

引用格式:胡浩,周鸿,隆辉,等.四川盆地老气田开发后期综合潜力分析及开发建议——以W气田震旦系气藏为例[J].油气藏评价与开发, 2022, 12(6): 877-885.

HU Hao, ZHOU Hong, LONG Hui, et al. Comprehensive potential analysis and development suggestions of old gas fields in Sichuan Basin in the later stage of development: A case from Sinian gas reservoir in W gas field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(6): 877-885.

DOI: DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2022.06.006

# 四川盆地老气田开发后期综合潜力分析及开发建议

## ——以W气田震旦系气藏为例

胡浩,周鸿,隆辉,凡田友,吴洪波,伍亚,汪敏,杨通水  
(中国石油西南油气田分公司蜀南气矿,四川泸州 646000)

**摘要:**四川盆地W气田历经50余年的勘探开发,剩余地质储量大、开发潜力大,然而,气藏整体出水制约了气藏后续有效开发,导致目前采出程度仅为36.6%。为最大限度地挖潜已开发后期老气田剩余潜力,提高气藏的最终采收率,提出“以水找气,变废为宝”的思路,系统梳理了震旦系气藏的天然气和地层水组分,针对天然气组分进行提氦,地层水提炼贵金属离子,综合利用热能,以此来实现气藏的整体有效动用。研究表明:①W气田天然气中氦气含量占0.20%~0.35%,是氦气工业开采限值的4~7倍(0.05%),氦气储量约为 $0.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。氦气资源非常可观,为国内大型富氦气田之一;②气田水中锂、溴等微量元素资源丰富,其中锂含量是工业开采值的2~3倍,溴含量是工业开采值的2~4倍;③气田水温度可达到90℃,以5000 m<sup>3</sup>/d的产量规模计算,年可利用热量 $3.47 \times 10^{11} \text{ kJ}$ ,节约标煤 $1.18 \times 10^4 \text{ t}$ 。通过对W气田震旦系气藏的综合利用实例分析,结合新能源有效开发与利用,为其他开发后期气田提高采收率及潜力分析提供了新的思路。

**关键词:**气田水;综合潜力;氦气;剩余储量;综合利用;震旦系

中图分类号:TE377

文献标识码:A

## Comprehensive potential analysis and development suggestions of old gas fields in Sichuan Basin in the later stage of development: A case from Sinian gas reservoir in W gas field

HU Hao, ZHOU Hong, LONG Hui, FAN Tianyou, WU Hongbo, WU Ya, WANG Min, YANG Tongshui

(Southern Sichuan Gas District of PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Luzhou, Sichuan 646000, China)

**Abstract:** After more than 50 years of exploration and development, W gas field in Sichuan Basin is faced with large remaining geological reserves and great development potential. However, the overall water production of the gas reservoir, the subsequent effective development of the gas reservoir is restricted, resulting in the current recovery degree of only 36.6%. In order to maximize the remaining potential of the gas reservoir and improve the final recovery of the gas reservoir, Come up with the idea of "looking for gas with water and turning waste into treasure", systematically combs the natural gas and formation water components of Sinian gas reservoir, extract helium for natural gas components, extract precious metal ions from formation water, and comprehensively utilize heat energy, so as to realize the overall effective utilization of gas reservoir. The results show that: ① The helium content of natural gas in W gas field accounts for 0.2%~0.35%, which is 4~7 times of the helium industrial production limit (0.05%), and the helium reserve is about  $0.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ . The scale of helium resources is very considerable. helium resource scale is very considerable, and it is one of the large helium rich gas fields in China. ② The gas field water is rich in lithium, bromine and other trace element resources, in which the lithium content is 2~3 times the industrial exploitation value and the bromine content is 2~4 times that of the industrial exploitation value. ③ The temperature of gas field water can reach 90℃, and it is calculated as 5000 m<sup>3</sup>/d, the annual available heat is  $3.47 \times 10^{11} \text{ kJ}$ , which can be saving  $1.18 \times 10^4 \text{ t}$  of standard coal. Through the analysis of comprehensive utilization examples of Sinian gas reservoir in W gas field, combined with the effective development and utilization of new energy, it provides a new idea for the enhanced oil recovery and potential analysis of other gas fields in the later stage of development.

**Keywords:** gas field water; comprehensive potential; helium resources; remaining reserves; comprehensive utilization; Sinian

收稿日期:2022-03-31

第一作者简介:胡浩(1987—),男,硕士,工程师,主要从事开发地质学工作。地址:四川省泸州市江阳区百子路蜀南气矿机关楼806室,邮政编码:646000。E-mail:676569615@qq.com

基金项目:中国石油-西南石油大学创新联合体科技合作项目“多重介质跨尺度升级的有水气藏数值模拟技术”(2020CX010403)。

经过50多年的开发,四川盆地的老气田大多进入了开发中后期,由于各种原因导致较多剩余储量未能有效开采,因此,如何提高采收率是气田开发后期的重要工作<sup>[1-3]</sup>。夏崇双等<sup>[4]</sup>提出精细气藏描述形成的配套集成技术,重构气藏地质模型,分类评价气藏低渗透储量,结合井网优化、水平井地质导向、分段酸化压裂等工艺技术,进一步提高有效动用率。贾敏等<sup>[5]</sup>提出对气井泡沫排水采气效果进行模糊定量评价的新方法,通过排水采气工艺实现出水气田的稳产,提高采收率。李鹭光<sup>[6]</sup>应用精细气藏描述技术、气田水整体治水综合配套技术、水平井动用低渗透储量配套技术等3项配套技术来实现老气田稳产和提高采收率。前人大部分是从气藏精细描述<sup>[7-9]</sup>、采气工艺优化<sup>[10-13]</sup>等方面来阐述如何提高气藏的天然气剩余储量有效动用,很少从气田水综合利用、天然气潜力等方面来分析气藏的综合潜力,以此来提高气藏的最终采收率。

W气田震旦系气藏为碳酸盐岩底水气藏,自1964年发现至今已有57 a,先后围绕深化气藏认识、有效开发、规模开发、高效开发为主题,持续开展气藏地质工程一体化、排水采气工艺优化以实现气藏整体治水的目的。W气田是新中国成立以来第一个工业开发的大型背斜构造底水气藏,开发后期面临着产量递减过快、产水量过大无法处理、探明储量采出程度偏低等问题。为进一步深化认识底水气藏并有效整体治水,提出“以水找气,变废为宝”的思路,系统总结了W气田开发过程中取得的地质与气藏工程认识,并分析气藏天然气和地层水组分,综合评价气藏剩余潜力,进而对该气田震旦系气藏下一步的开发提出了建议。

