

致密砂岩气藏复杂气-水关系形成和分布主控因素及分布模式

曾贱辉^{1,2}, 张亚雄³, 张在振^{1,2,4}, 乔俊程^{1,2}, 王茂云^{1,2}, 陈冬霞^{1,2}, 姚泾利⁵, 丁景辰⁶, 熊亮⁷,
刘亚洲^{1,2}, 赵伟波⁵, 任克博^{1,2}

[1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206; 4. 中国石化胜利油田分公司海洋采油厂, 山东 东营 257237; 5. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西 西安 710018; 6. 中国石化华北油气分公司勘探开发研究院, 河南 郑州 450052; 7. 中国石化西南油气分公司勘探开发研究院, 四川 成都 610059]

摘要:近年来大量勘探开发实践发现,致密砂岩气藏普遍产水,气-水关系非常复杂,“避水找气”已成为致密砂岩气藏勘探开发的关键问题。基于简单平缓构造区(鄂尔多斯盆地苏里格和大牛地致密砂岩气藏)、简单平缓-复杂隆起构造过渡区(鄂尔多斯盆地杭锦旗地区)和复杂隆起构造区(四川盆地川西地区致密气藏)气-水关系的综合地质分析,结合岩心和孔隙尺度致密砂岩气-水关系形成和分布物理模拟,明确了致密砂岩气藏气-水分布关系的类型和特征,揭示了砂体、岩心和孔隙尺度复杂气-水关系形成和分布主控因素,建立了气-水分布模式。研究指出:致密砂岩气藏气-水关系在砂体尺度上主要存在纯气无水区、上气下水正常型、上水下水倒置型、气-水同层混合型、气包水孤立型和纯水无气型等6种类型。在砂体尺度下,生烃强度控制了气-水分布范围,储层非均质性控制了气-水分布样式,源-储压差和构造活动联合控制了气-水分布边界;在岩心尺度下,渗透率和充注动力耦合控制了气-水关系形成和分布的临界条件;在孔隙尺度下,孔喉大小和配位数与充注压力耦合控制了流体赋存和渗流特征,决定了气-水关系形成和分布的临界条件。不同源-储组合的致密气藏,受砂体、岩心和孔隙尺度主控因素共同作用及其差异的影响,其气-水分布模式不同。

关键词:地质主控因素;形成机制;分布模式;气-水关系;致密砂岩气藏;四川盆地;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.3 **文献标识码:**A

Complex gas-water contacts in tight sandstone gas reservoirs: Distribution pattern and dominant factors controlling their formation and distribution

ZENG Jianhui^{1,2}, ZHANG Yaxiong³, ZHANG Zaizhen^{1,2,4}, QIAO Juncheng^{1,2}, WANG Maoyun^{1,2}, CHEN Dongxia^{1,2},
YAO Jingli⁵, DING Jingchen⁶, XIONG Liang⁷, LIU Yazhou^{1,2}, ZHAO Weibo⁵, REN Kebo^{1,2}

[1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Changping, Beijing 102249, China; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China; 4. Offshore Oil Production Plant, SINOPEC Shengli Oilfield Branch Company, Dongying, Shandong 257237, China; 5. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Branch Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 6. Exploration and Development Research Institute, SINOPEC North China Petroleum Bureau, Zhengzhou, Henan 450052, China; 7. Exploration and Development Research Institute, SINOPEC Southwest Oil & Gas Branch Company, Chengdu, Sichuan 610059, China]

Abstract: In recent years, extensive exploration and exploitation activities in tight sandstone gas reservoirs have highlighted the common phenomenon of water production, indicating complex gas-water contacts. Exploring gas layers while avoiding water layers has become critical to the efficient exploration and exploitation of tight sandstone gas

收稿日期:2022-09-05;修回日期:2023-08-06。

第一作者简介:曾贱辉(1962—),男,博士、教授,油气成藏机理和储层评价。E-mail: zengjh@cup.edu.cn。

通信作者简介:乔俊程(1991—),男,博士、副教授,油气成藏机理和非常规油气地质评价。E-mail: Juncheng.Qiao@cup.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(41972147);国家自然科学基金重点项目(41330319);国家自然科学基金青年项目(42302144)。

reservoirs. This study presents comprehensive geological analyses of gas-water contacts in simple gentle tectonic zones (tight sandstone gas reservoirs in the Sulige and Daniudi areas in the Ordos Basin), a transition zone of simple gentle to complex uplift (Hangjin Banner in the Ordos Basin), and complex uplift zones (tight-gas reservoirs in the western Sichuan Basin). Combined with the core-scale and pore-scale physical simulations of gas-water contact in tight sandstone, we clarify the types and characteristics of gas-water contacts in tight-gas sandstone reservoirs, reveal the dominant factors controlling the formation and distribution of intricate gas-water contacts based on the sand bodies, cores, and pores, and establish corresponding gas-water distribution patterns. Key findings are as follows. In terms of sand body, there are primarily six types of gas-water contacts within, including (1) the simple type of gas layer without water layer; (2) the normal type with gas layer underlain by water layer; (3) the inverted type with gas layer overlaid by water layer; (4) the hybrid type with gas and water in the same layer; (5) the isolated type with water layer within a gas layer; and (6) the simple type of water layer without gas. The distribution range, style, and boundary of gas-water contacts are governed by hydrocarbon-generating intensity, reservoir heterogeneity, and a combination of source rock-reservoir pressure differences and tectonic activity, respectively. At core-scale, permeability coupled with charging dynamics of the tight sandstone governs the critical conditions for the formation and distribution of gas-water contacts. At pore-scale, the coupling of pore throat size and coordination number with charging pressure dictates the fluid occurrence and seepage characteristics, determining the critical conditions for the formation and distribution of gas-water contacts. Owing to the collective effects of dominant factors from sand body, core-scale, and pore scale and their differences, tight-gas reservoirs with different source rock-reservoir assemblages exhibit different gas-water distribution patterns.

Key words: dominant geological factor, formation mechanism, distribution pattern, gas-water contact, tight sandstone reservoir, Sichuan Basin, Ordos Basin

引用格式:曾澹辉,张亚雄,张在振,等.致密砂岩气藏复杂气-水关系形成和分布主控因素及分布模式[J].石油与天然气地质,2023,44(5):1067-1083. DOI:10.11743/ogg20230501.

ZENG Jianhui, ZHANG Yaxiong, ZHANG Zaizhen, et al. Complex gas-water contacts in tight sandstone gas reservoirs: Distribution pattern and dominant factors controlling their formation and distribution[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(5): 1067-1083. DOI: 10.11743/ogg20230501.

致密砂岩气是指孔隙度小于10%、覆压渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 或空气渗透率小于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂岩储层中的天然气聚集^[1-3],具有分布广泛、资源潜力大的特点,是非常规天然气勘探开发的重要对象。目前全球已发现或推测发育致密砂岩气的盆地有70个,其总气产量约占全球非常规气产量的70%^[4-6]。近年来,中国致密砂岩气形成了鄂尔多斯盆地上古生界和四川盆地上三叠统及侏罗系两大现实区,并在松辽盆地、准噶尔盆地、塔里木盆地和渤海湾盆地等取得了勘探重要突破,已成为中国非常规天然气增储上产的首要目标^[5-8]。

20世纪90年代后期至今,随着大量致密砂岩气藏的勘探和开发,气藏普遍产水。美国大绿河、皮申斯 and 尤因塔盆地,中国的鄂尔多斯盆地和四川盆地的致密砂岩气藏均大量产水,截至2008年,皮申斯盆地2184口致密砂岩产气井中有594口井产水明显,水/气比超过 $1.20 \text{ m}^3/(10^4 \text{ m}^3)$ ^[9-12];至2015年前后,苏里格气田产

水井数量占到了将近60%^[9-11];至2020年底,苏里格气田日产气量小于5000 m^3 的低产井占比高达67%,其中57%的低产井由含水所致,气田西区在投产初期就见水,平均水/气比高达 $0.68 \text{ m}^3/(10^4 \text{ m}^3)$ ^[9];四川盆地川中地区须家河组六段致密砂岩气藏投产初期普遍产水,如兴华1井日产水 20 m^3 ^[13-15]。因此,如何“避水找气”已成为致密砂岩气藏勘探开发的重要问题。

有关致密砂岩气的研究长期聚焦在成藏主控因素和成藏机理方面^[3, 16-23],对致密砂岩气-水分布关系的研究相对薄弱,已有的研究过于强调气-水倒置,简单用气层、气-水层、水层反映气-水关系,不能真实反映致密砂岩气藏复杂的气-水分布关系^[24-27]。许多学者主要从宏观地质要素例如烃源岩、源-储距离、沉积相、储层物性、压力、构造特征和构造活动等角度讨论气-水分布的主控因素和形成演化特征,定性表征较多,针对不同构造背景下致密砂岩气-水分布关系主控因素的差异性研究较少^[28-31];一些学者基于核磁共振

振等方法探讨了微观孔隙结构对气-水赋存状态和分布的影响^[32-39],缺少从砂层、岩心和孔喉尺度对气-水分布主控因素的整体和系统研究。本文基于简单平缓构造区(鄂尔多斯盆地苏里格和大牛地致密砂岩气藏)、简单平缓-复杂隆起构造过渡区(鄂尔多斯盆地杭锦旗地区)和复杂隆起构造区(四川盆地川西须家河组与沙溪庙组致密气藏地区)的气-水分布关系的综合地质研究,在明确不同构造背景下的致密砂岩气藏气-水分布关系和分布特征基础上,探讨砂体、岩心和孔隙尺度气-水关系形成和分布的主控因素,建立气-水分布模式,为致密砂岩气的高效勘探提供科学依据。

1 致密砂岩气藏气-水关系

1.1 致密砂岩气藏气-水关系类型

研究初期,一些学者认为在盆地尺度下,气-水倒置是致密砂岩气藏的主要气-水关系类型^[22-23]。中国学者在研究中发现,致密砂岩气藏砂体尺度气-水关系十分复杂,存在多类划分方案:①上气下水型、下气上水型、气-水界面倾斜型和气-水混杂型^[5]分类;②常规气-水分异型和气-水倒置分布型^[39]分类;③纯气

型、巨厚储集层气-水混存型、上气下水型、下气上水型和上下水夹气型^[9]分类。已有研究过多地关注了气-水倒置,将气-水分布简单划分为气层、气-水层和水层,气-水关系分类不统一,难以全面地反映致密气藏的气-水分布关系。

本文通过对鄂尔多斯盆地东北部山西组-下石盒子组致密砂岩气藏单井、剖面和平面上的气-水层纵向叠置关系、含气性变化和气-水产量特征进行综合研究,将气-水关系划分为6种类型:纯气无水型、上气下水正常型、上水下气倒置型、气-水同层混合型、气包水孤立型和纯水无气型(图1)。

