

裂缝—孔隙型有水气藏水侵动态变化规律及 关键参数计算方法

刘华勋^{1,2} 高树生^{1,2} 叶礼友^{1,2} 朱文卿^{1,2} 安为国¹

1. 中国石油勘探开发研究院 2. 中国石油集团科学技术研究院有限公司

摘要：为了实现裂缝—孔隙型有水气藏的高效开发，需要掌握水侵的动态变化规律。为此，基于 π 定理，引入了反映水侵动态变化特征的无量纲参数进行水侵动态物理模拟实验方案设计；选取四川盆地川中地区某裂缝—孔隙型有水气藏储层全直径岩心开展水侵动态物理模拟实验，然后通过数值反演将实验结果转换为有水气藏水侵动态评价参数，进而研究裂缝—孔隙型有水气藏水侵动态变化规律，并建立水侵动态评价关键参数及水体体积的计算方法；在此基础上，以四川盆地中坝气田上三叠统须家河组二段气藏为例，进行水侵动态分析及水体规模评价。研究结果表明：①裂缝—孔隙型边、底水气藏水侵与产气同步发生，无水采气期井底压力与天然气采出程度呈线性关系，气藏产出地层水后水侵速度加快、水气比快速上升，最后趋于稳定的较高水气比；②无水采气期井底压降速率与稳定水气比主要受水体体积的影响，而单位压降气采出程度和稳定水气比又可用来评价水体体积；③建立了裂缝—孔隙型边、底水气藏无水采气期稳定单位压降气采出程度、稳定水气比与水体规模互相解释评价方法。结论认为：①气藏水侵生产动态曲线与岩心模拟水侵动态实验结果具有很好的一致性，根据已知的水体体积，可以预测无水采气期单位压降气采出程度、稳定水气比；依据稳定水气比，可以预测气藏水体体积，预测结果与生产动态具有很好的一致性；②该研究成果可以为裂缝—孔隙型有水气藏水侵动态预测和整体治水提供理论支撑。

关键词：裂缝—孔隙型；有水气藏；水侵动态；单位压降气采出程度；水气比；水体体积；四川盆地；中坝气田；上三叠统须家河组二段气藏

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2020.06.009

Change laws of water invasion performance in fractured-porous water-bearing gas reservoirs and key parameter calculation methods

LIU Huaxun^{1,2}, GAO Shusheng^{1,2}, YE Liyou^{1,2}, ZHU Wenqing^{1,2}, AN Weiguo¹

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang, Hebei 065007, China; 2. CNPC Science and Technology Research Institute, Beijing 100083, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 40, ISSUE 6, pp.90-99, 6/25/2020. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: In order to develop fractured-porous water-bearing gas reservoirs efficiently, it is necessary to understand the change laws of water invasion performance. Based on the π theorem, this paper adopted the dimensionless parameter that can reflect the change characteristics of water invasion performance to design the physical simulation experimental scheme of water invasion performance. The full-diameter cores taken from the reservoir of one certain fractured-porous water-bearing gas reservoir in the central Sichuan Basin were selected to carry out physical simulation experiment of water invasion performance. Then, by virtue of numerical inversion, the experimental results were converted into evaluation parameters of water invasion performance in water-bearing gas reservoirs. Afterwards, the change laws of water invasion performance in fractured-porous water bearing gas reservoirs were investigated, and the method for calculating key water invasion performance evaluation parameters and aquifer volume was established. Finally, water invasion performance analysis and aquifer size evaluation were conducted with the gas reservoir in the second Member of Xujiahe Formation, Upper Triassic in the Zhongba Gasfield of the Sichuan Basin as an example. And the following research results are obtained. First, in fractured-porous gas reservoirs with edge and bottom water, water invasion and gas production occur simultaneously. Before water production, there is a linear relationship between bottomhole pressure and reserve recovery degree. After water production, water invasion speeds up and the water-gas ratio (WGR) rises rapidly and finally approaches to a stable WGR of higher level. Second, the bottom hole pressure drop rate before water production and the stable WGR are mainly affected by the aquifer volume, and the degree of reserve recovery per unit pressure drop and the stable WGR can be used to evaluate the aquifer volume. Third, a method for mutual interpretation and evaluation of the aquifer size and the reserve recovery degree per unit pressure drop before water production and the stable WGR of fractured-porous gas reservoirs with edge and bottom water is established. In conclusion, the water invasion performance curve of the gas reservoir agrees with the core simulation experimental results. Based on the known aquifer volume of a gas reservoir, the stable reserve recovery degree per unit pressure drop before water production and the stable WGR can be predicted; and on the basis of the stable WGR, the aquifer volume of a gas reservoir can be predicted. The prediction results are in line with the production performance, providing a theoretical support for water invasion performance prediction and overall water control of fractured-porous water-bearing gas reservoirs.

Keywords: Fractured-porous; Water-bearing gas reservoir; Water invasion performance; Degree of reserve recovery per unit pressure drop; Water-gas ratio; Aquifer volume; Sichuan Basin; Zhongba Gasfield; Gas reservoir in the second Member of Upper Triassic Xujiahe Formation

基金项目：国家科技重大专项“土库曼斯坦阿姆河右岸裂缝孔隙（洞）型碳酸盐岩气藏高效开发关键技术研究与应用”（编号：2017ZX05030-003）、国家科技重大专项“大型裂缝—孔洞型碳酸盐岩气藏精细描述与优化开发技术研究及应用”（编号：2016ZX05052002）、国家自然科学基金项目“超深层天然气藏开发基础理论研究”（编号：U1762216）。

作者简介：刘华勋，1985年生，工程师，硕士；主要从事油气藏渗流机理与气藏动态分析方面的研究工作。地址：（065007）河北省廊坊市广阳区万庄44号信箱。电话：（010）83596314。ORCID: 0000-0002-9401-0511。E-mail: liuhuaxun@petrochina.com.cn

通信作者：叶礼友，1982年生，高级工程师，博士；主要从事油气藏渗流机理方面的研究工作，地址：（065007）河北省廊坊市广阳区万庄44号信箱。E-mail: yeliyou69@petrochina.com.cn

0 引言

天然气藏储层储集空间类型划分为孔隙型、溶洞型、裂缝—孔隙型和裂缝—孔洞型^[1-3],其中裂缝—孔隙型气藏在四川盆地和塔里木盆地分布范围广^[4],资源量丰富且单井产气能力强。中坝气田上三叠统须家河组二段气藏(以下简称须二段气藏)^[5-6]、库车坳陷克深2气藏^[7]、土库曼斯坦阿姆河右岸气田^[8]等裂缝—孔隙型有水气藏的开发实践表明,裂缝发育是气井高产的关键因素,但同时也是边、低水快速侵入气藏的主要原因。