## 1 气田概况

W气田面积为 $219 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,主要含气层位为震旦系上统灯影组2段,埋藏深度介于2 438~4 080 m,地层厚度介于585.9~693.5 m,受潮汐作用控制的局限台地潮间—潮下带白云岩沉积环境,岩性以藻白云岩为主,储集类型以裂缝-孔洞型为主,储层厚度介于5~256 m。截至2021年9月底,W气田开发区已提交天然气探明地质储量 $400 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。气田开发历程可以划分为试采阶段、自喷生产产量上升期、产量递减及排水采气试验期、直井排水采气期和水平井+直井排水采气期这5个阶段。历年累产气量 $146.58 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,产地层水 $1 877 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

## 2 气田地质开发特征

### 2.1 地层发育特征

W地区震旦系属扬子准地—四川台向斜沉积背景,震旦纪早期,四川盆地位于古隆起上,高于海平面遭受风化剥蚀,未接受沉积建造;震旦纪晚期,为浅海漫侵,形成广阔的陆棚浅海沉积<sup>[14]</sup>。灯影组自下而上海水逐渐加深,蓝绿藻繁茂,为受潮汐作用控制的清水碳酸盐沉积环境,岩石构成以藻白云岩为特征。由各层段的地层发育规模基本一致,表明当时的沉积物供应相对稳定(图1)。

### 2.2 储集类型

通过对W117井岩石薄片分析,将孔隙类型划分为粒间孔、窗格孔、晶间孔及溶孔4种类型。粒间孔、

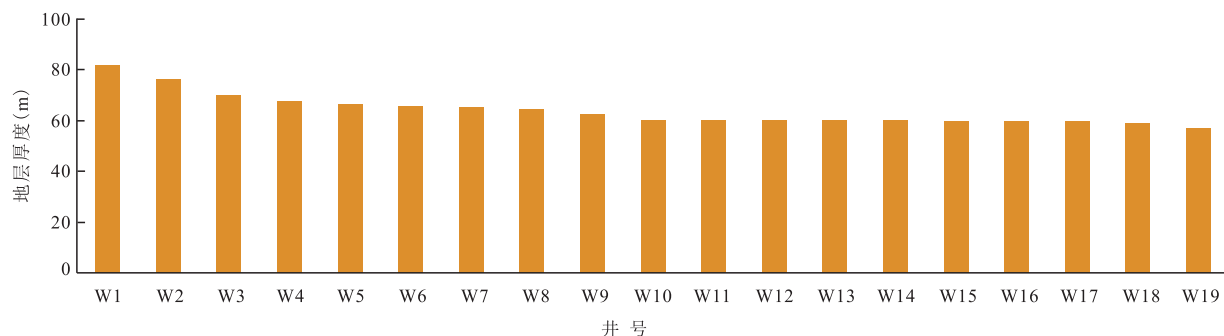


图1 W气田震旦系气藏灯三段单井地层厚度分布柱状图

Fig. 1 Histogram of formation thickness distribution of single well in Deng-3 member of Sinian gas reservoir of W gas field

窗格孔可视为原生孔隙与蓝藻相关;晶间孔和溶孔是成岩作用及成岩后生作用形成,是次生的。震旦系孔隙型储层孔隙结构差,储渗能力低,据统计全气藏6 178个岩样孔隙度,大于2%的仅占40.8%,而绝大多数介于1%~2%(占38.6%),平均约为2%(图2)。通过对365个岩样压汞分析,喉道窄呈片状,中值喉道宽度( $R_{50}$ )最大值仅为 $0.7\ \mu\text{m}^2$ (图3),渗透率极低,平均为 $0.03\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ,具有孔隙度低、喉道小、有效渗透率低的特征。

### 2.3 气藏类型

W气田构造是四川盆地最大的背斜构造,海拔 $-2\ 200\ \text{m}\sim -3\ 850\ \text{m}$ ,圈闭面积 $1\ 172\ \text{km}^2$ 。震旦系气藏属于受背斜和缝洞储集体复合作用下控制的底水块状气藏<sup>[15]</sup>。在原始状态下,统一气水界面为 $-2\ 434\ \text{m}$ ,含气面积约为 $219\ \text{km}^2$ 。地层压力为 $29.533\ \text{MPa}$ ,压力系数为1.01,地层平均温度为 $115\ ^\circ\text{C}$ ,地层水水型为 $\text{CaCl}_2$ 。其中, $\text{CH}_4$ 含量占81%~87%、 $\text{C}_2\text{H}_4$ 含量占0.1%~0.2%、 $\text{CO}_2$ 含量占4%~5%、 $\text{H}_2\text{S}$ 含量占0.8%~1.35%、氮气含量占0.20%~0.36%。

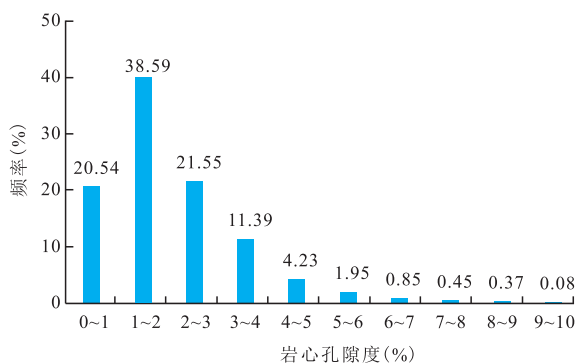


图2 岩心孔隙度频率直方图  
Fig. 2 Core porosity frequency histogram

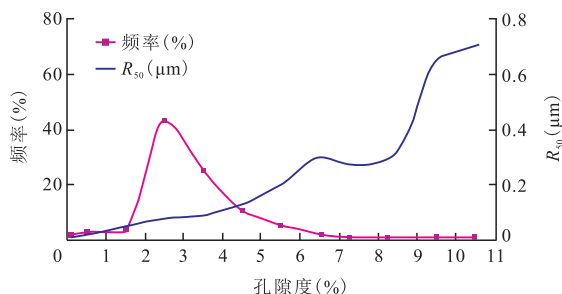


图3 孔隙度频率与中值喉道宽度( $R_{50}$ )关系图  
Fig. 3 Relationship between porosity and median throat width  $R_{50}$