纯气无水型是指物性较好、含气饱和度高,测试气产量大,不产水或产微量水的纯气层组合关系,纯气无水型气层一般具有自然产能。上气下水正常型是指物性较好,气-水发生了重力分异,或者天然气对储层的地层水驱替程度上高下低,含气饱和度存在上高下低差异的气-水关系,垂向上由下至上,出现单产水—气-水同产或单产水—气-水同产—单产气或单产水—单产气的变化。上水下气倒置型是指在物性较差的致密砂岩中,天然气不能驱替上倾方向的水,气-水也不能发生重力分异,导致上倾方向为水而下倾方向为气的气-水组合关系。储层向上部由单产气逐渐变

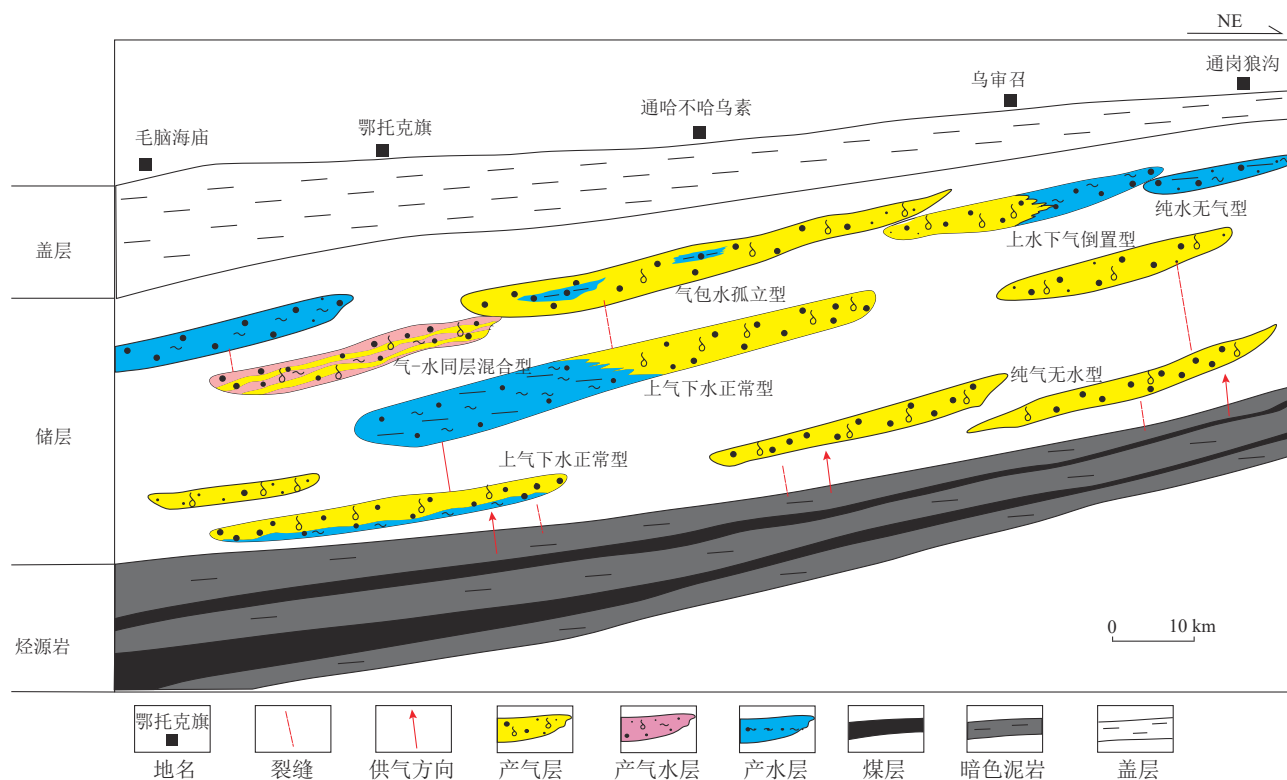


图1 鄂尔多斯盆地北部致密砂岩气藏气-水关系类型

Fig. 1 Types of gas-water contact in tight sandstone gas reservoirs in the northern Ordos Basin

为气-水同产或单产气—气-水同产—单产水。气-水同层混合型是指天然气与地层水在储层中呈混存状态或相互叠置,多表现为无明显气-水分异的气-水同层。含气饱和度和含水饱和度在垂向上起伏变化且差异较大,单井试气也呈现出垂向产水、产气复杂多变的特征。气包水孤立型是指在一些物性较好的砂层内夹持物性较差的透镜状砂体,透镜状砂体饱含水而周围砂体饱含气的气-水组合关系。试气表现出整体垂向高产气,偶见薄层段产水的特征。纯水无气型是指只产水,不产气或产少量气的纯水层,试气表现出整体高产水的特征(图1;表1)。

1.2 不同气-水关系类型基本特征

通过综合地质分析发现,不同的气-水关系,具有不同的含气和含水特征、气-水分布产状、储层物性特

征以及测试解释结果和气-水产能(表1)。

对6种气-水关系类型的研究发现,不同类型气-水关系具有明显的差异,其差异性主要表现在气-水层叠置关系、含气性变化规律和气-水区域分布3个方面(表2)。

2 不同尺度下致密砂岩气藏气-水关系形成和分布主控因素

致密砂岩气藏气-水关系形成和分布受各种宏观和微观地质因素的控制。研究认为,一般情况下,砂体尺度因素控制了气-水的宏观分布特征,包括分布格局、分布样式和分布边界,岩心尺度因素控制了不同类型气-水关系的类型和特征,孔隙尺度要素控制气-水的微观分布特征。

表1 致密砂岩气藏不同类型气-水分布关系基本特征

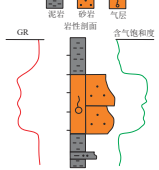
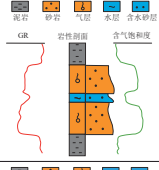
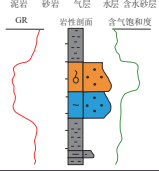
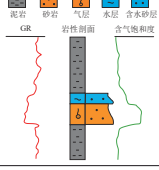
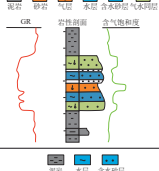
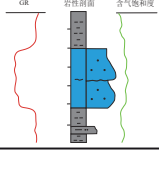
Table 1 Basic characteristics of various types of gas-water contact in tight sandstone gas reservoirs							
气-水关系类型	含气-水特征	气-水分布产状	储层物性	测试结果	产能情况	测井曲线特征	实例
纯气无水型	含气饱和度高,基本不含水	气层叠置	好	气层	产气量高,几乎不产水		杭锦旗地区锦98井,盒1段
气包水孤立型	含水饱和度高,含少量的气	气层包围水层分布	好夹差	含气-水层	产气量高,产水量很小		杭锦旗地区锦53井,盒1段
上气下水正常型	上部含气饱和度高,下部含水饱和度高	上气下水倾斜分布	较好	气-水层、含水气层	前期产气量高,后期产水量逐渐增大		杭锦旗地区锦39井,盒1段
上水下气倒置型	上部含水饱和度高,下部含气饱和度高	上水下气倾斜分布	上部差于下部	气-水层、含水气层	前期产气量高,后期产水量逐渐增大		苏里格地区苏396井,下石盒子组
气-水同层混合型	含气和含水饱和度均较高	气-水层近水平分布	较差	气-水层	产气量和产水量较高		杭锦旗地区锦77井,盒1段
纯水无气型	含水饱和度高,基本不含气	水层叠置或孤立分布	差或较好	水层	产水量高,几乎不产气		杭锦旗地区锦44井,盒1段

表2 致密砂岩气藏不同气-水关系类型的差异性

Table 2 Differences in various types of gas-water contact in tight sandstone gas reservoirs

气-水关系类型	气-水变化规律		含气性变化规律 (垂向向上)	气-水区域分布
	单井 (垂向向上)	剖面 (构造低部位至高部位)		
上水下气倒置型	气层-气-水层-水层	气区-气-水过渡区-水区	含气饱和度递减	气-水分区性明显,存在气-水过渡区
上气下水正常型	水层-气-水层-气层	水区-气-水过渡区-气区	含气饱和度递增	水区连片分布于气区内部或侧方
气包水孤立型	气层-气-水层-气层	气区-气-水过渡区/水区-气区	整体含气饱和度高	气-水过渡区或水区零散分布于气区内部
气-水同层混合型	气层、气-水层和水层交替叠置	气区、气-水过渡区、水区交互出现	含气饱和度频繁变化,高低起伏大	气区、气-水过渡区、水区频繁交互
纯气无水型	气层叠置	气区连续	含气饱和度高且稳定	气区大面积稳定分布
纯水无气型	水层叠置	水区连续	含水饱和度高且稳定	水区大面积稳定分布

2.1 砂体(层)尺度

2.1.1 生烃强度控制了致密砂岩气藏气-水分布宏观格局

烃源岩是提供致密砂岩天然气的物质基础,烃源岩生烃强度的大小直接控制着致密砂岩的气-水宏观分布格局,生烃强度越大,气藏含气区分布范围越大。苏里格气田的生烃强度从南部的 $24 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 向北部逐渐降低至 $14 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,气井产气量逐渐减少,产水量明显增多^[12],气区和气-水区主要分布在生烃强度大于 $16 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的区域,而水区主要分布在小于该值的区域(图2)。因此,生烃强度控制了气田气-水的宏观分布格局,导致苏里格气田中部气层发育、西部及北部气-水层发育^[9]。

2.1.2 储层特征控制了致密砂岩气藏气-水分布样式

致密砂岩储层是气-水的储集空间,储层物性及其非均质性影响了含气性及其气-水分布特征,进而控制了气-水分布样式。一般情况下,储层物性与含气性具有较好的正相关关系,物性较好的储层区域气层较多,而物性较差的储层区域水层和气-水同层分布较多。然而统计表明,各种物性的储层均有气层和气-水层的分布(图3),这说明储层物性不是气-水分布的唯一控制因素。

储层非均质性影响了气-水分布特征,纵向上表现出下部物性好、上部物性差的非均质砂层易形成上水下气倒置型气-水分布。图4a中纵向叠置的连续砂体中,盒(下石盒子组)2段下部气层孔隙度平均为11.10%,渗透率平均为 $1.62 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,上部水层孔隙度平均5.50%,渗透率平均为 $0.28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,上

部水层分布范围大;盒1段下部气层孔隙度平均为9.80%,渗透率平均为 $1.21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,上部为气-水层且分布范围小,气-水层孔隙度平均为7.50%,平均渗透率为 $0.63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

在不同物性变化规律的控制下,致密砂岩储层展现出不同的气-水分布样式。下部砂层物性差、上部物性好或上下物性均好的非均质砂层形成上水下气正常型气-水分布。图4b中,盒1段下部气-水层孔隙度平均为5.55%,渗透率平均为 $0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,上部气层孔隙度平均为11.10%,渗透率平均为 $1.21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,形成上气下水层正常型气-水关系;山(山西组)2段表现出相同的变化规律。

2.1.3 源-储压差和构造活动控制了致密砂岩气藏气-水分布边界

烃源岩与致密砂岩储层之间的源-储压差以及构造活动等为致密砂岩气的运移和聚集提供了动力,直接影响了天然气的运移方式、运移距离、聚集部位及其含气饱和度大小,从而控制了气-水分布边界。