目前,关于有水气藏水侵影响因素及水侵量的计算方面已有较多研究成果。通过物理模拟实验,郭平等^[9]针对缝洞型凝析气藏研究了不同水体体积、采气速度对水侵的影响,认为水体越大,凝析油采出程度越大,而采气速度对凝析油的采出程度影响不大;焦春艳等^[10]通过对均质砂岩气藏的水侵动态特征进行研究,认为气采出程度主要取决于渗透率和采气速度;沈伟军等^[11]考虑不同底水水体体积、单井配产及气藏压力的影响,对裂缝型气藏发生底水水侵进行物理模拟实验研究,认为气藏压力和底水体积是影响气采出程度的主要因素,刘华勋等^[12]通过开展物理模拟实验,研究渗透率、水体能量对气藏发生水侵的影响,认为只要边底水能量充足且储层渗透性较好,气藏开发过程中就可能发生大规模水侵。针对水侵的模拟计算,程开河等^[13]、李凤颖等^[14]通过气藏数值模拟研究了渗透率、采气速度、气井打开程度、水体体积等因素对水侵的影响;Schilthuis^[15]基于达西稳定渗流提出了稳态水侵量计算方法;Van Everdingen等^[16]提出了非稳态水侵量计算方法;考虑流体不同的流形(半球形流、平面径向流和直线流),廖运涛^[17]推导出了不同形式的无因次水侵量回归公式;夏静等^[18]考虑异常高压及流体膨胀的影响,基于物质平衡方程,得到了水侵量的计算方法。

虽然针对水侵在物理模拟、气藏数值模拟方面已取得了一些研究成果,但还存在着较多问题。比如物理模拟实验条件与实际气藏条件差异大,实验结果表征的是实验岩心的水侵动态,尺度效应影响显著,难以准确表征气井实际生产动态。因此,通过实验取得的相关认识更多是定性的,应用到气井生产动态分析上则存在局限性;而数值模拟选用的模型常常又过于理想,与实际的储层特征差异较大,从而使其研究结果难以准确描述水侵动态。

为了建立岩心水侵动态物理模拟实验结果与有水气藏水侵动态评价参数之间的相关关系, 基于 π 定理, 引入了反映水侵动态变化特征的无量纲参数, 并进行水侵动态物理模拟实验方案设计; 然后, 选取四川盆地川中地区某个裂缝—孔隙型有水气藏储层全直径岩心, 开展水侵动态物理模拟实验, 基于实验结果, 通过数值反演将其转换为有水气藏水侵动态评价参数, 进而研究裂缝—孔隙型有水气藏水侵动态的变化规律, 并建立了水侵动态评价关键参数及水体体积的计算方法; 在此基础上, 以中坝须二段气藏为例进行水侵动态分析及水体规模评价, 以验证所建立方法的准确性。

1 裂缝—孔隙型有水气藏水侵动态物理模拟实验

1.1 实验方案

所选取的全直径岩心基质致密、微裂缝较发育, 储集空间类型为裂缝—孔隙型, 储层孔隙度为 6%, 裂缝孔隙体积有限, 通过 CT 扫描测得裂缝面孔率为 1.2%, 基质渗透率为 0.02 mD, 裂缝渗透率为 5 mD, 采用该岩心开展不同水体倍数、采气速度下水侵动态物理模拟实验。实验流程如图 1 所示, 为了安全起见, 实验气体采用高纯氮气, 实验围压为 50 MPa, 岩心

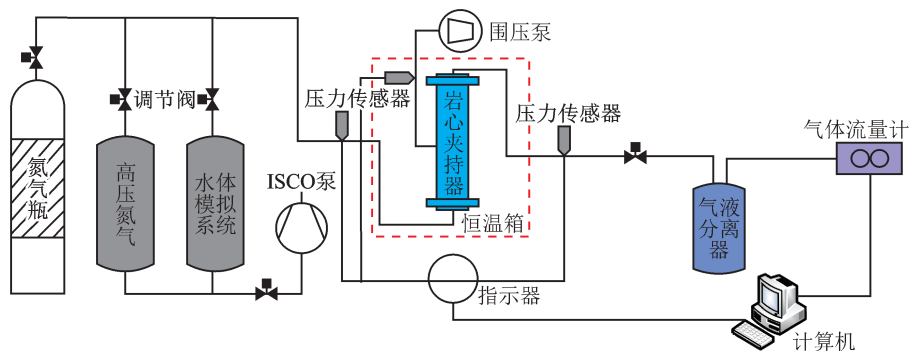


图 1 裂缝—孔隙型有水气藏水侵动态物理模拟实验流程图示意图

饱和氮气的压力及水体模拟系统的压力均加压至 30 MPa；打开流量计以模拟气藏的开发过程，并且记录时间、压力与流量的变化，直至岩心出口端压力降到 3 MPa 时实验结束。该实验重点研究水体倍数为 7 和采气速度为 1 000 mL/min 条件下的水侵特征，进而总结水侵规律。

1.2 实验参数的无量纲化处理

开展水侵动态物理模拟实验的目的是为了在实验室模拟有水气藏的生产动态，进而总结水侵规律，以指导有水气藏的高效开发。为了建立岩心物理模拟实验结果与气藏生产动态评价参数之间的关系，基于相似第二定理（ π 定理）^[19]，引入了气采出程度、水侵相对体积（简称水侵 PV 数）、水气比、相对压力、相对压差、采气强度及水体相对膨胀能力 7 个无量纲参数，其中前 5 个参数用于分析水侵动态，后 2 个参数用于确定水侵动态物理模拟实验条件（实验流量与水体体积）。通过上述 7 个无量纲参数，可以将实验室条件下模拟得到的水侵动态参数转换为气藏条件下的生产动态参数，进而分析有水气藏产水特征，总结水侵规律。

气采出程度计算式为：

$$\eta = \frac{q_g t}{G} \quad (1)$$

水侵相对体积计算式为：

$$\alpha = \frac{W_e}{GB_{gi}} \quad (2)$$

水气比计算式为：

$$WGR = \frac{q_w}{q_g} \quad (3)$$

相对压力计算式为：

$$p_D = \frac{p}{p_i} \quad (4)$$

相对压差计算式为：

$$\Delta p_D = \frac{p - p_w}{p_i} \quad (5)$$

采气强度计算式为：

$$q_D = \frac{q_g}{q_{AOF}} \quad (6)$$

水体相对膨胀能力计算式为：

$$\delta = NC_s p_i \quad (7)$$

式中 η 表示气采出程度； q_g 表示产气速度， $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ； t 表示时间， d ； G 表示气藏储量， 10^4 m^3 ； α 表示水侵相对体积，无量纲； W_e 表示累计水侵量， 10^4 m^3 ； B_{gi} 表示原始状态下天然气体积系数，无量纲； WGR 表示水气比， $\text{m}^3/10^4 \text{ m}^3$ ； q_w 表示产水速度， m^3/d ； p_D 表示相对压力，无量纲； p 表示地层压力，MPa； p_i 表示原始地层压力，MPa； Δp_D 表示相对生产压差，无量纲； p_w 表示井底压力，MPa； q_D 表示采气强度，无量纲； q_{AOF} 表示无阻流量， $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ； δ 表示水体相对膨胀能力，无量纲； N 表示水体倍数，即原始地层条件下水体体积与天然气体积的比值； C_s 表示水体综合压缩系数， MPa^{-1} 。