综合来看,震旦系气藏属于常温、常压、中含 $\text{H}_2\text{S}$ 、中含 $\text{CO}_2$ 、具有底水构造的圈闭气藏。

### 2.4 气藏产能影响因素

统计84口单井的气藏构造位置和测试产量之间的关系(图4)可知,构造高部位单井平均测试产量为 $60.1\times 10^4\ \text{m}^3/\text{d}$ ,低部位为 $28.6\times 10^4\ \text{m}^3/\text{d}$ ,证实了构造高部位的单井平均测试产量更高,也佐证了构造相对位置是震旦系气藏主控因素之一。

受气藏地质特征差异的影响,气井生产动态特征也存在较大的差异。从单井测试产量与最终累产气量的对应关系图可以看出,两者呈正相关关系,表明测试产量高的气井,其后期累计产量也越大。11口井测试产量在 $40\times 10^4\ \text{m}^3/\text{d}$ 以上,其中8口井的累产气量超过 $4\times 10^8\ \text{m}^3$ ,占比超过72%(图5)。由此可见,测试产量高的气井对于提升气田整体开发效果具有重要的意义。

## 3 气藏开发后期存在的问题

W气田震旦系气藏归为同一个压力系统下,经过50多年的开发,其开发目标日趋复杂,气井出水量大、稳产时间短,不同生产阶段主要呈指数递减趋势,现阶段气藏地层水治理是重点,也是难点,更是关系到后期如何有效动用剩余储量的关键环节。

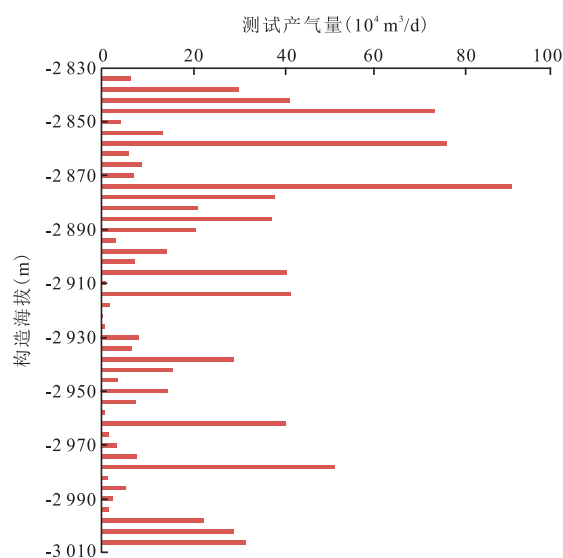


图4 单井测试产气量与构造海拔关系柱状图  
Fig. 4 Histogram of relationship between single well test production and tectonic altitude

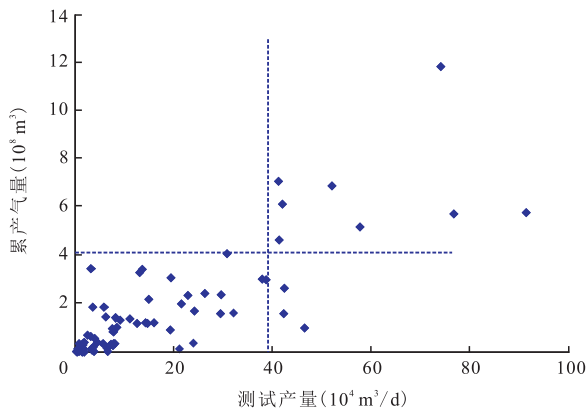


图5 单井测试产量与累产气量散点图

Fig. 5 Scatter diagram of single well test production and cumulative gas production

### 3.1 气藏开发不均匀,剩余储量分布特征不清晰

震旦系气藏开发早期,通过折算地层压力和气、水组分分析,证实气藏在原始状态下是连通的,仅在气藏的东部H26井区存在一个压降中心。由于开发早期对地层水体能量和水侵规律认识不清,开发初期在井型选择和井网布置时,未按均衡开采考虑,且采气速度高,底水纵窜横侵,形成多个压降漏斗,发展至2005年,气藏的压降中心从1个演变为全气藏多个压降中心,气藏压降漏斗的出现影响气藏整体的连通性,连通性变差导致地层渗透率变差,一定程度上加剧气藏递减率过快,制约气藏的整体开发效果,导致剩余储量分布呈现分散化、碎片化,不利于气藏后期的有序整体开发(图6)。

### 3.2 气藏出水后产能大幅度下降,采出程度低

气藏1968年投入开发,1976年生产井数为54口井,产气量峰值达 $316.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,这一阶段气藏出水较少。1970年底W5井开始出水后,气藏地层水侵入现象不断增加。1977年以后,气井开始大量出水,整个气藏全面水淹,气藏产量逐渐下降,由 $316.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 下降至 $86.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,产水量由 $1\,029 \text{ m}^3/\text{d}$ 上升至 $1\,259 \text{ m}^3/\text{d}$ ,这一阶段递减率最大达到了28%。生产至2004年,气藏产气量降至 $16.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,日产水量升至 $2\,092 \text{ m}^3/\text{d}$ ,生产井数仅剩20口。截至2021年8月底,气藏整体采出程度仅为36.7%,采出程度偏低。

采出程度偏低的主要原因归为:①裂缝水窜是该气藏底水主要活动方式,地层水进入裂缝中形成水锁反应导致产量大幅度下降;②生产实践已证实

了该气藏通过排水采气获得了一定的效果,地层水的处理方法目前是外排和回注,由于该气田周边是生态红线区,禁止外排,而且目前在用回注井仅2口,总回注能力为 $500 \text{ m}^3/\text{d}$ ,无法满足气藏的大规模生产需求,因此,只能通过气藏关井减产来实现(剩余)气藏连续性生产,这无疑降低了整体气藏的采收程度。