在简单平缓构造区,源-储压差或剩余压力直接控制了致密砂岩的气-水分布边界。苏里格地区盒8段的纯气井大多数分布于过剩压力较高区域($>14 \text{ MPa}$),气-水同出井大多数分布于过剩压力低值区域($<14 \text{ MPa}$)(图5a)。大牛地山2段一盒3段源-储压差与气-水分布关系密切,水区主要分布在源-储压差小的地区($14 \sim 22 \text{ MPa}$),而气区则主要分布在源-储压差大的地区($22 \sim 28 \text{ MPa}$)(图5b)。

在简单低缓构造和复杂隆起构造过渡带(杭锦旗地区)以及复杂隆起构造(川西前陆拗陷),源岩和储层相邻或分离,致密砂岩气的运移和聚集除了受源-储压差影响之外,还受构造活动如构造幅度、断

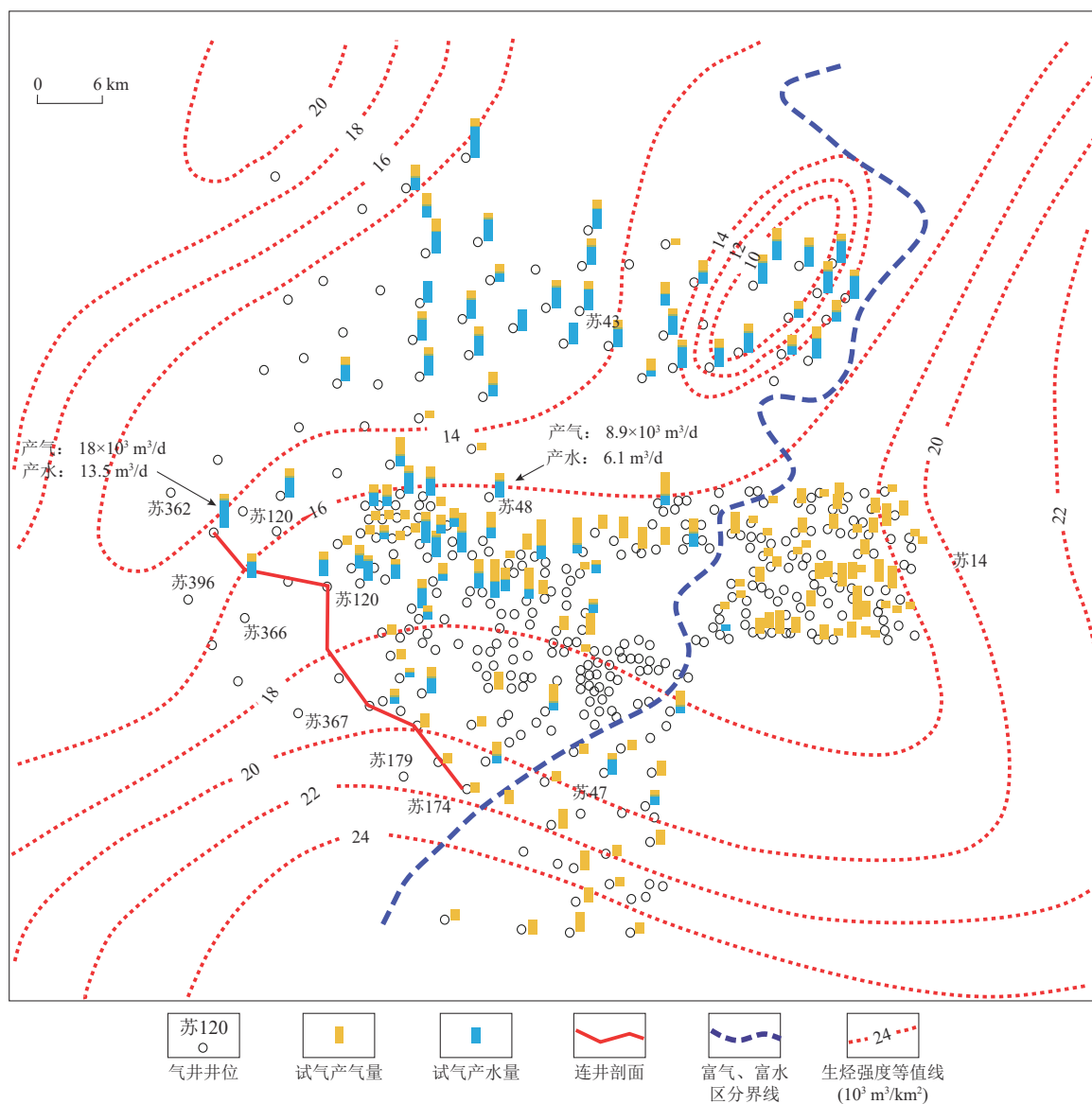


图2 苏里格气田生烃强度与气井试气成果叠合图(据何东博等,2022)^[12]

Fig. 2 Superimposition map of the hydrocarbon-generating intensity and formation testing data from gas wells in the Sulige gas field

(after He et al., 2022)^[12]

(图中产气量与产水量均为单井平均日产量;柱子高度示意日产量大小。)

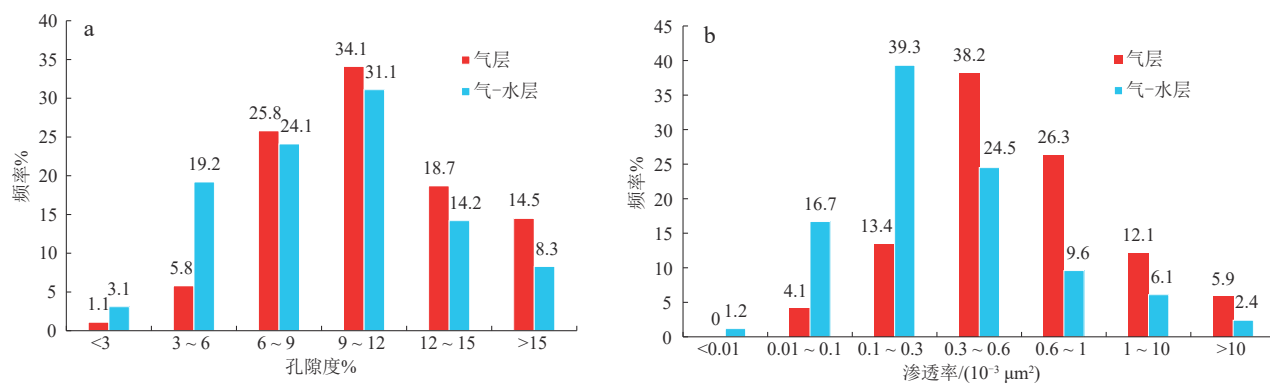


图3 苏里格地区致密砂岩气层和气-水层的孔隙度(a)和渗透率(b)频率直方图(n=876)

Fig. 3 Frequency histograms showing the porosity (a) and permeability (b) for gas layers and gas-water layers in tight sandstones in the Sulige area (n=876)

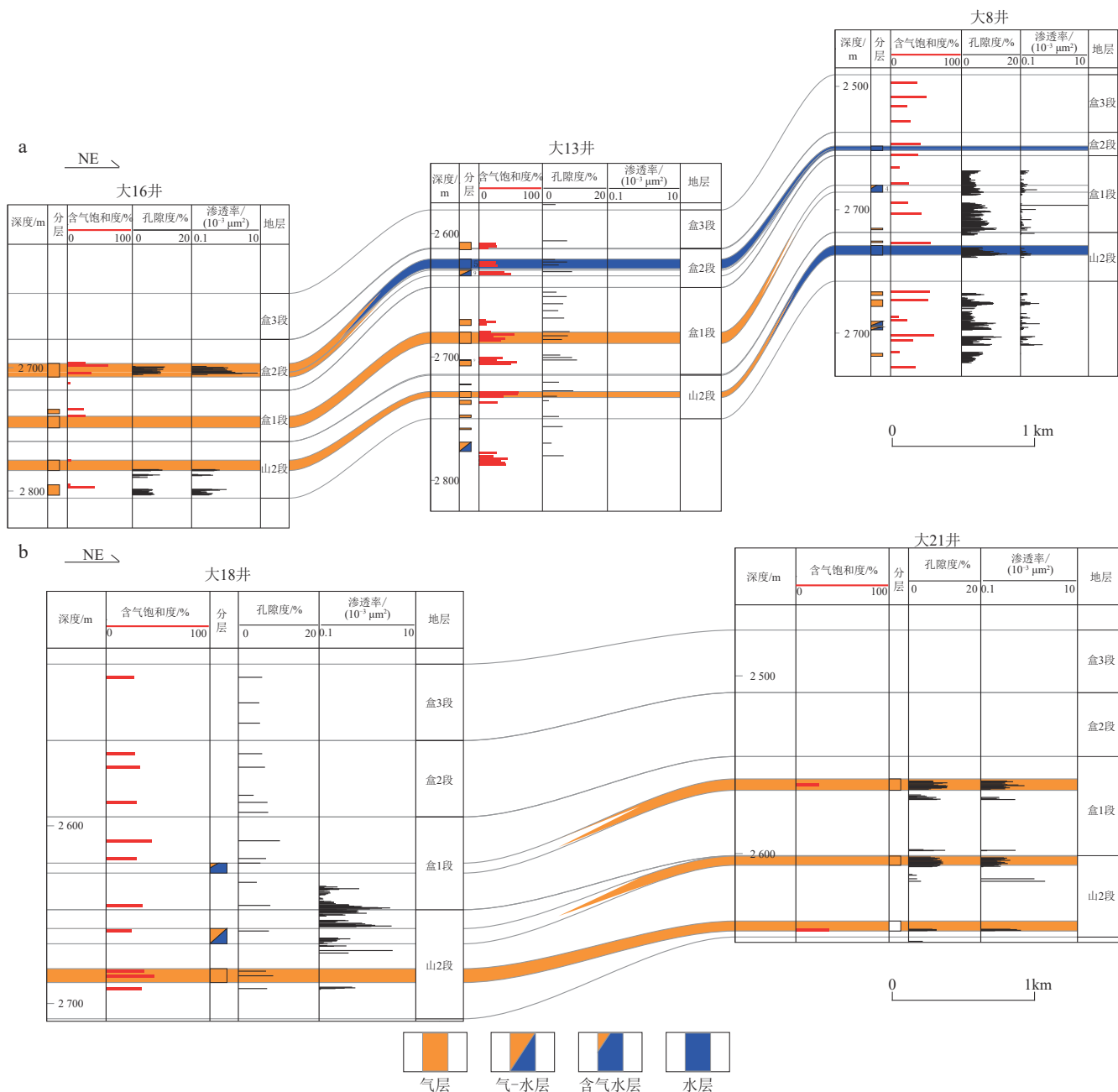


图4 大牛地致密砂岩储层非均质性与上水下气倒置型(a)和上气下水正常型(b)气-水关系

Fig. 4 Relationships between reservoir heterogeneity and gas-water contacts of the inverted type with gas layer overlaid by water layer (a) and of the normal type with gas layer underlain by water layer (b) for tight sandstone gas reservoirs in the Daniudi gas field