笔者此次开展的水侵动态物理模拟实验设置水体倍数介于 3~10，水侵量则由水体体积、综合压缩系数及压降共同决定；无阻流量为 50 000 mL/min，采气速度介于 500~4 000 mL/min，相应采气强度则介于 0.01~0.08。

1.3 实验结果分析

1.3.1 水侵相对体积的变化规律

实验结果显示，当水体倍数（ N ）为 7 时，在不同采气强度（ q_D ）下水侵相对体积（ α ）与气采出程度（ η ）的关系曲线基本重合，且呈正相关关系，可见在相同的储层物性及水体倍数条件下，采气强度对水侵的影响很小（图 2-a）；无水采气期 $\alpha-\eta$ 关系曲线的

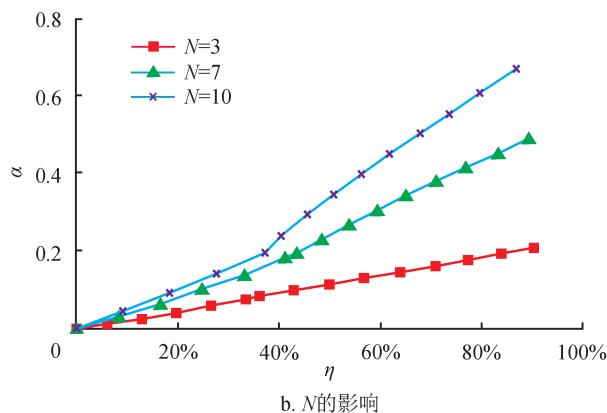
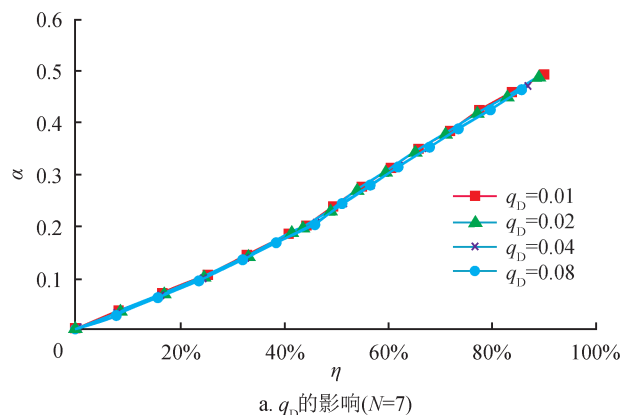


图 2 $\alpha-\eta$ 关系曲线图

斜率明显小于气藏产出地层水后, 表明对于裂缝—孔隙型储层而言, 在气藏生产后期每采出 1% 天然气对应的水侵量大于生产前期(图 2-a), 这与实际裂缝—孔隙型有水气藏气井的生产动态特征也一致^[8]; 并且 N 越大, 见水前、后的 α — η 关系曲线的斜率差别越大。见水时 α 基本保持在 0.15 左右, 该数值主要受裂缝—孔隙型储层物性特征的影响, 而受 N 和 q_D 的影响较小, 但见水时的 η 受 N 影响大, 且 N 越大, 无水采气期期末的 η 越低(图 2-b)。综上所述, 水体倍数是影响裂缝—孔隙型气藏水侵动态的关键参数, 确定水体倍数或水体能量大小对于实现有水气藏的高效开发意义重大。

1.3.2 相对生产压差的变化规律

生产压差是油气田生产动态分析关注的一个重要参数, 该参数能够反映气井配产的合理性及产气能力的变化。储层渗流能力越强, 相对生产压差(Δp_D)越小, 无水采气期 Δp_D 也越小。如图 3 所示, Δp_D 随气采出程度(η)增长较慢, 直至废弃时 Δp_D 也较小, 说明在储层基质渗透率为 0.02 mD、裂缝渗透率为 5 mD 的条件下, 基质对裂缝具有较强的供气能力, 水

侵发生后地层中虽然出现了气水两相渗流, 但气相渗流阻力增加的绝对值并不明显。因此相对生产压差增长较慢。但如果单井水产量较大, 当气产量低于临界携液流量时会导致井筒积液, 井筒中压差增大, 进而增大气藏废弃压力, 降低气采出程度。通常情况下, 边底水水体规模相对较大, 气井见水后单井水产量大, 生产水气比较高, 一般在 $10 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 左右或更高, 明显超过致密砂岩气藏的生产水气比(一般介于 $0.1 \sim 1.0 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$)^[20-22]。大量的地层水处理是裂缝—孔隙型有水气藏开发中后期面临的难题, 现场通常在气井见水后采取排水采气工艺措施来应对, 部分受产水影响严重的气井甚至被迫关井。

1.3.3 相对压力、单位压降气采出程度的变化规律

图 4-a 为 4 个采气强度(q_D)下相对压力(p_D)与气采出程度(η)的关系曲线, 可以看出, 无水采气期期末的 η 在 40% 左右, 且无水采气期的 p_D — η 关系曲线基本重合, 受 q_D 的影响较小; 气藏产出地层水后, 随着 η 增加, p_D 降幅增大, 并且 q_D 越大, p_D 降幅越大; p_D — η 关系曲线特征整体呈现两段式。图 4-b 为 4 个 q_D 下单位压降气采出程度(β)与井底