### 3.3 含 $\text{H}_2\text{S}$ 气藏加剧井筒腐蚀,影响了气藏开发效果

根据国家标准《天然气气藏分类:GB/T 26979—2011》,该震旦系气藏属于中含 $\text{H}_2\text{S}$ 、中含 $\text{CO}_2$ 、含氢气藏,同时高矿化度地层水,使井下油、套管腐蚀严重,出现油管内径变小、堵死、穿孔或断落;套管结垢、穿孔等情况,且打捞难度大,无法恢复生产,严重影响了气田的正常开发。

#### 1) 油管严重腐蚀而断落井下

由于氢脆应力破裂、电化学腐蚀等因素,造成入井多年的油管均发生不同程度的断落,极大地降低了气井的导流和带水能力,促使气井提前水淹停产,并给排水采气工艺的实施带来困难。

#### 2) 油、套管生产通道被堵,导致气井停产

由于结垢、硫化物及锈块桥卡堆积,堵塞了油管和套管环行空间的生产通道,导致气井无法正常生产。如W44井,1976年1月井喷后原钻具完井,1984年8月修井时发现原钻具遇卡,经酸化起出后发现,钻具外部大段结垢,直径达 $150 \text{ mm}$ ,接近套管内径,堵死了套管通道,导致无法正常生产。