裂活动等因素的影响^[33]。地形隆起可能导致气-水发生分异,影响气-水边界,断裂活动及其差异性导致断层的垂向输气和输水能力差异,从而影响气-水分布关系,源-储压差和构造活动联合控制了这些地区气-水分布的边界。受断裂输导性能分段性的影响,杭锦旗地区断裂南北的河道砂体含气性明显不同,后期构造活动产生的断裂输导与封闭性能差异对于杭锦旗地区气-水分布边界具有明显的调节作用。川西前陆拗陷简阳区块侏罗系沙溪庙组一段受

构造幅度的影响,西部低部位产水,中部高部位则为气层,基本不产水,至东部的更高部位,由于受气源断层的影响,在断层附近出现多个气-水层,构造幅度和断层活动共同控制了沙溪庙组气-水边界和气-水分布(图6)。

总体来说,生烃强度控制了砂体尺度下的气区、气-水过渡区和水区的分布范围,储层物性及其非均质性控制了砂体尺度下气-水分布样式。简单平缓构造区致密砂岩的源-储压差以及简单低缓构造与复杂

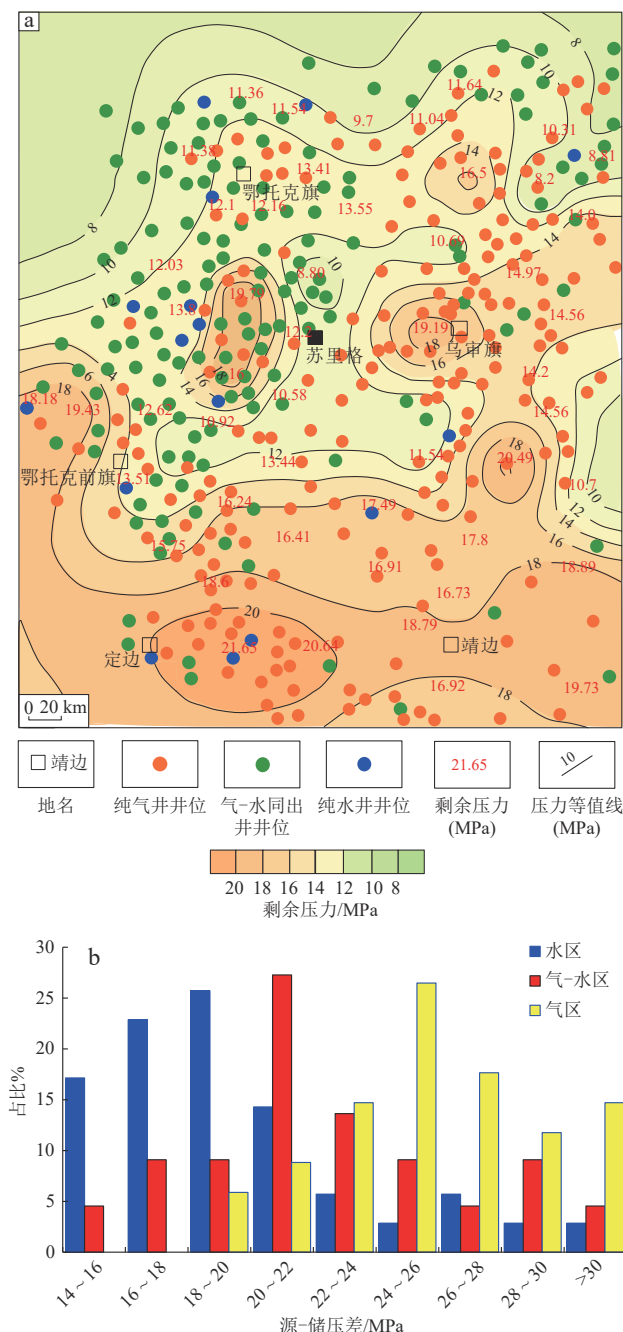


图5 致密砂岩气藏源-储压差对气-水关系的影响

Fig. 5 Influence of pressure difference between source rock and reservoir on gas-water contacts in tight sandstone gas reservoirs

a. 苏里格气田盒8段剩余压力与气-水关系; b. 大牛地气田山2段一盒3段源-储压差与气-水关系

隆起构造过渡区、复杂隆起构造区的构造特征和源-储压差联合控制了气-水分布边界。

2.2 岩心尺度

气-水关系形成过程中的气-水流动特征是深入认识致密砂岩气藏复杂气-水分布主控因素的关键。许多学者开展了大量的模拟实验,研究了致密砂岩

气充注和运聚机理^[40-46],同时一些学者针对致密砂岩气藏气-水倒置的形成机理和条件开展了实验研究^[39, 47],但这些实验多以填砂模型为主,与实际致密砂岩相差很大,很少有人从岩心尺度研究致密砂岩气-水关系的形成过程及其主控因素。笔者团队通过开展真实致密砂岩岩心天然气运聚物理模拟实验,从岩心尺度模拟不同类型气-水关系的形成过程,揭示岩心尺度的主控因素,建立不同类型气-水关系形成过程的定量模型。模拟实验采用鄂尔多斯盆地山西组-石盒子组致密砂岩岩心样品15块,样品信息见表3,实验充注压力在20~30 MPa,温度为85℃,地层水为矿化度50 g/L的盐水,气体为氮气,黏度为16.9 μPa·s。实验采用中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室的一维高温高压模拟实验装置^[48-49]。

2.2.1 气-水关系的形成过程

1) 稳态渗流法模拟实验

稳态渗流法是先将致密岩心抽真空饱和水,然后以最小注入压力开始注气,当出口端流体流速稳定且趋于某一值后,逐步增大注入压力点,确保出口端流速稳定后,选取10~15个注入压力,记录相应的时间、压差和流量。直至注入压力增大到出口不再出水,且进口端与出口端的气流量基本相等后结束实验。稳态渗流法实验模拟了天然气随驱替压力的增加在岩心中形成运移通道,岩心中可动水不断被驱替、减少直至被完全驱替的过程,反映了天然气突破地层水封堵以及发生稳定运移前后纯水无气型、气包水孤立型、纯气无水型的气-水关系形成过程。

在注入压力未突破启动压力平方梯度(图7a中A点)之前,气体尚未突破地层水的封堵,岩心内为纯水无气型气-水关系;当注入压力突破启动压力平方梯度,气体突破地层水封堵开始稳定运移,随压力不断增大,气体不断驱替小孔喉中的残余水(图7a中A—B段),岩心中气体包裹剩余的可动水,为气包水孤立型气-水关系的形成阶段;随充注压力梯度继续增加,气体渗流形成拟线性流动(图7a中B点以上直线段),表明岩心中形成了稳定的气体运移通道,可动水被驱替完全,形成稳定的纯气无水型气-水关系。因此,图7a中的A点和B点分别为气包水孤立型和纯气无水型气-水关系形成的最小临界压力平方梯度。

2) 非稳态渗流法(步进增压法)模拟实验

根据非稳态实验原理,采用步进式增压方法,首

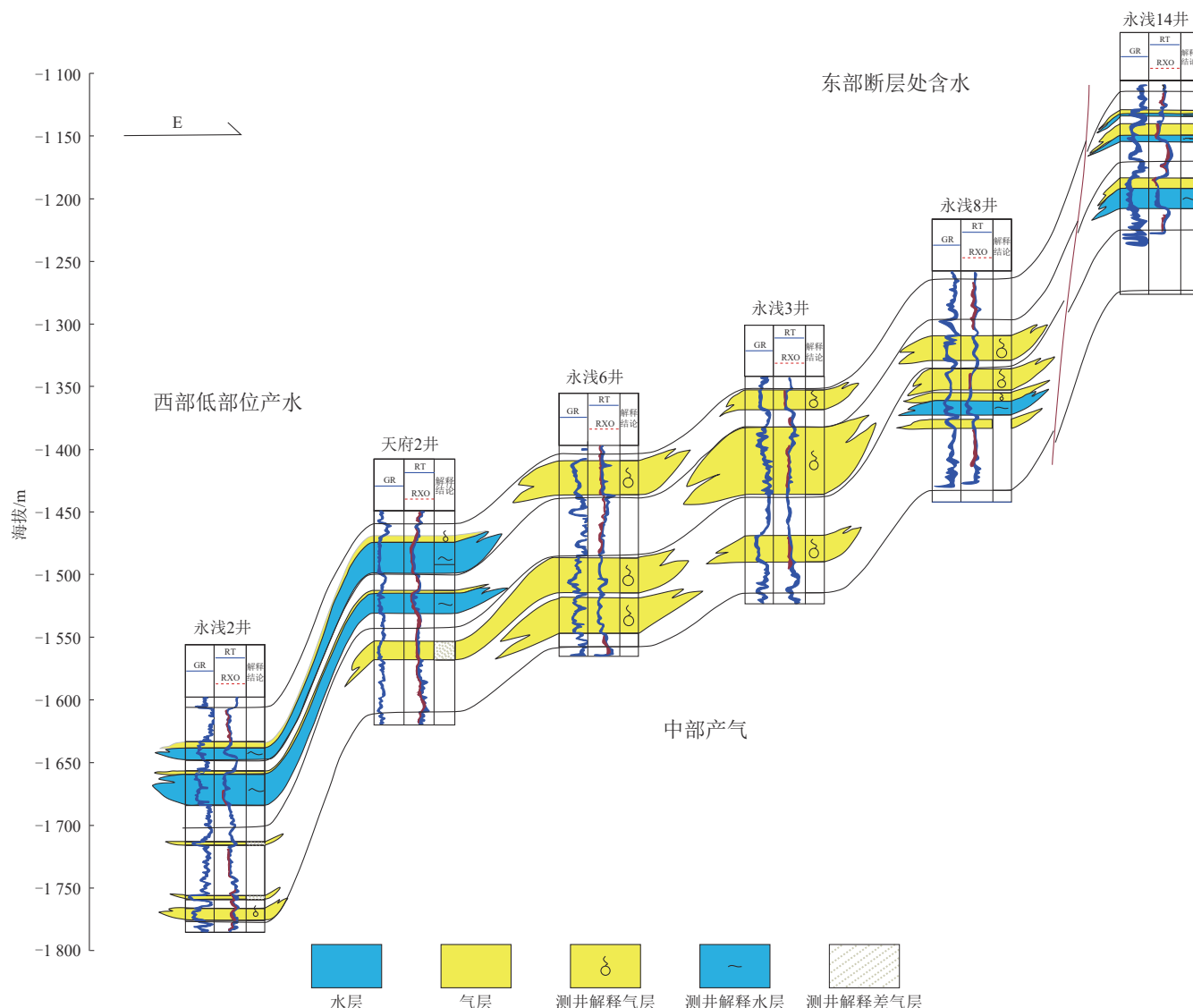


图6 四川盆地简阳区块侏罗系沙溪庙组永浅2—永浅14井沙一段气藏连井剖面

Fig. 6 Profile of the gas reservoir crossing wells Yongqian 2, Tianfu 2, Yongqian 6, Yongqian 3, Yongqian 8, and Yongqian 14 in the 1st member of the Shaximiao Formation, Jianyang block, Sichuan Basin