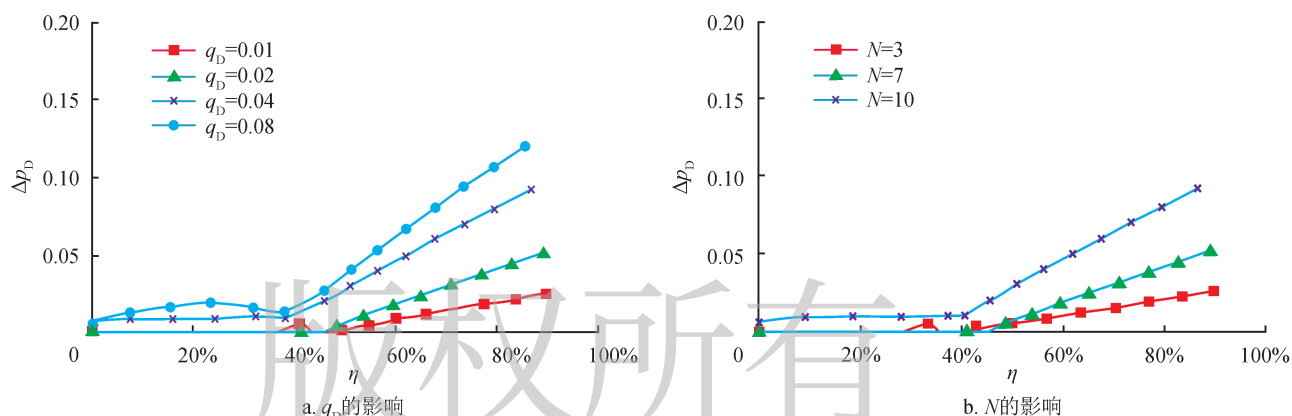


图 3 Δp_D — η 关系曲线图

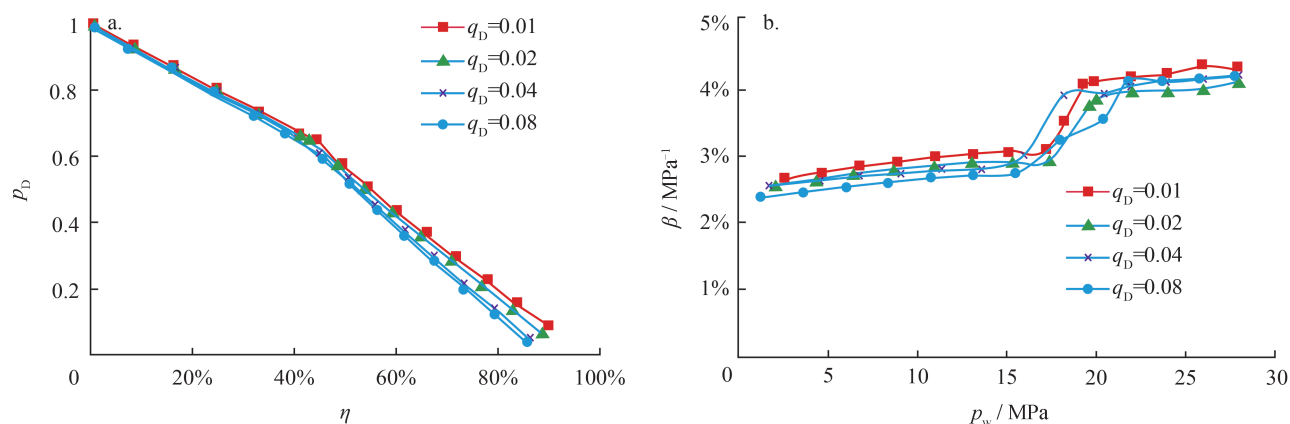


图 4 不同 q_D 下 p_D — η 、 β — p_w 关系曲线图

压力 (p_w) 的关系曲线, 可以看出, 无水采气期的 β 明显大于气藏产出地层水后的 β , 边底水的产出对裂缝—孔隙型有水气藏气采出程度影响大。

如图 5 所示, 不同水体倍数 (N) 影响下 p_D — η 关系曲线也呈两段式, 且直线斜率和拐点位置受水体倍数影响较大; 无水采气期, N 越大, 随 η 增大 p_D 下降的幅度越小, 单位压降气采出程度 (β) 越高; 边底水产出后, N 越大, 随 η 增大 p_D 下降的幅度越大, β 越低。水侵动态物理模拟实验结果显示, 对于此次实验采用的裂缝—孔隙型岩心, N 介于 3 ~ 10, 无水采气期 β 介于 3.4% ~ 4.6% MPa^{-1} , 气藏产出地层水后, N 为 7、10 对应的 β 迅速下降并稳定在 2.5% MPa^{-1} 左右, 而 N 为 3 对应的 β 则缓慢降至 3% MPa^{-1} 左右; 当 N 为 10 时, p_D — η 关系曲线出现拐点的位置对应的 p_D 最高, 达到 0.73; N 为 7 时, 拐点位置对应的 p_D 略低, 其数值为 0.6; N 为 3 时, 拐点位置对应的 p_D 最低, 其数值仅在 0.1 左右。综上所述, 单位压降气采出程度的高低及 p_D — η 关系曲线出现拐点的位置受水体倍数影响大, 水体倍数是影响裂缝—孔隙型有水气藏生产动态的关键参数。

1.3.4 生产水气比的变化规律

裂缝—孔隙型有水气藏容易发生水侵, 进而导致气井产水。如图 6-a 所示, 水体倍数 (N) 一定时, 在一定采气强度 (q_D) 条件下, q_D 对无水采气期期末气采出程度 (η) 和生产水气比 (WGR) 影响较小; 如图 6-b 所示, N 越大, 见水越早, 对应的无水采气期期末 η 越低, 且其数值大小与储层特征也密切相关。水侵动态物理模拟实验结果与气井实际生产动态具有较好的一致性, 均表现出 WGR 迅速上升, 且呈台阶式的变化趋势。以中坝须二段气藏为例, 该气藏为裂缝—孔隙型边水气藏, 气井投产一段时间后产出地层水, 水产量先快速上升, 之后进入气水产量相对稳定阶段, WGR 稳定在 3.9 $\text{m}^3/10^4 \text{m}^3$ 左右^[6]。

如图 6-b 所示, WGR 稳定后, 其数值大小主要受 N 的影响, N 为 3 时, 无水采气期期末 η 为 84%, 最终 η 为 90%, WGR 约为 4 $\text{m}^3/10^4 \text{m}^3$, 水侵的影响很小; N 为 7 时, 稳定 WGR 在 18 $\text{m}^3/10^4 \text{m}^3$ 左右, 无水采气期 η 约为 42%; N 为 10 时, 稳定 WGR 高达 27 $\text{m}^3/10^4 \text{m}^3$, 无水采气期 η 约为 38%, 见水最早且后期 WGR 高。可见, 稳定水气比受裂缝—孔隙型

