Radar Atmospheric Correction Using a GPS-Based Iterative Tropospheric Decomposition Model[J]. Remote Sensing of Environment, 204: 109—121.
- Yu C, Li Z H, Penna N T, 2020. Triggered After-slip on the Southern Hikurangi Subduction Interface Following the 2016 Kaikoura Earthquake from InSAR Time Series with Atmospheric Corrections[J]. Remote Sensing of Environment, 251: 112097.
- Yu C, Li Z H, Penna N T, *et al.*, 2018. Generic Atmospheric Correction Model for Interferometric Synthetic Aperture Radar Observations[J]. Journal of Geophysical Research; Solid Earth, 123(10): 9202—9222.

(责任编辑:魏 巍)