先在注入端施加一个极低的充注压力,并以0.02 MPa的压力间隔缓慢增加注入压力,使气体不断驱替岩心中的地层水;随着注入压力的增加,出口端的移液管液位变化逐渐减缓,皂泡流量计开始记录到气体的流出,表明出口端由单一出水状态转变为气-水同出状态;随压力进一步的增加,最终出口端达到只出气不出水的状态。在此过程中,以预设的时间间隔分别记录压力差值、出口端流体类型、流体流速和产液量,直至出口稳定出气不再出水后结束实验。非稳态渗流法主要模拟了气体由未突破地层水封堵到突破封堵发生运聚的过程,反映了致密砂岩中上水下气倒置型、气-水同层混合型和纯气无水型的气-水关系形成过程。

该过程动态反映了从天然气开始向致密砂岩中充注—上水下气倒置型气-水关系形成和保存—上水下气倒置型气-水关系被破坏(图7b的A点)—气-水同层混合型气-水关系的形成—天然气继续驱替地层水运移—纯气无水型气-水关系形成(图7b的B点)的完整过程。图7b中A点是上水下气倒置型气-水关系能够保存的最大临界压力。

3) 降压脉冲法模拟实验

该方法是基于魏宁等^[50]的分步法改进而来,将施加多级步进压力改进为施加一个较大的、超过一般致密砂岩突破压力和出口端压力之和的初始压力,将出口端移液管末端封闭,留有一定的液体流动空间,通过压力传感器分别监测进、出口端的压差变化并记录。

表3 致密砂岩天然气运聚物理模拟实验样品信息

Table 3 Tight sandstone core samples selected for physical simulation experiments of natural gas migration and accumulation

样品编号	层位	孔隙度/%	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)
1	山2段	3.46	0.042
2	山2段	5.03	0.077
3	山2段	6.65	0.108
4	山2段	6.46	0.186
5	盒1段	6.92	0.196
6	山2段	7.00	0.212
7	山2段	7.66	0.366
8	山2段	6.36	0.401
9	盒2段	6.28	0.422
10	山2段	6.47	0.582
11	山2段	6.67	0.645
12	山2段	8.32	0.689
13	山2段	8.31	0.782
14	盒3段	8.92	0.863
15	山2段	9.35	0.892

随着气体充注进入岩心,出口端的压力会逐渐增加,岩心内部气体压力及岩心两端压差稳定后,封闭末端的地层水无法回流至岩心内部;当降低注入压力,封闭末端的地层水将部分回流至岩心内部,直至体系压力再次稳定,封闭末端的剩余地层水无法继续向岩心中流动,形成了稳定的上气下水正常型气-水关系。

该过程反映了上气下水正常型气-水关系稳定形成过程:随天然气充注、运移及气-水置换作用,地层水被排驱至储层的侧方或下方,气层压力保持稳定,高于侧方或下方水层压力,形成稳定的上气下水正常型气-水关系。进出口的稳定压差代表了储层中的上方气层稳定保存的压力条件,即上气下水正常型气-水关系的形成条件(图7c)。

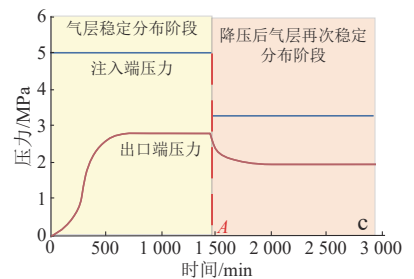
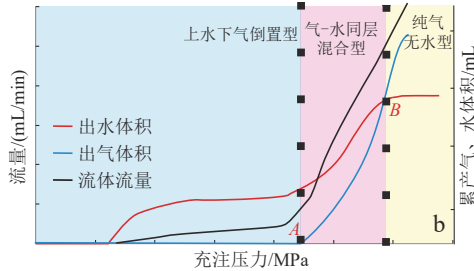
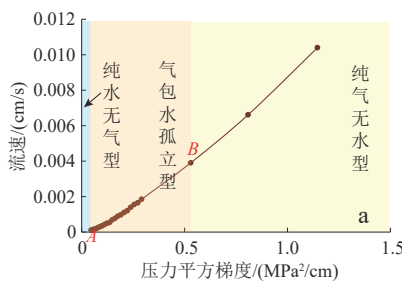


图7 致密砂岩气藏不同类型气-水关系形成过程物理模拟实验

Fig. 7 Physical simulation experiments for the formation process of various types of gas-water contact in tight sandstone gas reservoirs
a. 稳态渗流法, A 为气包水孤立型气-水关系形成的临界点, B 为纯气无水型气-水关系形成的临界点; b. 非稳态渗流法, A 为上气下水倒置型气-水关系破坏形成气-水同层混合型气-水关系的临界点, B 为气-水同层混合型气-水关系转变为纯气无水型气-水关系的临界点; c. 降压脉冲法, A 为气藏压力下重新调整的临界点

2.2.2 气-水关系形成的控制因素和临界条件

模拟结果表明,在岩心尺度下,不同类型气-水关系的形成主要受致密砂岩物性和充注动力的控制,渗透率对气-水关系的影响明显高于孔隙度。因此,渗透率和充注动力耦合控制了致密砂岩气藏气-水关系的形成过程及其类型(图8)。

根据模拟实验得到的渗透率和充注动力对气-水分布关系的耦合控制作用及其相关性,分别建立了不同类型气-水分布关系形成的临界定量模型。

渗透率和充注压力对上水下气倒置型和气-水同层混合型气-水关系耦合控制作用的定量方程为:

$$Y=0.0108X^{-1.965} \quad R^2=0.856 \quad (1)$$

式中: Y 为充注压力, MPa; X 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; R^2 为拟合方程的相关性系数。

充注压力与渗透率二者的相关关系曲线可以指示上水下气倒置型保存和气-水同层混合型气-水关系形成的临界条件(图9a), 即当渗透率与充注压力之值落于曲线下方区域时, 致密砂岩中可以形成上水下气倒置型气-水关系, 而当渗透率和充注压力之值落于临界曲线上方时, 这种气-水关系被破坏, 气-水同层混合型气-水关系形成。当渗透率大于 $0.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 上水下气倒置型气-水关系保存的临界压力很低且其变化程度很小, 因此 $0.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为上水下气倒置型气-水关系形成的物性上限。

渗透率和充注压力对对气-水同层混合型和气包水孤立型气-水关系耦合控制作用的临界定量方程为(图9b):

$$Y=0.0149X^{-1.106} \quad R^2=0.556 \quad (2)$$

式中: Y 为充注压力平方梯度, MPa^2/cm ; X 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

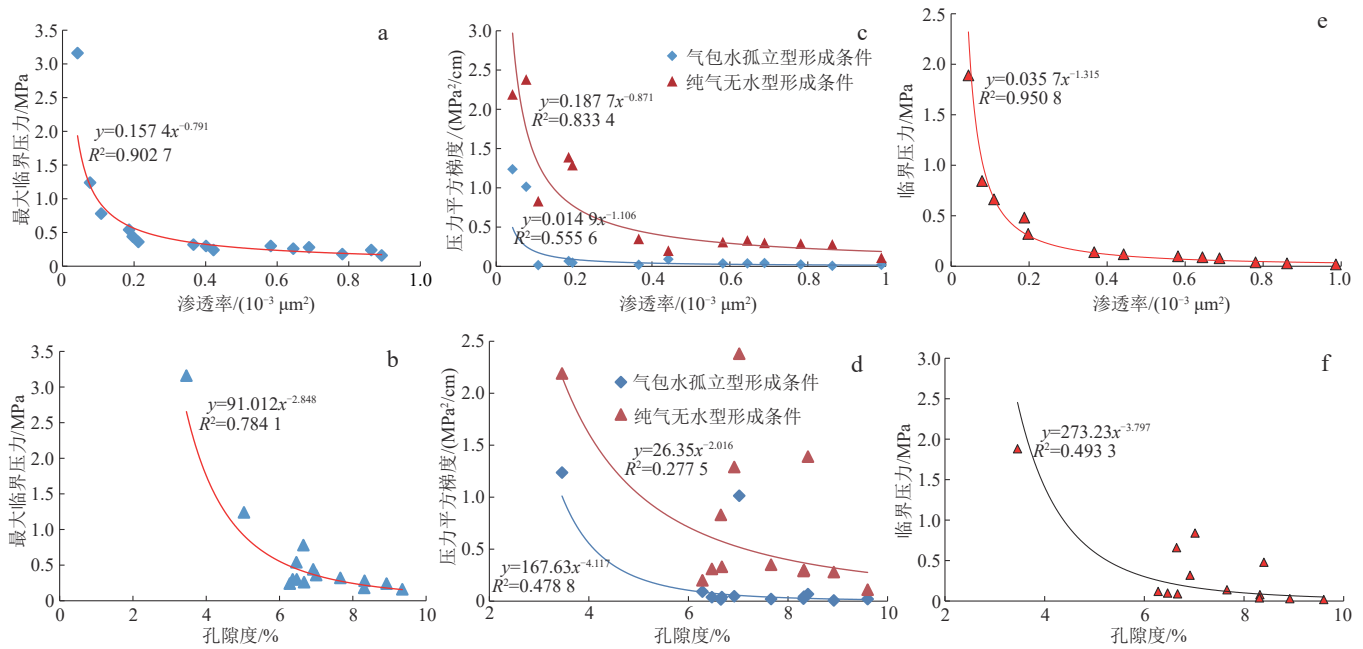


图8 储层物性与不同气-水关系形成临界动力的相关关系

Fig. 8 Relationships between reservoir physical properties and critical dynamics in forming various types of gas-water contacts

a. 渗透率与临界充注压力关系, 上水下气倒置型; b. 孔隙度与临界充注压力关系, 上水下气倒置型; c. 渗透率与临界充注压力平方梯度关系, 气包水孤立型和纯气无水型; d. 孔隙度与临界充注压力平方梯度关系, 气包水孤立型和纯气无水型; e. 渗透率与临界充注压力关系, 上气下水正常型; f. 孔隙度与临界充注压力关系, 上气下水正常型

对气包水孤立型与纯气无水型气-水关系耦合控制作用的临界定量方程为(图9b):

$$Y=0.1877X^{-0.871} \quad R^2=0.833 \quad (3)$$

当渗透率大于 $0.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 气包水孤立型气-水关系形成的临界压力平方梯度极低且变化幅度极小, 同时, 纯气无水型气-水关系形成的临界压力平方梯度相对较低且变化幅度较小, 且两者的差值达到最小值, 致密砂岩中极易形成稳定的纯气无水型气-水关系。