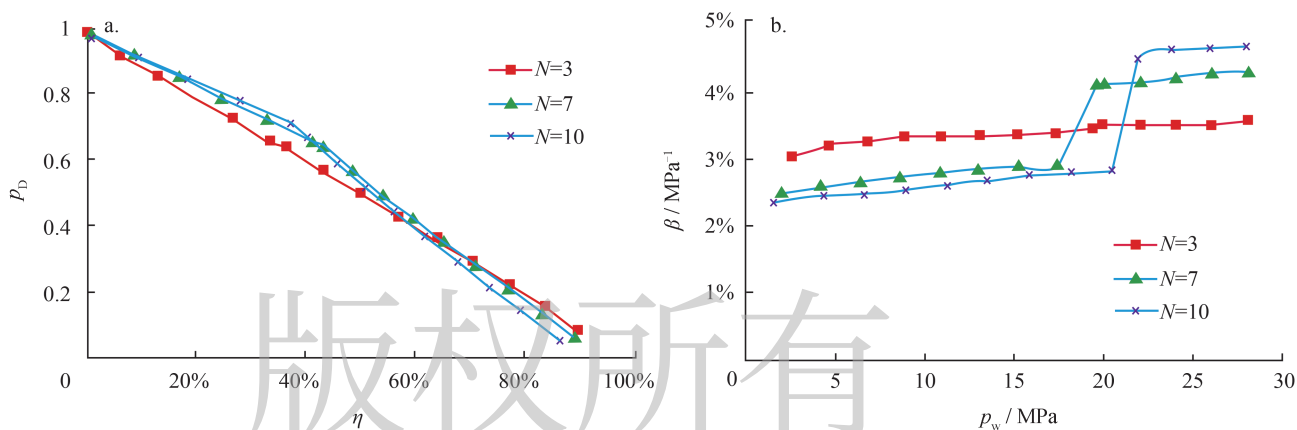


图 5 不同 N 下 p_D — η 、 β — p_w 关系曲线图

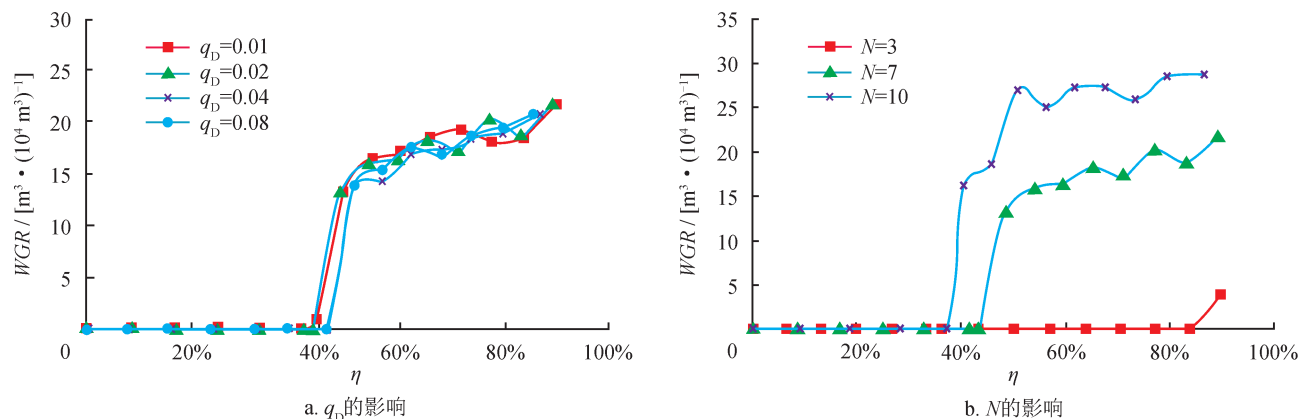


图 6 WGR — η 关系曲线图

气藏水体体积影响较大,二者之间有明显的相关性,可将稳定水气比作为裂缝—孔隙型有水气藏动态预测的重要参数。

2 裂缝—孔隙型有水气藏水侵动态评价关键参数及水体体积计算方法

采用裂缝—孔隙型岩心开展的水侵动态物理模拟实验结果表明,水体体积(V_w)决定着该类型气藏无水采气期的单位压降气采出程度(β)、无水采气期期末气采出程度(η)及稳定生产水气比(WGR);同时,稳定 WGR 与无水采气期 β 也可以用于计算水体倍数。在此,笔者建立裂缝—孔隙型有水气藏 V_w 、无水采气期 β 与稳定 WGR 的计算方法,以用于裂缝—孔隙型有水气藏水侵动态的预测。

2.1 无水采气期单位压降气采出程度的计算方法

水驱气藏的物质平衡方程式为:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + W_e - W_p B_w \quad (8)$$

式中 G_p 表示累计产气量, 10^4 m^3 ; B_g 表示天然气体积系数,无量纲; W_p 表示累计产水量, 10^4 m^3 ; B_w 表示地层水体积系数,无量纲。

根据真实气体状态方程,得到天然气体积系数(B_g)计算式为:

$$B_g = \frac{Z_i T p_{sc}}{Z_{sc} T_{sc} p} \quad (9)$$

根据微可压缩流体膨胀定律,得到累计水侵量(W_e)计算式为:

$$W_e = NG \frac{Z_i T p_{sc}}{Z_{sc} T_{sc} p_i} C_s (p_i - p_{we}) \quad (10)$$

式中 p_{we} 表示水体压力, MPa 。

处于无水采气期时, W_p 等于0,然后将式(9)、(10)带入式(8),得

$$G \frac{Z_i T p_{sc}}{Z_{sc} T_{sc} p_i} = (G - G_p) \frac{Z_i T p_{sc}}{Z_{sc} T_{sc} p} + NG \frac{Z_i T p_{sc}}{Z_{sc} T_{sc} p_i} C_s (p_i - p_{we}) \quad (11)$$

式中 Z 表示气体偏差因子,无量纲; p_{sc} 表示地面标准状态下压力, 0.101 MPa ; T 表示气藏温度, K ; T_{sc} 表示地面标准状态下温度, 293.15 K ; Z_i 表示原始压力(p_i)下气体偏差因子,无量纲; Z_{sc} 表示地面标准状态下气体偏差因子,无量纲。

当裂缝—孔隙型有水气藏的采气阶段处于无水采气期早期时,由于相对生产压差小,可以认为此

时水体压力(p_{we})、气藏压力(p)和井底压力(p_w)基本一致,因此式(11)变换为:

$$G \frac{Z_i T p_{sc}}{Z_{sc} T_{sc} p_i} = (G - G_p) \frac{Z_i T p_{sc}}{Z_{sc} T_{sc} p_w} + NG \frac{Z_i T p_{sc}}{Z_{sc} T_{sc} p_i} C_s (p_i - p_w) \quad (12)$$

由式(12)整理得累计产气量(G_p)计算式为:

$$G_p = G - \frac{p_w}{Z} \left[\frac{Z_i}{p_i} - N \frac{Z_i}{p_i} C_s (p_i - p_w) \right] G \quad (13)$$

由式(13)即得有水气藏无水采气期早期气采出程度(η)计算式为:

$$\eta = 1 - \frac{Z_i p_w}{Z p_i} [1 - N C_s (p_i - p_w)] \quad (14)$$

然后,将式(14)对井底压力(p_w)求导,考虑偏差因子(Z)随 p_w 变化的幅度小,忽略其对 p_w 的偏导项,进而得到无水采气期早期单位压降气采出程度(β)近似计算式为:

$$\beta = \frac{Z_i}{Z p_i} [1 - N C_s (p_i - p_w)] + \frac{Z_i p_w}{Z p_i} N C_s \quad (15)$$