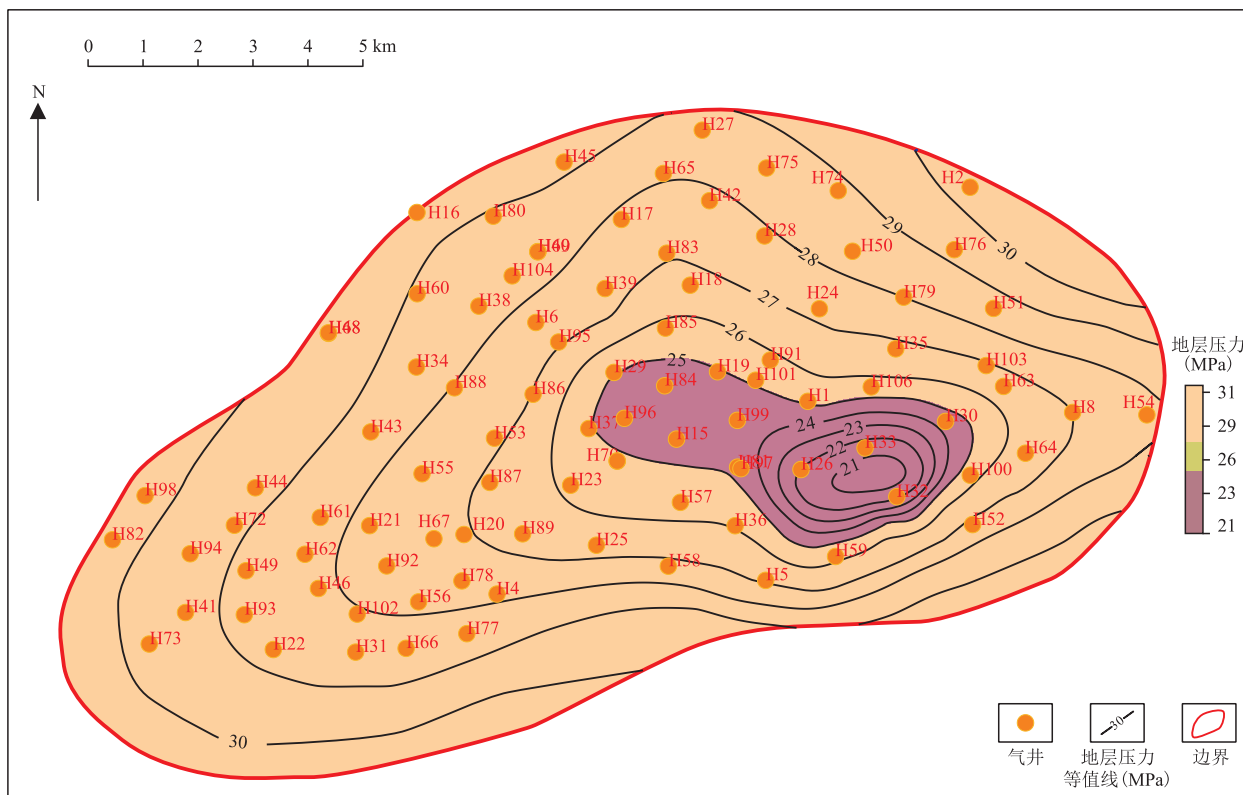
#### 3) 套管因严重腐蚀而断裂

气层套管因氢脆和电化学腐蚀而断裂,也是影响气井正常生产和排水采气工艺实施的重要原因之一。

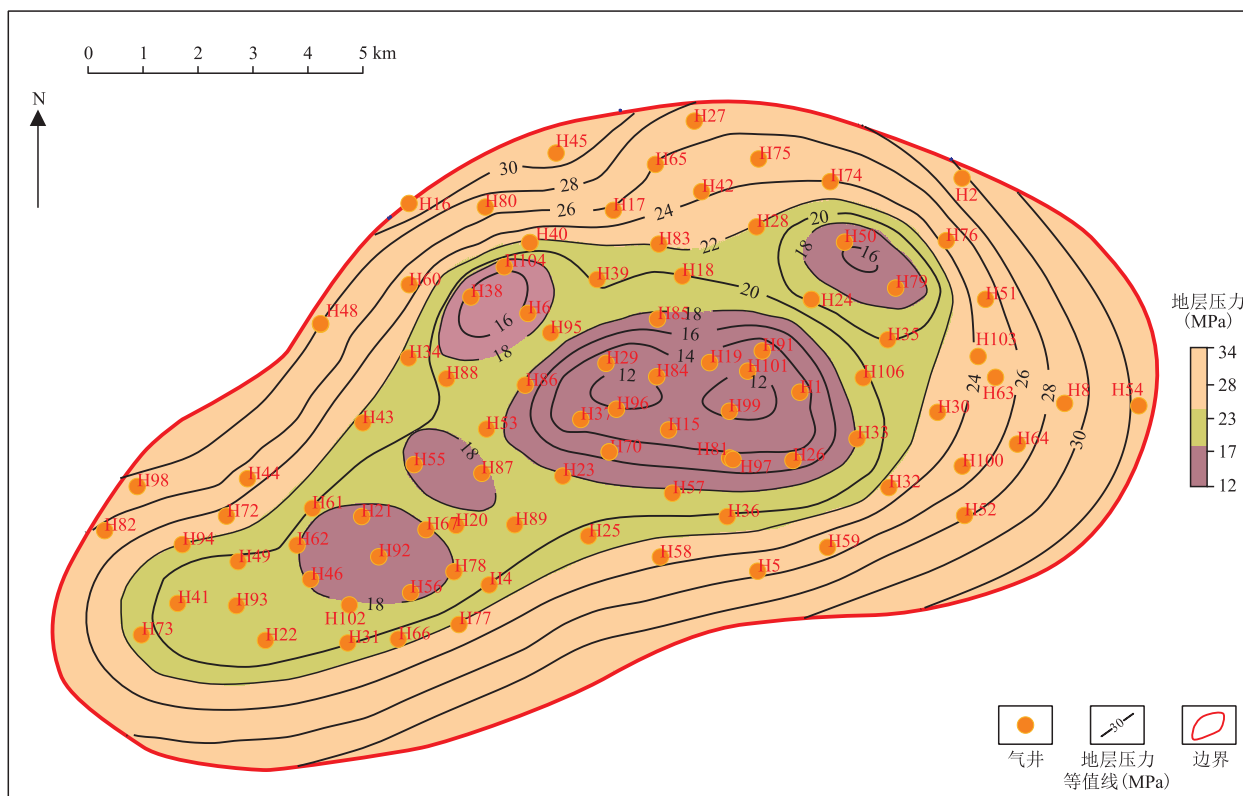
## 4 气藏开发潜力分析

### 4.1 气藏开发潜力大

针对W气田震旦系气藏的天然气地质储量计算,张健等<sup>[6]</sup>在2015年指出探明天然气储量 $400 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,此数值与1975年向国家储委报备的数值一致。1971至2008年期间,分别采用压降法、容积法、物质平衡法和数值模拟法等方法来复核天然气地质储量。从图7中可以看出,震旦系储量主要分布在 $(287.25 \sim 418.50) \times 10^8 \text{ m}^3$ ,也证实了该气藏的地质储量是可靠的。截至目前气藏采出程度还不足40%,剩余地质



a. 1974年地层压力图



b. 2005年地层压力图

图6 W气田震旦系气藏地层压力等值线

Fig. 6 Contour map of formation pressure of the Sinian gas reservoir of W gas field

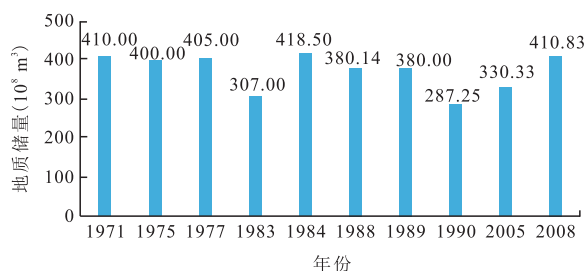


图7 震旦系气藏天然气储量历次计算结果

Fig. 7 Previous calculation results of natural gas reserves of Sinian gas reservoir

储量为  $253.42 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 存在较大的剩余潜力。

## 4.2 氦气资源丰富

氦气是一种不可替代、关系国家安全和高新技术产业发展的重要稀缺战略资源。主要来源于含氦天然气。W气田是中国第一个也是唯一一个进行过氦气工业开采利用的富氦气藏,且运用了中国首套自行设计,拥有自主知识产权,安装建设的天然气提氦装置<sup>[17]</sup>。

### 4.2.1 氦气成藏机理

震旦系高氦气藏的成藏机理概括为:①震旦系、寒武系和奥陶系沉积之后,震旦系、寒武系烃源岩成熟产生大量的原油,同时下伏“氦源岩”一侵入的花岗岩脱气,产生大量的氦气;②原油与氦气一起运移进入震旦系、寒武系和奥陶系储层中,形成高含氦的气藏;③上三叠统须家河组开始沉积时,油藏开始裂解形成气藏;④喜马拉雅期,古构造发育变化,气藏通过调整形成现今气藏,氦气含量一直保存在储层中。

### 4.2.2 氦气资源量

W气田的天然气氦气含量占  $0.20\% \sim 0.35\%$ , 是氦气工业开采限值 ( $0.05\%$ ) 的  $4 \sim 7$  倍, 比空气中氦气含量高千万倍; 根据探明储量用组分法估算, W气田氦气储量约为  $0.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 氦气资源规模非常可观, 为国内大型富氦气田, 也是中国唯一开展过商业运营氦气的气田。

为了进一步提高W气田震旦系气藏采收率, 针对该气藏设计部署了二次开发调整方案。方案初步设计产能规模为  $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ , 预计可生产粗氦  $1000 \text{ m}^3/\text{d}$ , 年产量为  $33 \times 10^4 \text{ m}^3$ ; 达到  $90 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  时, 可生产粗氦为  $1800 \text{ m}^3/\text{d}$ , 年产量为  $59.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。氦气资源量

丰富, 在后期提高气藏天然气采收率的同时, 也可以增加氦气的资源量, 为国家的氦气能源提供坚实的保证。

分析W气田多口井的气体组分资料显示, 震旦系气藏单井氦气含量为  $0.12\% \sim 0.34\%$  (表1)。根据陶成等<sup>[18]</sup>提出的天然气藏中氦气定年模型来计算W气田震旦系气藏氦气平均含量  $0.288\%$ , 气藏总体氦气含量为  $1.18 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。根据W气田震旦系气藏目前累计产量达  $146 \times 10^8 \text{ m}^3$  来推算, 氦气累计产量为  $0.42 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 震旦系气藏剩余氦气含量为  $0.76 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

W气田的提氦历程始于20世纪60年代, 当时该设备采用“氦预冷的高中压林德循环制冷+两段单塔精馏塔分离提氦工艺<sup>[19]</sup>”, 设计规模为  $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ , 年生成氦气量为  $2 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。2011年天然气提氦装置升级投产成功, 采用“返流膨胀+氦气循环制冷”工艺来提取天然气中的氦气, 该装置设计处理天然气规模为  $40 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ , 提炼纯氦  $21 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ , 氦收率提高至  $90\%$  以上, 年生产粗氦的纯度达到了  $90\% \sim 95\%$ 。是中国首套实现工业化、商业化利用天然气提氦装置, 为国防军工单位提供稳定、可靠的氦气。