充注压力和渗透率对气-水同层混合型与上气下水正常型气-水关系形成的耦合控制作用临界定量方程为:

$$Y=0.0357X^{-1.315} \quad R^2=0.951 \quad (4)$$

当渗透率小于 $0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 需要很高的充注压力才能形成上气下水正常型气-水关系, 因此, 可以推断上气下水正常型气-水关系形成的临界渗透率下限为 $0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图9c)。

2.3 孔隙尺度

致密砂岩发育了典型的微米-纳米孔喉网络系统, 是致密砂岩气藏中油气形成和分布与常规油气藏

具有显著区别的根本原因。致密砂岩微观孔隙结构主要包括孔隙大小、喉道大小及其孔喉配置关系(即连通性, 包括配位数、孔喉比等), 直接影响致密砂岩的储集空间大小、渗流能力以及流体微观赋存特征, 从而控制了不同类型气-水关系的形成和分布。前人探讨了致密砂岩中的微观流体赋存状态, 但对于微观气-水赋存状态的影响因素及复杂气-水关系主控因素及形成机制的研究相对较少^[36-37, 45, 51]。在岩心尺度致密砂岩气-水关系形成过程模拟实验基础上, 本文通过微米CT、核磁共振和高压压汞技术测定实验样品的孔喉半径、孔隙体积、配位数、孔喉比以及微观孔隙流体赋存和分布状态, 探讨孔隙尺度下致密砂岩气-水关系形成和分布的主控因素。

2.3.1 致密砂岩流体微观赋存特征

基于核磁共振致密砂岩微观流体分布研究表明, 致密砂岩主要存在可动毛管水和不可动束缚水两种微观流体赋存状态, 可动毛管水广泛赋存于孔喉半径 9.70 nm 至 $98.15 \mu\text{m}$ 的孔隙空间中, 含有可动毛管水孔隙的最小孔喉半径介于 $9.70 \sim 220.00 \text{ nm}$, 而含有可动毛管水孔隙的最大孔喉半径为 $7.73 \sim 98.15 \mu\text{m}$

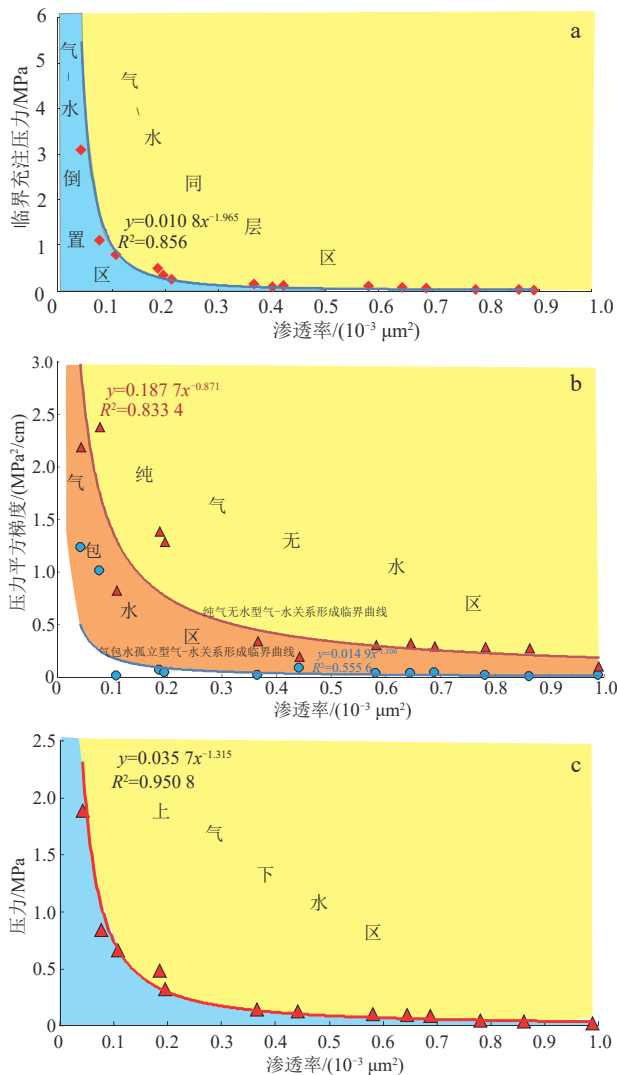


图9 不同气-水关系形成定量模型

Fig. 9 Quantitative models for the formation and distribution of various types of gas-water contact

a. 上水下气倒置型和气-水同层混合型定量模型; b. 气-水同层混合型、气包水孤立型和纯气无水型定量模型; c. 气-水同层混合型和上气下水正常型定量模型

(图10a)。分析表明,含可动毛管水最小孔喉半径与渗透率呈正相关关系(图10b)。因此,致密砂岩的微观孔喉大小及其差异控制了致密砂岩中流体可动性,从而影响了致密砂岩气-水关系。

2.3.2 致密砂岩微观孔隙结构对气-水关系形成的影响

致密砂岩的孔隙半径、喉道半径、孔喉配置关系(配位数和孔喉比)与充注压力(运移动力)耦合控制了致密砂岩气-水关系的形成。

上水下气倒置型保存的最大临界压力与平均孔隙半径、平均喉道半径和平均配位数呈明显的负相关关

系,与平均孔喉比呈良好的正相关关系,表明孔喉越大,连通性越好,上水下气型倒置型气-水关系越容易被破坏。因此,中小孔-中细喉-低配位数型孔隙结构的致密砂岩易于形成上水下气倒置型气-水关系。

气包水孤立型的临界压力梯度和上气下水正常型的最小临界压力均与平均孔喉半径和平均配位数呈严格负相关,与平均孔喉比严格正相关(图11b,c),表明孔喉越大,连通性越好,致密砂岩中越容易形成稳定的气包水孤立型和上气下水正常型气-水关系。因此,大孔-粗喉-高配位数型与全孔-中粗喉-高配位数型孔隙结构致密砂岩有利于形成气包水孤立型和上气下水正常型气-水关系。

3 致密砂岩气-水分布模式

受砂体、岩心和孔隙尺度致密砂岩气-水关系形成和分布主控因素的共同作用,不同源-储组合的致密砂岩具有不同的气-水分布模式。以简单平缓构造带(鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东北部)为例,讨论不同源-储组合致密砂岩气-水分布模式。

3.1 源-储一体(源内)型

在源-储一体(源内)型源-储组合,生烃强度大,储层物性相对差,非均质性较强,源-储压差大,充注动力足,天然气对储层中地层水的驱替程度高,易于形成纯气无水型气-水关系,部分物性较差的水体残留呈气包水孤立型气-水关系,同时一些稍远离烃源岩的储层形成气-水同层混合型气-水关系。因此,源-储一体(源内)型致密砂岩主要形成纯气无水型-气包水孤立型-气-水同层混合型的气-水分布模式(图12)。

3.2 源-储相邻(近源)型

源-储相邻(近源)型源-储组合气-水可能出现全部的6种气-水关系类型,但是受供烃强度、储层物性、非均质性和微观孔隙结构特征以及源-储压差(充注动力)的共同影响,在不同的地区出现不同的气-水关系和分布模式(图12)。

若供烃强度大,供气充足,储层物性差但非均质性弱,源-储压差大,充注动力大于毛细管阻力,天然气驱替的水呈活塞式运移,主要形成底部纯气无水型-中部气-水同层混合型和气包水孤立型-顶部上水下气倒置型和纯水无气型气-水分布模式。

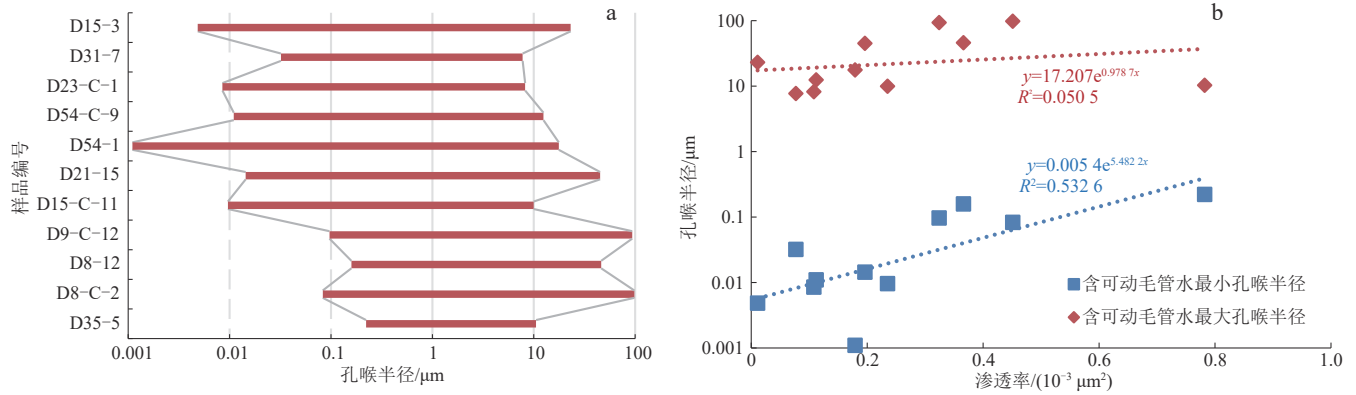


图 10 致密砂岩可动毛管水分布的孔喉半径(a)及可动毛管水最小孔喉半径和最大孔喉半径与渗透率的关系(b)

Fig. 10 Radius range of pore throats bearing movable capillary water (a) and the relationship between the minimum and maximum pore throat radii containing movable capillary water and permeability (b) for the tight sandstone

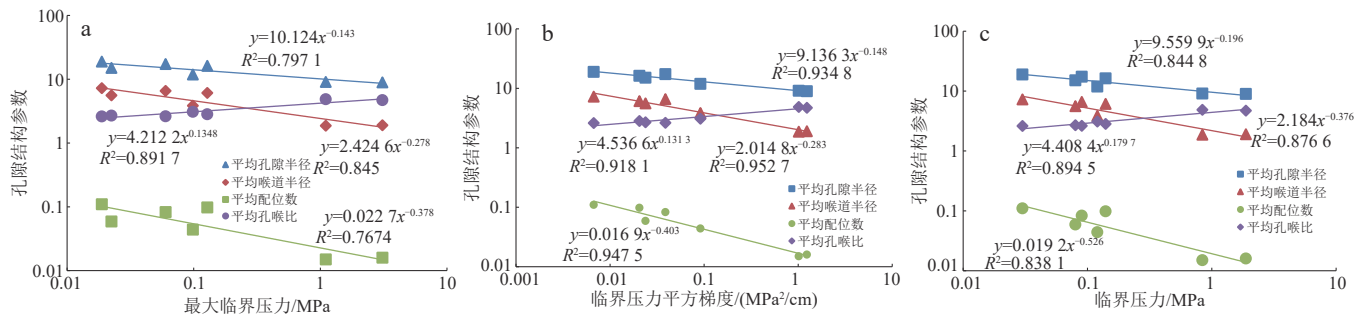


图 11 致密砂岩微观孔隙结构与不同类型气-水关系形成临界压力条件的关系

Fig. 11 Relationships between the microscopic pore structures and the critical pressure conditions for forming various types of gas-water contact of the tight sandstone

a. 上水下气倒置型; b. 气包水孤立型; c. 上气下水正常型
(图中平均孔隙半径和平均喉道半径的单位为 μm 。)