式中 β 表示单位压降气采出程度, MPa^{-1} 。

根据式(15),考虑到在无水采气期早期 η 较小,气井井底压力(p_w)下降幅度小, p_w 与原始地层压力(p_i)较接近, Z 与 Z_i 也较接近。因此,可以得到无水采气期早期 β 的简化计算式,即

$$\beta = \frac{1}{p_i} + N C_s \quad (16)$$

依据式(16),计算气藏无水采气期早期 β 值,计算值与水侵动态物理模拟实验结果较一致(图7),相对误差小于5%,计算精度高。

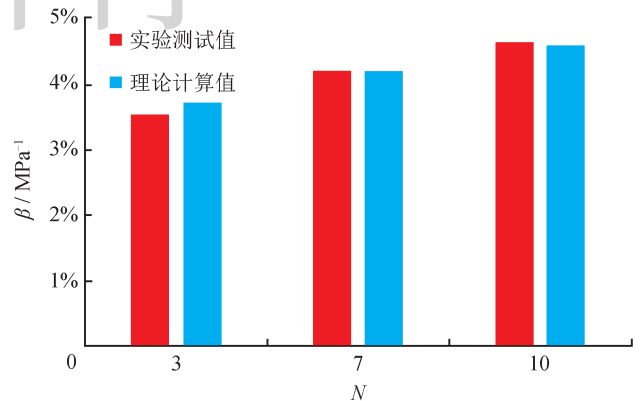


图7 不同 N 下 β 实验测试值与理论计算值对比图

2.2 生产井稳定水气比计算方法

由于裂缝渗透率远大于基质孔隙渗透率,地层

水主要是沿着裂缝侵入气藏内部,该过程可以视为在裂缝中进行水驱气,近似为活塞驱,水侵区域的含水饱和度基本维持不变^[23]。在此基础上,可以认为气井见水后,累计水侵量与气井累计产水量的差值(净水侵量)保持不变,即式(8)中 W_e 与 $W_p B_w$ 之差保持不变,进而得到累计产水量计算式为:

$$W_p = \frac{W_e - W_{cl}}{B_w} \quad (17)$$

式中 W_{cl} 表示气井见水时累计水侵量, 10^4 m^3 。

将式(17)代入式(8),得

$$G_p = G - \frac{GB_{gi} - W_{cl}}{B_g} \quad (18)$$

将式(10)代入式(17),得到累计产水量计算式,即

$$W_p = \frac{NGB_{gi}C_s(p_i - p_w)}{B_w} \quad (19)$$

式中 p_i 表示气井见水时井底压力, MPa。

将式(19)代入式(18),得到累计产气量计算式,即

$$G_p = G - \frac{p_w}{Z} \left[\frac{Z_i}{p_i} - N \frac{Z_i}{p_i} C_s (p_i - p_i) \right] G \quad (20)$$

将式(19)对井底压力(p_w)求导,得单位压降产水量;将式(20)对 p_w 求导,得单位压降采气量;然后,将单位压降产水量与单位压降采气量相除,则 WGR 的计算式为:

$$WGR = \frac{\frac{NB_{gi}C_s}{B_w}}{\left(\frac{1}{Z} - \frac{\partial Z}{\partial p_w} \frac{p_w}{Z^2} \right) \left[\frac{Z_i}{p_i} - N \frac{Z_i}{p_i} C_s (p_i - p_i) \right]} \quad (21)$$

式(21)即为裂缝—孔隙型有水气藏气井见水后稳定水气比计算式,考虑到水侵前缘沿裂缝推进速度快,气井见水时相对压力(p_D)较高,此时气体偏差因子(Z)相对于原始地层压力下的 Z_i 变化也相对较小,可以近似考虑为保持不变,因此,式(21)可以简化为:

$$WGR = \frac{NB_{gi}C_s p_i}{[1 - NC_s(p_i - p_i)]B_w} \quad (22)$$

根据式(22)计算不同水体倍数(N)下稳定 WGR ,如图8所示, N 为7、10的条件下,稳定 WGR 计算值与水侵动态物理模拟实验实测值较一致,相对误差小于10%; N 为3时,由于水体能量相对较弱,见水时 p_D 较低,其数值为0.15,与式(22)需满足的假设条件不符,因此, WGR 计算值与实验

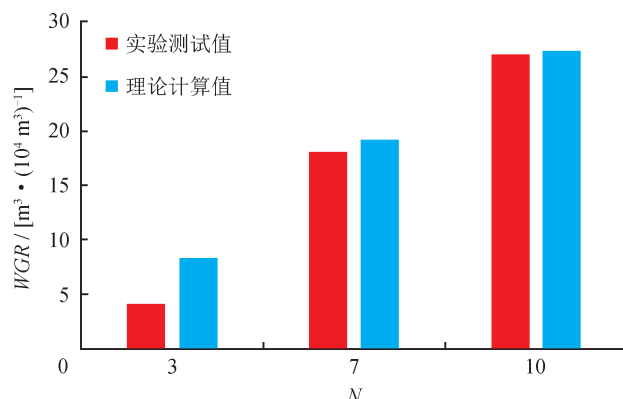


图8 不同 N 下稳定 WGR 实验测试值与理论计算值对比图

测试值偏差相对较大;另外, N 为3时,见水时岩心出口端压力接近废弃压力(3 MPa),气水同产持续时间短,水气比还未上升到相对稳定状态却已达到实验终止条件,导致实验测试值相对偏低。总体看来,式(22)可以满足 N 较大、见水相对较早时稳定 WGR 的计算精度要求。

2.3 水体体积计算方法

根据式(16)可以得到裂缝—孔隙型有水气藏无水采气期早期单位压降气采出程度(β)与水体倍数(N)的关系式,因此,若已知裂缝—孔隙型有水气藏储层参数与生产早期 β ,则可以计算得到 N ,进而得到水体体积,水体体积计算式为:

$$V_w = GB_{gi} \frac{\beta p_i - 1}{C_s p_i} \quad (23)$$

式中 V_w 表示水体体积, 10^4 m^3 。

由式(22)也可以得到裂缝—孔隙型有水气藏稳定 WGR — N 关系式,因此,当已知裂缝—孔隙型有水气藏储层参数与稳定 WGR 时,也可以计算得到 N ,进而求得 V_w , V_w 计算式为:

$$V_w = GB_{gi} \frac{B_w WGR}{B_{gi} C_s p_i + C_s (p_i - p_i) B_w WGR} \quad (24)$$

3 实例应用

中坝须二段气藏储层埋深介于2 400 ~ 2 750 m,原始地层压力为27.0 MPa,产层中部温度为73.05 °C,岩心分析平均孔隙度为6.62%,平均渗透率为0.2 mD,平均束缚水饱和度为38.4%,气藏储集空间类型为裂缝—孔隙型。

3.1 气藏生产动态特征

中坝须二段气藏2017年重新申报的探明储量

为 $139.4 \times 10^8 \text{ m}^3$, 地质评价水体体积为 $8\,175 \times 10^4 \text{ m}^3$, 水体倍数为 1.2。1973—1979 年为该气藏的上产阶段, 生产井逐渐增至 15 口, 日产气量达 $135 \times 10^4 \text{ m}^3$, 3 口井产少量水; 1980—1982 年为该气藏的降产控水阶段, 3 口井水淹, 新增出水井 2 口, 生产井 25 口, 日产气量降至 $60 \times 10^4 \text{ m}^3$; 1983—1990 年该气藏部分产水气井实施了工艺排水, 日产气量维持在 $60 \times 10^4 \text{ m}^3$, 产水井增至 9 口, 日产水量上升; 1990 年该气藏进入整体治水阶段, 前缘水线明显收缩, 产水气井未再增加, 日产气量稳定在 $60 \times 10^4 \text{ m}^3$ 左右, 日产水量稳定在 270 m^3 左右, 新增出水井 4 口, 日产水量稳定在 200 m^3 左右, 水气比稳定在 $4 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 左右 (图 9)。截至 2019 年 7 月底, 累计采气量为 $103.53 \times 10^8 \text{ m}^3$, 累计产水量为 $285.47 \times 10^4 \text{ m}^3$, 气采出程度达 74.3%^[6]。