### 4.3 气田水含多种微量元素, 地热资源丰富, 综合利用前景可观

气田水是一种综合性的液矿资源, 在四川具有独特的资源优势, 充分发挥这一优势, 将促进天然气工业的发展, 取得显著的社会效益和经济效益<sup>[20]</sup>。受限于W气田的回注能力, 目前气田水无法处理, 导致气藏不能持续性开发。立足于气田水综合处理的角度, 分析气田水的综合处理潜力, 在提高天然气采收率的同时, 同时提高气田水的综合处理效率。

表1 W气田震旦系气藏氦气含量统计

Table 1 Statistical table of helium content in Sinian gas reservoir of W gas field

层位	井号	井深(m)	氦气含量(%)
震旦系	W2、W27、W28、W30、W39、W46、W100、W106	2 789.0 ~ 3 041.0	0.218 ~ 0.342
	W39、W46	2 200.0 ~ 2 500.0	0.147 ~ 0.210
	W12	2 836.5 ~ 3 005.0	0.250
	WJ、W2、W23	2 438.0 ~ 3 005.0	0.120 ~ 0.235
	W23	3 017.0 ~ 3 142.0	0.262
	W7	1 079.0	0.166

#### 4.3.1 气田水中富含锂、溴等微量元素

盆地气田水是一种综合性的液态矿产资源,其所含有的多种有用元素是军工、宇航、电子等高科技工业原料,为中国紧缺物质,有极大的开发利用价值<sup>[21]</sup>。W气田震旦系气藏地层水性质比较稳定,水性基本一致,锂、溴等资源含量高,其中锂含量是工业开采值的2~3倍,溴含量是工业开采值的2~4倍。锂是新的核能源,是发展高科技的重要物质,溴是重要的化工原料。

通过分析化验样品来看,W气田震旦系锂含量为144.8 mg/L,气田水产量按5 000,7 000,9 000 m<sup>3</sup>/d的3套方案,若采用沉淀法提锂工艺(锂收率为70%左右),碳酸锂年产量分别可达700,1 000,1 300 t;溴含量为232 mg/L,按照相同3套方案,若采用空气吹出法或水蒸气蒸馏法提取,溴年产量分别可达195,270,350 t。

#### 4.3.2 气田水余热进一步利用空间巨大

W气田震旦系气藏多口井实测温度资料显示该区地层水温度高,部分井井口温度可达到90℃以上(表2),具备地热挖掘潜力。通过调研地热相关的国内外文献,结合W气田本区块地热资源和周边配套设施等情况,有效利用该区的地热资源可进行集输伴热、地热供暖、地热种植等,从而为新能源发展打开了广阔的利用空间。

##### 1) 原油集输伴热

W气田开发后期水气比高达1:1 000 000,水量大且温度高。可直接利用地热水代替锅炉加热进行地面集输管道维温伴热,温差按55℃,气田水产量按9 000 m<sup>3</sup>/d计算,每年可利用热量6.23×10<sup>11</sup> kJ,可节省标煤2.13×10<sup>4</sup> t。

##### 2) 地热供暖

现有的地面集输管道,技术成熟,满足运输要

求,将热水运输至周边居民家中,取代锅炉集中供暖,从而减少碳排放,实现碳中和,保护生态环境。

##### 3) 地热种植

充分利用气田水进行工业干燥、农业温室大棚种植。在气田附近建立规模化的大棚,通过地面集输管道提供不断循环的热源,稳定室温,提高农作物的生长周期,从而获得更大的生产规模和更高的经济价值。

##### 4) 其他方面的利用

此外地热还可以用于发电、地热洗浴、地热疗养、地热养殖水产品等用途。但是由于该气藏属于中含硫气藏,地层水中含H<sub>2</sub>S,直接利用地层水进行洗浴和养殖有一定的风险性,需要进行脱硫工艺后的再净化处理。

## 5 气藏持续性开发建议

W气田震旦系气藏气田存在水淹的问题,造成该气藏现已出现大范围关井。为确保后期开发的可持续性和最大限度地发挥气藏的潜力,对以上提出的气藏潜力分析做出了开发建议。

### 5.1 推广“直井+水平井”气藏治水思路,加密部署井网,提高气藏剩余储量采收率

针对气藏严重水淹问题,W气田于2011年进行过1次相应的开发调整。按照气藏整体治水的思路,利用水平井在气藏原始气水界面附近水源侵入方向进行强排水,控制地层水侵入,同时利用周边直井来采气,实现水平井“低排低采”、周边直井“低排高采”,达到“水平井+直井”联合生产,有效解除气藏水侵伤害,气藏开发取得了很好的效果(图8)。基于前人的认识,震旦系气藏底部存在7个底水突破区。后期开发调整将在底水突破区部署9口水平井,通过水平井排水、直井采气的方式,力争产能规模达到50×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d。