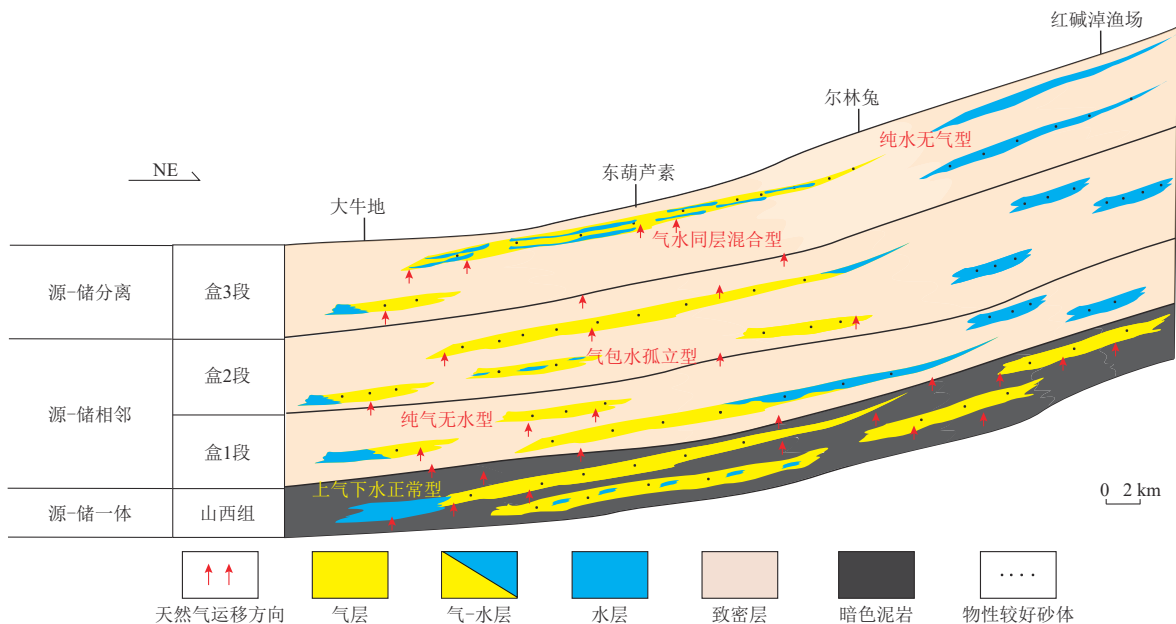


图 12 简单平缓构造带(鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东北部)致密砂岩气藏气-水分布模式

Fig. 12 Gas-water contact distribution patterns in the tight sandstone gas reservoirs in the simple gentle tectonic zones (northeastern Yishan slope, Ordos Basin)

若供烃强度小,供气不充足,储层物性下部差、上部好,非均质性强,源-储压差小,充注动力稍大于毛细管阻力,天然气驱替的水沿物性较好的砂体运移,主要形成底部和中部气-水同层混合型和气包水孤立型-顶部上气下水正常型气-水分布模式。

3.3 源-储分离(远源)型

源-储分离(远源)型气-水分布模式与源-储相邻(近源)型类似,但由于距离烃源岩更远,充注动力更小,气-水关系的类型更为复杂。

供烃强度一般较小,储层物性一般下差上好,非均质性较强,源-储压差较大,但充注动力一般。底部天然气难以充注致密储层,中部天然气驱替水体向上差异性运移,部分物性较差的水体残留呈气包水孤立体存在,顶部天然气聚集,主要形成下部上气下水正常型-中部气-水同层混合型-顶部纯水无气型气-水分布模式(图12)。

由于受构造活动(如断裂和裂缝),简单低缓构造和复杂隆起构造过渡带(杭锦旗地区)以及复杂隆起构造(川西前陆拗陷)不同源-储组合致密砂岩气-水分布更为复杂,尤其是在源-储相邻和源-储分离组合。

4 结论

1) 致密砂岩气-水关系主要为纯气无水型、上气下水正常型、上水下气倒置型、气-水同层混合型、气包水孤立型和纯水无气型。不同类型气-水关系的差异性主要表现在气-水层叠置关系、含气性变化规律和气-水区域分布。

2) 砂体尺度下,生烃强度控制了致密砂岩气-水分布范围,储层特征控制了致密砂岩气-水分布样式,源-储压差和构造活动控制了致密砂岩气-水分布边界。

3) 通过稳态渗流法、非稳态渗流法和降压脉冲法可以模拟致密岩心不同类型气-水关系的形成过程。岩心尺度下,致密砂岩渗透率和充注动力耦合控制了气-水关系的形成及其类型。建立了不同类型气-水关系形成的临界定量判识模型。

4) 致密砂岩的孔隙半径、喉道半径、孔喉配置关系(配位数和孔喉比)控制了流体的微观赋存特征,进而与充注压力耦合控制了孔隙尺度下致密砂岩不同类

型气-水关系形成的临界条件。

5) 不同源-储组合的致密砂岩具有不同的气-水分布模式。简单平缓构造带源-储一体(源内)型致密砂岩中,由低部位至高部位,气-水关系主要表现为纯气无水型-气包水孤立型-气-水同层混合型的分布模式,源-储相邻(近源)型源-储组合致密砂岩气-水可能出现全部的6种气-水关系类型,但是受供烃强度,储层物性、非均质性和微观孔隙结构特征以及源-储压差(充注动力)的共同影响,在不同的地区出现不同的气-水关系类型和分布模式。源-储分离(远源)型致密砂岩气藏一般具有下部上气下水正常型-中部气-水同层混合型-顶部纯水无气型气-水分布模式。

参考文献

- [1] LAW B E, DICKINSON W W. Conceptual model for origin of abnormally pressured gas accumulations in low-permeability reservoirs [J]. AAPG Bulletin, 1985, 69(8): 1295-1304.
- [2] LAW B E. Basin-centered gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1891-1919.
- [3] 王涛. 中国深盆地[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002.
WANG Tao. Deep basin gas fields in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002.
- [4] 魏国齐, 张福东, 李君, 等. 中国致密砂岩气成藏理论进展[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(2): 199-210.
WEI Guoqi, ZHANG Fudong, LI Jun, et al. New progress of tight sand gas accumulation theory and favorable exploration zones in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(2): 199-210.
- [5] ZOU Caineng, TAO Shizhen, ZHANG Xiangxiang, et al. Geologic characteristics, controlling factors and hydrocarbon accumulation mechanisms of China's Large Gas Provinces of low porosity and permeability [J]. Science in China Series D: Earth Sciences, 2009, 52(8): 1068-1090.
- [6] 何登发, 孙方源, 翟咏荷, 等. 鄂尔多斯盆地西缘石沟驿向斜的形成演化与致密砂岩气成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(2): 370-390.
HE Dengfa, SUN Fangyuan, ZHAI Yonghe, et al. Syncline development and tight sandstone gas accumulation model in Shigouyi area at western margin of Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(2): 370-390.
- [7] 郭旭升, 周德华, 赵培荣, 等. 鄂尔多斯盆地石炭系-二叠系煤系非常规天然气勘探开发进展与攻关方向[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1013-1023.
GUO Xusheng, ZHOU Dehua, ZHAO Peirong, et al. Progresses and directions of unconventional natural gas exploration and development in the Carboniferous-Permian coal measure strata,

- Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1013-1023.
- [8] 郑和荣, 刘忠群, 徐士林, 等. 四川盆地中国石化探区须家河组致密砂岩气勘探开发进展与攻关方向[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(4): 765-783.
- ZHENG Herong, LIU Zhongqun, XU Shilin, et al. Progress and key research directions of tight gas exploration and development in Xujiahe Formation, Sinopec exploration areas, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(4): 765-783.
- [9] 孟德伟, 贾爱林, 冀光, 等. 大型致密砂岩气田气水分布规律及控制因素——以鄂尔多斯盆地苏里格气田西区为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(4): 607-614, 635.
- MENG Dewei, JIA Ailin, JI Guang, et al. Water and gas distribution and its controlling factors of large scale tight sand gas: A case study of western Sulige Gas Field, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 607-614, 635.
- [10] 崔明明, 王宗秀, 樊爱萍, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田西南部地层水特征与气水关系[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(9): 1364-1375.
- CUI Mingming, WANG Zongxiu, FAN Aiping, et al. Characteristics of formation water and gas-water relation in southwest Sulige Gas Field, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(9): 1364-1375.
- [11] 陈朝兵, 杨友运, 邵金辉, 等. 鄂尔多斯东北部致密砂岩气藏地层水成因及分布规律[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(2): 313-325.
- CHEN Zhaobing, YANG Youyun, SHAO Jinhui, et al. Origin and distribution of formation water in tight sandstone reservoirs in the northeastern Ordos Basin[J]. Oil and Gas Geology, 2019, 40(2): 313-325.
- [12] 何东博, 贾成业, 位云生, 等. 世界天然气产业形势与发展趋势[J]. 天然气工业, 2022, 42(11): 1-12.
- HE Dongbo, JIA Chengye, WEI Yunsheng, et al. Current situation and development trend of world natural gas industry[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(11): 1-12.
- [13] 赵爽, 雍自权. 川中充西须四段致密砂岩气田气水分布特征及成因[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2012, 39(2): 164-169.
- ZHAO Shuang, YONG Ziquan. Gas-water distribution and genesis of the tight sandstone gas field in Member 4 of Xujiahe Formation in Chongxi of Central Sichuan, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2012, 39(2): 164-169.
- [14] 位云生, 邵辉, 贾爱林, 等. 低渗透高含水饱和度砂岩气藏气水分布模式及主控因素研究[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(5): 822-826.
- WEI Yunsheng, SHAO Hui, JIA Ailin, et al. Gas water distribution model and control factors in low permeability high water saturation sandstone gas reservoirs [J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(5): 822-826.
- [15] 郝国丽, 柳广弟, 谢增业, 等. 川中地区须家河组致密砂岩气藏气水分布模式及影响因素分析[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 427-434.
- HAO Guoli, LIU Guangdi, XIE Zengye, et al. Gas-water distributed pattern in Xujiahe Formation tight gas sandstone reservoir and influential factor in central Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3): 427-434.
- [16] GIES R M. Case history for a major Alberta deep basin gas trap: The Cadomin Formation [M]//MASTERS J A. Elsworth: Case Study of a Deep Basin Gas Field. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1984: 115-140.
- [17] SPENCER C W. Review of characteristics of low-permeability gas reservoirs in western United States[J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(5): 613-629.
- [18] 马新华. 鄂尔多斯盆地上古生界深盆气特点与成藏机理探讨[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(2): 230-236.
- MA Xinhua. Discussion on characteristics and reservoiring mechanism of deep basin gas in Upper Paleozoic in Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(2): 230-236.
- [19] 赵靖舟, 白玉彬, 曹青, 等. 鄂尔多斯盆地准连续型低渗透-致密砂岩大油田成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(6): 811-827.
- ZHAO Jingzhou, BAI Yubin, CAO Qing, et al. Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: A new pattern for large tight sand oilfields in the Ordos Basin[J]. Oil and Gas Geology, 2012, 33(6): 811-827.
- [20] 陶士振, 高晓辉, 李昌伟, 等. 煤系致密砂岩气渗流机理实验模拟研究——以四川盆地上三叠统须家河组煤系致密砂岩气为例[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(7): 1143-1152.
- TAO Shizhen, GAO Xiaohui, LI Changwei, et al. The experiment simulation study on gas percolation mechanisms of tight sandstone core in coal measure strata: A case study on coal-measure tight sandstone gas in the Upper Triassic Xujiahe Formation, Sichuan Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(7): 1143-1152.
- [21] 张福东, 李君, 魏国齐, 等. 低生烃强度区致密砂岩气形成机制——以鄂尔多斯盆地天环坳陷北段上古生界为例[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(1): 73-81.
- ZHANG Fudong, LI Jun, WEI Guoqi, et al. Formation mechanism of tight sandstone gas in areas of low hydrocarbon generation intensity: A case study of the Upper Paleozoic in North Tianhuan Depression in Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(1): 73-81.
- [22] 刘福田, 李荣西, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格西部气田“源控”主导的天然气成藏研究[J]. 沉积学报, 2019, 37(6): 1129-1139.
- LIU Futian, LI Rongxi, LIU Xinshe, et al. Study of gas