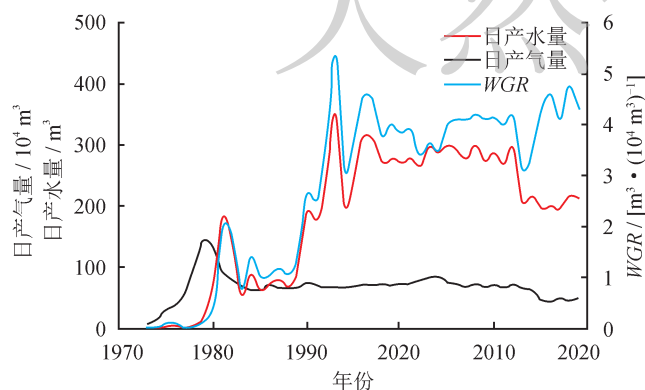


图9 中坝须二段气藏生产动态曲线图

根据中坝须二段气藏水气比的变化特征, 将该气藏的生产阶段划分为以下 3 个阶段: ①无水采气阶段。该阶段只产气, 不产地层水, 其期末气采出程度为 12.0%。②水气比上升阶段。该阶段产水气井数逐渐增加, 日产水量快速上升, 日产气量快速下降, 水气比快速上升, 该阶段平均水气比为 $1.24 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$, 其期末气采出程度为 25.0%。③水气比稳定阶段。该阶段持续时间较长, 水气比进入相对稳定期, 平均水气比为 $3.90 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$, 其期末气采出程度达到 74.3%。通过水侵动态物理模拟实验得到的裂缝—孔隙型储层产水动态与中坝须二段气藏全生命周期的产水动态变化趋势较一致。

3.2 单位压降气采出程度与采气量

1979 年中坝须二段气藏进行了 6 井次关井压力测试, 测试平均地层压力为 25 MPa, 累计产气量为 $11.5 \times 10^8 \text{ m}^3$, 单位压降气采出程度 (β) 为 $4.1\% \text{ MPa}^{-1}$, 单位压降采气量为 $5.75 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。中坝须二

段气藏原始地层压力为 27 MPa, 地质评价水体体积为 $0.8175 \times 10^8 \text{ m}^3$, 水体倍数为 1.2, 水体综合压缩系数 0.002 MPa^{-1} , 根据式 (16) 计算无水采气期 β 为 $3.9\% \text{ MPa}^{-1}$, 单位压降采气量为 $5.4 \times 10^8 \text{ m}^3$, 与该气藏无水采气期阶段动态特征数据基本一致, 证实了前述计算方法的准确性。

3.3 稳定水气比

根据中坝须二段气藏地质评价水体倍数、水体综合压缩系数 (0.002 MPa^{-1}) 及水气比开始稳定时对应的井底压力 (18 MPa), 代入式 (22) 计算得到稳定水气比为 $3.2 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$, 该数值低于中坝须二段气藏实际的稳定水气比。原因在于气藏在实际生产过程中, 受到更多人为控制因素的影响, 使水气比上升期经历的时间更长, 而水体能量大小是固定的。因此稳定后的水气比要高于式 (22) 的计算结果。

3.4 水体体积

气藏稳定水气比维持在 $3.90 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 左右, 根据中坝须二段气藏储层、流体高压物性参数, 根据式 (24) 计算气藏水体体积为 $1.0 \times 10^8 \text{ m}^3$, 与地质评价水体体积数值较接近, 该方法的计算结果具有较高的参考价值。

4 结论

1) 裂缝—孔隙型有水气藏水侵动态物理模拟实验与中坝须二段气藏开发实践结果表明: 裂缝—孔隙型有水气藏储层渗流能力强, 储层产气必然伴随着水侵, 水侵相对体积与气采出程度呈线性关系, 生产水气比呈台阶式变化, 见水后较快进入相对稳定的气水同产期, 进行有效的排水采气作业对于提高裂缝—孔隙型有水气藏采收率尤其重要。

2) 裂缝—孔隙型有水气藏无水采气期期末气采出程度、单位压降气采出程度及稳定水气比等关键开发指标受水体体积影响大。

3) 基于建立的裂缝—孔隙型有水气藏水体体积、生产早期单位压降气采出程度与稳定水气比的计算方法, 根据气藏生产早期的单位压降气采出程度和稳定水气比都可以预测水体倍数, 而根据地质评价水体倍数则可以预测气藏无水采气期期末气采出程度和稳定水气比。