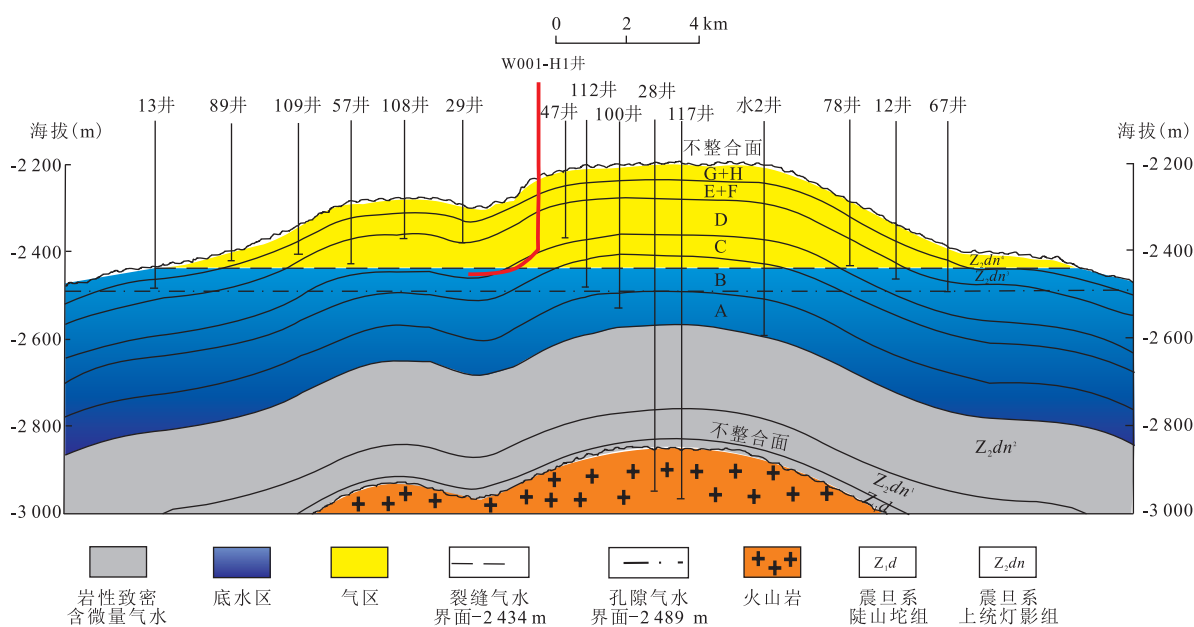
### 5.2 建立以水找气,气热协同开发新模式

根据50×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d的产能规模,结合气藏实际气田水的规模,计算气田水和氦气的产能规模。①气田水的产能规模为5 000 m<sup>3</sup>/d,可以通过排水采气综合利用气田水进行提锂、提溴,为工业生产提供原材料,为发电站提供热能;W气田从未进行提锂、提溴相关工艺,调研国内外的相关文献,张晓等<sup>[22]</sup>于2021

表2 W气田实测地层水井口温度统计

Table 2 Statistics of measured formation water temperature of single well in W gas field

井号	测点深度(m)	地层温度(°C)	井口温度(°C)
W1	3 125	114.5	95
W2	3 043	106.2	87
W3	2 800	116.3	98
W4	3 097	119.9	100



注:震旦系为白云岩,A层底界为气藏底水底界。A、B、C、D、E+F、G+H为储层分层。

图8 W气田震旦系气藏“水平井+直井”排水采气开发井网示意图

Fig. 8 Schematic diagram of "horizontal well + vertical well" drainage and gas production development well pattern of Sinian gas reservoir in W gas field

年提出以电氧化的方法进行气田水中溴资源的选择性提取。张梦龙等<sup>[23]</sup>提出针对盐湖卤水提锂将成为未来锂资源提取的重点研究方向之一,目前提取技术主要有沉淀法、萃取法及吸附法等。②计算氦气产能规模为1 000 m<sup>3</sup>/d。目前W气田有成熟的提氦装置和技术流程。W气田荣县天然气提氦装置于2011建成投产,采用“返流膨胀+氮气循环制冷”工艺来提取天然气中的氦气,是中国首套实现工业化、商业化利用天然气提氦装置。

## 6 结论

1) W气田为四川盆地首例整装背斜气藏。沉积环境稳定,储集类型为裂缝—孔洞型,低孔低渗,气藏类型为常温、常压、中含H<sub>2</sub>S、中含CO<sub>2</sub>、具有底水的构造圈闭气藏。

2) 历经50余年,气藏开发过程中呈现出不同的问题,非均匀开发方式造成气藏内部出现多个压降漏斗,剩余储量分布特征不清晰;气藏出水后产能大幅度下降,采出程度低;严重出水后导致气田大范围水淹停产,气田水处理受限,制约了后期气藏可持续开发。

3) 气藏地质储量靠实,当前气藏采出程度低,

剩余潜力巨大;氦气资源丰富,是唯一一个进行氦气工业开采利用的富氦气藏;该气田水含多种微量元素和丰富的地热资源,综合利用前景可观。

4) 推广“直井+水平井”气藏治水思路,加密井网部署,在提高气藏剩余储量采收率的同时提高氦气处理规模;并且通过对气田水进行综合利用,实现了提锂、提溴等工艺措施,为工业生产提供原材料,提高W气田开发经济效益。

### 参考文献

- [1] 桑琴,未勇,程超,等.蜀南地区茅口组气藏气水分布特征及其控制因素[J].中国地质,2012,39(3):634-644.  
SANG Qin, WEI Yong, CHENG Chao, et al. Gas-water distribution characteristics and control factors of Maokou Formation in Shunan (south Sichuan) area[J]. Geology in China, 2012, 39(3): 634-644.
- [2] 周进高,姚根顺,杨光,等.四川盆地栖霞组—茅口组岩相古地理与天然气有利勘探区带[J].天然气工业,2016,36(4):8-15.  
ZHOU Jingao, YAO Genshun, YANG Guang, et al. Lithofacies palaeogeography and favorable gas exploration zones of Qixia and Maokou Fms in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(4): 8-15.
- [3] 江青春,胡素云,汪泽成,等.四川盆地茅口组风化壳岩溶地貌及勘探选区[J].石油学报,2012,33(6):949-960.  
JIANG Qingchun, HU Suyun, WANG Zecheng, et al. Paleokarst landform of the weathering crust of Middle Permian Maokou Formation in Sichuan Basin and selection of exploration regions