- accumulation under “source control” in western Sulige Gas Field, Ordos Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2019, 37(6): 1129–1139.
- [23] 姜福杰, 邵新荷, 李林涛, 等. 断裂调整型致密砂岩气藏成藏过程模拟与成藏模式[J]. *石油科学通报*, 2021, 6(4): 539–552.
JIANG Fujie, SHAO Xinhe, LI Lintao, et al. Accumulation process simulation and an accumulation model of a fault-adjusted tight sandstone gas reservoir [J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2021, 6(4): 539–552.
- [24] ZENG Jianhui, WANG Chen, GUO Shuai, et al. Petroleum migration characteristics in the northeastern part of the Baiyun Depression, Pearl River Mouth Basin, South China Sea [J]. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 2021, 95(1): 208–231.
- [25] BERKENPAS P G. The milk river shallow gas pool: Role of the updip water trap and connate water in gas production from the pool [R]. SPE-22922-MS, 1991.
- [26] CANT D J. Spirit river formation-a stratigraphic-diagenetic gas trap in the deep basin of Alberta [J]. *AAPG Bulletin*, 1983, 67(4): 1–29.
- [27] 代金友, 李建霆, 王宝刚, 等. 苏里格气田西区气水分布规律及其形成机理[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(5): 524–529.
DAI Jinyou, LI Jianting, WANG Baogang, et al. Distribution regularity and formation mechanism of gas and water in the western area of Sulige Gas Field, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(5): 524–529.
- [28] 窦伟坦, 刘新社, 王涛. 鄂尔多斯盆地苏里格气田地层水成因及气水分布规律[J]. *石油学报*, 2010, 31(5): 767–773.
DOU Weitan, LIU Xinshe, WANG Tao. The origin of formation water and the regularity of gas and water distribution for the Sulige Gas Field, Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(5): 767–773.
- [29] 王晓梅, 赵靖舟, 刘新社, 等. 苏里格气田西区致密砂岩储层地层水分布特征[J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(5): 802–810.
WANG Xiaomei, ZHAO Jingzhou, LIU Xinshe, et al. Distribution of formation water in tight sandstone reservoirs of western Sulige Gas Field, Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(5): 802–810.
- [30] 王怀厂, 任德生, 候云东, 等. 天环凹陷北部上古生界气水分布主控因素分析[J]. *特种油气藏*, 2018, 25(6): 32–36.
WANG Huaichang, REN Desheng, HOU Yundong, et al. Main-controlling factor analysis of the Upper Paleozoic gas-water distribution in northern Tianhuan Depression [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2018, 25(6): 32–36.
- [31] 吴浩, 刘锐娥, 左智峰, 等. 致密砂岩储层气水分布特征及其主控因素——以天环凹陷北段上古生界为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2020, 49(1): 148–158.
WU Hao, LIU Ruie, ZUO Zhifeng, et al. Gas and water distribution characteristics and its main controlling factors of the Upper Paleozoic tight sandstone reservoirs in the northern Tianhuan Depression [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2020, 49(1): 148–158.
- [32] NELSON P H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales [J]. *AAPG Bulletin*, 2009, 93(3): 329–340.
- [33] SAKHAE-POUR A, BRYANT S L. Effect of pore structure on the producibility of tight-gas sandstones [J]. *AAPG Bulletin*, 2014, 98(4): 663–694.
- [34] SHANLEY K W, CLUFF R M. The evolution of pore-scale fluid-saturation in low-permeability sandstone reservoirs [J]. *AAPG Bulletin*, 2015, 99(10): 1957–1990.
- [35] 明红霞, 孙卫, 张龙龙, 等. 致密砂岩气藏孔隙结构对物性及可动流体赋存特征的影响——以苏里格气田东部和东南部盒8段储层为例[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2015, 46(12): 4556–4567.
MING Hongxia, SUN Wei, ZHANG Longlong, et al. Impact of pore structure on physical property and occurrence characteristics of moving fluid of tight sandstone reservoir: Taking He 8 reservoir in the east and southeast of Sulige Gas Field as an example [J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2015, 46(12): 4556–4567.
- [36] 任大忠, 孙卫, 卢涛, 等. 致密砂岩气藏可动流体赋存特征的微观地质因素: 以苏里格气田东部盒8段储层为例[J]. *现代地质*, 2015, 29(6): 1409–1417.
REN Dazhong, SUN Wei, LU Tao, et al. Microscopic geological factors of movable fluid distribution in the tight sandstone gas reservoir: Taking the He 8 reservoir in the east of Sulige Gas Field as an example [J]. *Geoscience*, 2015, 29(6): 1409–1417.
- [37] 刘登科, 孙卫, 任大忠, 等. 致密砂岩气藏孔喉结构与可动流体赋存规律——以鄂尔多斯盆地苏里格气田西区盒8段、山1段储层为例[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(12): 2136–2146.
LIU Dengke, SUN Wei, REN Dazhong, et al. Features of pore-throat structures and movable fluid in tight gas reservoir: A case from the 8th member of Permian Xiashihezi Formation and the 1st member of Permian Shanxi Formation in the western area of Sulige Gasfield, Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(12): 2136–2146.
- [38] 高阳, 陈姗姗, 田军, 等. 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*, 2020, 31(12): 1717–1732.
GAO Yang, CHEN Shanshan, TIAN Jun, et al. Micro-occurrence of formation water in tight sandstone gas reservoir of North Tianhuan in Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(12): 1717–1732.
- [39] 庞雄奇, 姜振学, 黄捍东, 等. 叠复连续油气藏成因机制、发育模式及分布预测[J]. *石油学报*, 2014, 35(5): 795–828.
PANG Xiongqi, JIANG Zhenxue, HUANG Handong, et al. Formation mechanisms, distribution models, and prediction of

- superimposed, continuous hydrocarbon reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(5): 795-828.
- [40] 赵文智, 汪泽成, 朱怡翔, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田低效气藏的形成机理[J]. *石油学报*, 2005, 26(5): 5-9.
- ZHAO Wenzhi, WANG Zecheng, ZHU Yixiang, et al. Forming mechanism of low-efficiency gas reservoir in Sulige Gas Field of Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2005, 26(5): 5-9.
- [41] ZENG Jianhui, CHENG Shiwei, KONG Xu, et al. Non-Darcy flow in oil accumulation (oil displacing water) and relative permeability and oil saturation characteristics of low-permeability sandstones[J]. *Petroleum Science*, 2010, 7(1): 20-30.
- [42] ZENG Jianhui, ZHANG Yongchao, ZHANG Shanwen, et al. Experimental and theoretical characterization of the natural gas migration and accumulation mechanism in low-permeability (tight) sandstone cores[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 33: 1308-1315.
- [43] ZHANG Yongchao, ZENG Jianhui, QIAO Juncheng, et al. Experimental study on natural gas migration and accumulation mechanism in sweet spots of tight sandstones[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 36(Part A): 669-678.
- [44] 李剑, 张春林, 姜福杰, 等. 鄂尔多斯盆地上石炭统本溪组致密气富集主控因素[J]. *天然气工业*, 2021, 41(4): 30-40.
- LI Jian, ZHANG Chunlin, JIANG Fujie, et al. Main factors controlling the enrichment of Upper Carboniferous Benxi Formation tight gas in the Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(4): 30-40.
- [45] 谢增业, 杨春龙, 李剑, 等. 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[J]. *天然气工业*, 2020, 40(11): 31-40.
- XIE Zengye, YANG Chunlong, LI Jian, et al. 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[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(11): 31-40.
- [46] 谢增业, 杨春龙, 李剑, 等. 四川盆地致密砂岩天然气成藏特征及规模富集机制——以川中地区上三叠统须家河组气藏为例[J]. *天然气地球科学*, 2021, 32(8): 1201-1211.
- XIE Zengye, YANG Chunlong, LI Jian, et al. Accumulation characteristics and large-medium gas reservoir-forming mechanism of tight sandstone gas reservoir in Sichuan Basin: Case study on the Upper Triassic Xujiahe Formation gas reservoir in central Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(8): 1201-1211.
- [47] 张金川, 刘丽芳, 张杰, 等. 根缘气(深盆气)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. Experiments on the abnormal pressure of source-contacting gas (basin-centered gas) accumulation[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2004, 31(1): 119-122.
- [48] QIAO Juncheng, ZENG Jianhui, JIANG Shu, et al. Heterogeneity of reservoir quality and gas accumulation in tight sandstone reservoirs revealed by pore structure characterization and physical simulation[J]. *Fuel*, 2019, 253: 1300-1316.
- [49] ZHANG Yongchao, ZENG Jianhui, QIAO Juncheng, et al. Experimental study on natural gas migration and accumulation mechanism in sweet spots of tight sandstones[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 36(Part A): 669-678.
- [50] 魏宁, 李小春, 王颖, 等. 不同温压条件下泥质粉砂岩二氧化碳突破压的试验研究[J]. *岩土力学*, 2014, 35(1): 98-104.
- WEI Ning, LI Xiaochun, WANG Ying, et al. Experimental studies of CO₂ breakthrough pressure of argillaceous siltstone under different pressures and temperatures[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2014, 35(1): 98-104.
- [51] 赵玉龙, 刘香禹, 张烈辉, 等. 致密砂岩气藏气水流动规律及储层干化作用机理[J]. *天然气工业*, 2020, 40(9): 70-79.
- ZHAO Yulong, LIU Xiangyu, ZHANG Liehui, et al. Laws of gas and water flow and mechanism of reservoir drying in tight sandstone gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(9): 70-79.

(编辑 张玉银)