参考文献

[1] 高树生, 胡志明, 安为国, 等. 四川盆地龙王庙组气藏白云岩

- 储层孔洞缝分布特征[J]. 天然气工业, 2014, 34(3): 103-109.
- GAO Shusheng, HU Zhiming, AN Weiguo, et al. Distribution characteristics of dolomite reservoir pores and caves of Longwangmiao Fm gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(3): 103-109.
- [2] 李熙喆, 郭振华, 万玉金, 等. 安岳气田龙王庙组气藏地质特征与开发技术政策[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(3): 398-406.
- LI Xizhe, GUO Zhenhua, WAN Yujin, et al. Geological characteristics and development strategies for Cambrian Longwangmiao Formation gas reservoir in Anyue gas field, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(3): 398-406.
- [3] 李程辉, 李熙喆, 高树生, 等. 碳酸盐岩储集层气水两相渗流实验与气井流入动态曲线——以高石梯—磨溪区块龙王庙组和灯影组为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(6): 930-938.
- LI Chenghui, LI Xizhe, GAO Shusheng, et al. Experiment on gas-water two-phase seepage and inflow performance curves of gas wells in carbonate reservoirs: A case study of Longwangmiao Formation and Dengying Formation in Gaoshiti-Moxi block, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(6): 930-938.
- [4] 李熙喆, 郭振华, 胡勇, 等. 中国超深层构造型大气田高效开发策略[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(1): 111-118.
- LI Xizhe, GUO Zhenhua, HU Yong, et al. Efficient development strategies for large ultra-deep structural gas fields in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(1): 111-118.
- [5] 杨宇, 杨正文. 中坝气田须二气藏开发效果分析[J]. 天然气工业, 1996, 16(4): 32-35.
- YANG Yu, YANG Zhengwen. Development effectiveness analysis in Zhongba Xu 2 gas reservoir[J]. Natural Gas Industry, 1996, 16(4): 32-35.
- [6] 张本健, 王兴志, 张楚越, 等. 中坝气田须二气藏致密砂岩储层特征及开发潜力再认识[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(6): 10-15.
- ZHANG Benjian, WANG Xingzhi, ZHANG Chuyue, et al. Recognition of tight sandstone reservoir characteristics and development potential of the 2nd member of Xujiahe gas reservoir in Zhongba Gas Field[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(6): 10-15.
- [7] 江同文, 孙雄伟. 库车前陆盆地克深气田超深超高压气藏开发认识与技术对策[J]. 天然气工业, 2018, 38(6): 1-9.
- JIANG Tongwen, SUN Xiongwei. Development of Keshen ultra-deep and ultra-high pressure gas reservoirs in the Kuqa foreland basin, Tarim Basin: Understanding points and technical countermeasures[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(6): 1-9.
- [8] 成友友, 穆龙新, 朱恩永, 等. 碳酸盐岩气藏气井出水机理分析——以土库曼斯坦阿姆河右岸气田为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 89-96.
- CHENG Youyou, MU Longxin, ZHU Enyong, et al. Water producing mechanisms of carbonate reservoirs gas wells: A case study of the Right Bank Field of Amu Darya, Turkmenistan[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 89-96.
- [9] 郭平, 王娟, 刘伟, 等. 缝洞型凝析气藏衰竭开采动态实验研究[J]. 石油钻采工艺, 2013, 35(2): 67-70.
- GUO Ping, WANG Juan, LIU Wei, et al. Dynamic experiment study on depletion development of condensate gas reservoir with fracture and cave[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013, 35(2): 67-70.
- [10] 焦春艳, 朱华银, 胡勇, 等. 底水气藏水侵物理模拟实验与数学模型[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(10): 191-194.
- JIAO Chunyan, ZHU Huayin, HU Yong, et al. The physical experiment and numerical model of water invasion to the gas reservoir[J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(10): 191-194.
- [11] 沈伟军, 李熙喆, 刘晓华, 等. 裂缝性气藏水侵机理物理模拟[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2014, 45(9): 3283-3287.
- SHEN Weijun, LI Xizhe, LIU Xiaohua, et al. Physical simulation of water influx mechanism in fractured gas reservoirs[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2014, 45(9): 3283-3287.
- [12] 刘华勋, 任东, 高树生, 等. 边、底水气藏水侵机理与开发对策[J]. 天然气工业, 2015, 35(2): 47-53.
- LIU Huaxun, REN Dong, GAO Shusheng, et al. Water influx mechanism and development strategy of gas reservoirs with edge and bottom water[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(2): 47-53.
- [13] 程开河, 江同文, 王新裕, 等. 和田河气田奥陶系底水气藏水侵机理研究[J]. 天然气工业, 2007, 27(3): 108-110.
- CHENG Kaihe, JIANG Tongwen, WANG Xinyu, et al. A study on water invasion mechanism of the bottom-water gas reservoir in the Ordovician system of Hetian-He Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(3): 108-110.
- [14] 李凤颖, 伊向艺, 卢渊, 等. 异常高压有水气藏水侵特征[J]. 特种油气藏, 2011, 18(5): 89-92.
- LI Fengying, YI Xiangyi, LU Yuan, et al. Water encroachment characteristics of water-bearing gas reservoir with abnormal pressure[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2011, 18(5): 89-92.
- [15] SCHILTHUIS R J. Active oil and reservoir energy[J]. Transactions of the AIME, 1936, 118(1): 33-52.
- [16] VAN EVERDINGEN A F, HURST W. The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs[J]. Journal of Petroleum Technology, 1949, 1(12): 305-324.
- [17] 廖运涛. 计算天然水侵量的回归公式[J]. 石油勘探与开发, 1990(1): 71-75.
- LIAO Yuntao. Regression formula for calculating natural water influx[J]. Petroleum Exploration and Development, 1990(1): 71-75.
- [18] 夏静, 谢兴礼, 冀光, 等. 异常高压有水气藏物质平衡方程推导及应用[J]. 石油学报, 2007, 28(3): 96-99.
- XIA Jing, XIE Xingli, JI Guang, et al. Derivation and application of material balance equation for over-pressured gas reservoir with aquifer[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(3): 96-99.
- [19] 谈庆明. 量纲分析[M]. 合肥: 中国科学技术大学出版社,

- 2005.
- TAN Qingming, Dimensional analysis[M]. Hefei: Press of University of Science and Technology of China, 2005.
- [20] 李熙喆, 万玉金, 陆家亮, 等. 复杂气藏开发技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2010.
- LI Xizhe, WAN Yujin, LU Jialiang, et al. Complex gas reservoir development technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.
- [21] 高树生, 刘华勋, 叶礼友, 等. 致密砂岩气藏井网密度优化与采收率评价新方法 [J]. 天然气工业, 2019, 39(8): 58-65.
- GAO Shusheng, LIU Huaxun, YE Liyou, et al. A new method for well pattern density optimization and recovery factor evaluation of tight sandstone gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(8): 58-65.
- [22] 高树生, 叶礼友, 刘华勋, 等. 致密砂岩气藏产水机理与提高采收率对策 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2019.
- GAO Shusheng, YE Liyou, LIU Huaxun, et al. Water production mechanism and EOR strategy of tight sandstone gas reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2019.
- [23] 姜汉桥, 姚军, 姜瑞忠. 油藏工程原理与方法 [M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2006.
- JIANG Hanqiao, YAO Jun, JIANG Ruizhong. Reservoir engineer principle and methods[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2006.
- (修改回稿日期 2020-04-07 编辑 孔 玲)

天然气工业

中国石油成立国内首个储气库评估中心

为充分发挥科研机构对地下储气库（以下简称储气库）业务的技术支撑作用，推动我国储气库业务高质量发展，2020年6月9日，中国石油天然气股份有限公司（以下简称中国石油）在京挂牌成立中国石油储气库评估中心。这标志着储气库业务向专业化建设与管理迈进了进一步，有助于储气库业务科学、规范、有效、可持续发展。

该评估中心依托中国石油储气库分公司运行，主要职责为组织制定评估中心相关规章制度；编制储气库5年科技发展规划及年度工作计划；部署、指导、协调储气库库容、井工程、安全性、经济性等评估工作；为科学决策提供技术支撑，开展储气库人才队伍建设及评估资质认证；开展储气库国际交流与合作，推动与国际接轨。

近年来，我国天然气消费呈爆发式增长，对外依存度接近45%，建设储气库是防范和化解天然气重大风险的必然选择。经过20多年发展，中国石油已建成10座储气库（群）。根据中国石油最新储气库建设规划，储气库将迎来黄金发展期。

与油气藏开发相比，储气库“大吞大吐、注采交替、高压运行”的特点对方案设计水平、工程建设质量、运行风险控制等提出了更高的技术要求，加之我国地质条件极其复杂，多期构造运动与陆相沉积环境导致构造破碎、埋藏深、非均质性强，储气库建设和安全高效运营面临更多更大的挑战。

规划建设、科技创新、安全注采、效益运行以及快速有效地提高储气调峰能力，是当下及未来储气库工作的一项长期的重要内容。储气库评估中心的成立，将加快建立与我国复杂地质条件相适应的成套评估技术体系，为实现2023年储气能力目标提供强有力的技术支持和保障。

目前，中国石油储气库评估中心已完成制度编制13项、项目申报立项10项、标准制定6项，评估体系建设工作正有序推进。

(天工 摘编自《中国石油报》)