- [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(6): 949-960.
- [4] 夏崇双, 刘林清, 张理, 等. 四川盆地老气田二次开发优化技术及应用[J]. *天然气工业*, 2016, 36(9): 80-89.  
XIA Chongshuang, LIU Linqing, ZHANG Li, et al. Optimization for the secondary development of old gas fields in the Sichuan Basin and its application[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(9): 80-89.
- [5] 贾敏, 张建军, 李隽, 等. 一种气井泡沫排水采气效果模糊定量评价方法[J]. *中国石油勘探*, 2017, 22(5): 119-124.  
JIA Min, ZHANG Jianjun, LI Jun, et al. A fuzzy method to quantitatively evaluate the effect of foam deliquification in gas wells[J]. *China Petroleum Exploration*, 2017, 22(5): 119-124.
- [6] 李鹭光. 四川盆地天然气勘探开发技术进展与发展方向[J]. *天然气工业*, 2011, 31(1): 1-6.  
LI Luguang. Technical progress and developing orientation in natural gas exploration and development in the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(1): 1-6.
- [7] 马新华. 创新驱动助推磨溪区块龙王庙组大型含硫气藏高效开发[J]. *天然气工业*, 2016, 36(2): 1-8.  
MA Xinhua. Innovation-driven efficient development of the Longwangmiao Fm large-scale sulfur gas reservoir in Moxi Block, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(2): 1-8.
- [8] 贾爱林, 闫海军, 郭建林, 等. 不同类型碳酸盐岩气藏开发特征[J]. *石油学报*, 2013, 34(5): 914-923.  
JIA Ailin, YAN Haijun, GUO Jianlin, et al. Development characteristics for different types of carbonate gas reservoir[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(5): 914-923.
- [9] 孙志道. 裂缝性有水气藏开采特征和开发方式优选[J]. *石油勘探与开发*, 2002, 29(4): 69-71.  
SUN Zhidao. Production characteristics and the optimization of development schemes of fractured gas reservoir with edge or bottom water[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2002, 29(4): 69-71.
- [10] 李建荣. 表面活性剂修饰SiO<sub>2</sub>纳米颗粒增强油/水界面活性分子动力学模拟[J]. *石油钻采工艺*, 2018, 40(3): 386-392.  
LI Jianrong. Molecular dynamics simulation for oil/water interfacial activity enhancement of surfactant modified SiO<sub>2</sub> nano-particles[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2018, 40(3): 386-392.
- [11] 李啸南, 冯青, 高平, 等. 纳米SiO<sub>2</sub>在提高采收率与降压增注中的应用进展[J]. *科学技术与工程*, 2021, 21(20): 8291-8300.  
LI Xiaonan, FENG Qing, GAO Ping, et al. Application progress of Nano-SiO<sub>2</sub> in enhanced oil recovery and depressurization and injection-augmenting[J]. *Science Technology and Engineering* 2021, 21(20): 8291-8300.
- [12] 杨泽超, 申洪, 余娟, 等. 低压低产气井自生气排水采气技术的研究与应用[J]. *钻采工艺*, 2014, 37(3): 63-66.  
YANG Zechao, SHEN Hong, YU Juan, et al. The low pressure gas stringer from drainage gas recovery technology research and application[J]. *Drilling & Production Technology*, 2014, 37(3): 63-66.
- [13] 许春宝, 向鹏, 余娟. 川西气田水平井排水采气技术及应用[J]. *新疆石油天然气*, 2013, 9(2): 66-69.  
XU Chunbao, XIANG Peng, YU Juan. Technology of drainage gas recovery in horizontal wells and its application in the Western Sichuan Basin[J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2013, 9(2): 66-69.
- [14] 林良彪, 郝强, 余瑜, 等. 四川盆地寒武统膏盐岩发育特征与封盖有效性分析[J]. *岩石学报*, 2014, 30(3): 718-726.  
LIN Liangbiao, HAO Qiang, YU Yu, et al. Development characteristics and sealing effectiveness of Lower Cambrian gypsum rock in Sichuan Basin[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2014, 30(3): 718-726.
- [15] 朱瑜, 桑琴, 吴昌龙. 威远气田震旦系灯影组储层特征研究[J]. *重庆科技学院学报(自然科学版)*, 2010, 12(5): 1-4.  
ZHU Yu, SANG Qin, WU Changlong. Reservoir Characteristics of the Sinian Dengying Formation in the Weiyuan Gasfield, Sichuan[J]. *Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition)*, 2010, 12(5): 1-4.
- [16] 张健, 杨威, 易海永, 等. 四川盆地前震旦系勘探高含氦天然气藏的可行性[J]. *天然气工业*, 2015, 35(1): 45-52.  
ZHANG Jian, YANG Wei, YI Haiyong, et al. Feasibility of high-helium natural gas exploration in the Presinian strata of the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(1): 45-52.
- [17] 张雪, 刘建朝, 李荣西, 等. 中国富氦天然气资源研究现状与进展[J]. *地质通报*, 2018, 37(2-3): 476-486.  
ZHANG Xue, LIU Jianchao, LI Rongxi, et al. Present situation and progress in the study of helium gas resources in China[J]. *Geological Bulletin of China*, 2018, 37(2-3): 476-486.
- [18] 陶成, 刘文汇, 腾格尔, 等. 天然气藏He的累积模式及定年应用初探[J]. *地质学报*, 2015, 89(7): 1302-1307.  
TAO Cheng, LIU Wenhui, BORJIGIN Tenger, et al. Helium accumulation mode in natural gas reservoirs and its application in dating[J]. *Acta Geological Sinica*, 2015, 89(7): 1302-1307.
- [19] 李均方, 何琳琳, 柴露华. 天然气提氦技术现状及建议[J]. *石油与天然气化工*, 2018, 47(4): 41-44.  
LI Junfang, HE Linlin, CHAI Luhua. Present situation and suggestion of helium extraction from natural gas[J]. *Chemical Engineering of Oil and Gas*, 2018, 47(4): 41-44.
- [20] 黎邦成. 四川气田水处理技术及其工程中的应用研究[D]. 成都: 西南交通大学, 2006.  
LI Bangcheng. Study on the gas-field water treatment technology in Sichuan province and apply in engineering[D]. Chengdu: Southwest Jiaotong University, 2006.
- [21] 林耀庭, 曹善行. 四川盆地气田水及开发利用展望[J]. *盐湖研究*, 1999, 7(4): 31-38.  
LIN Yaoting, CAO Shanxing. Gas water of Sichuan basin and the prospect of its exploitation[J]. *Journal of Salt Lake Research*, 1999, 7(4): 31-38.
- [22] 张晓, 纪志永, 汪婧, 等. 电氧化法地下卤水提溴探究及条件优化[J]. *化工学报*, 2021, 72(4): 2123-2131.  
ZHANG Xiao, JI Zhiyong, WANG Jing, et al. Exploration and optimization of extraction process of bromine from underground brine by electrooxidation[J]. *CIESE Journal*, 2021, 72(4): 2123-2131.
- [23] 张梦龙, 田欢, 魏昊, 等. 锂资源提取工艺现状及发展趋势[J]. *稀有金属与硬质合金*, 2018, 46(4): 1-9.  
ZHANG Menglong, TIAN Huan, WEI Hao, et al. Present situation and development trend of lithium resource extraction process[J]. *Rare Metals and Cemented Carbides*, 2018, 46(4): 1-9.

(编辑 郭群)