

文章编号:1009-9603(2023)01-0101-11

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202203018

## 典型底水气藏开发特征及适宜开发对策启示

惠栋<sup>1,2</sup>, 胡勇<sup>3</sup>, 李滔<sup>1</sup>, 彭先<sup>1</sup>, 李骞<sup>1</sup>, 赵梓寒<sup>1</sup>

(1. 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院, 四川成都 610041; 2. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川成都 610500; 3. 中国石油西南油气田公司, 四川成都 610051)

**摘要:**四川盆地高石梯-磨溪灯二段气藏和太和区灯二段气藏储层非均质性强,多尺度孔(洞)、缝发育,具有裂缝-孔洞型底水气藏特征,开发过程中面临底水沿缝洞快速侵入风险,开采难度大,缺乏可借鉴的有效开发技术对策。为科学开发这类裂缝性底水气藏,并为其他类型底水气藏提供技术参考,以中外典型底水气藏为研究对象,深入剖析各类型底水气藏的开发现状、地质特征和开发对策,明确影响底水气藏采出程度的主控因素,总结底水气藏控水治水对策,并在此基础上提出针对强非均质裂缝-孔洞型底水气藏的适宜开发对策。研究发现,裂缝发育程度、隔夹层发育程度和水体能量强弱是影响底水气藏开发效果的主要地质因素,深化气藏特征认识是提高底水气藏采出程度的基础,合理的开发技术对策可减缓底水非均匀侵入,均衡开采是实现裂缝-孔洞型底水气藏高效开发的关键。具体开发技术对策启示包括:①井震联合精细刻画储层缝、洞分布规律,动静资料结合持续深化气藏地质特征认识;②制定合理开发技术界限,加强气藏动态监测管理;③建立底水气藏水侵预测模拟体系,形成气藏全生命周期控水治水技术。

**关键词:**底水气藏;水侵风险;开发特征;地质特征;治水措施;开发技术对策

中图分类号:TE349

文献标识码:A

## Development characteristics of typical bottom water gas reservoirs and enlightenment of suitable development countermeasures

HUI Dong<sup>1,2</sup>, HU Yong<sup>3</sup>, LI Tao<sup>1</sup>, PENG Xian<sup>1</sup>, LI Qian<sup>1</sup>, ZHAO Zihan<sup>1</sup>

(1. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu City, Sichuan Province, 610041, China; 2. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 3. PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu City, Sichuan Province, 610051, China)

**Abstract:** The gas reservoirs of the second Member of Dengying Formation both in Gaoshiti-Moxi area and Taihe gas area have strong heterogeneity and multi-scale fractures and pores (caves), showing the characteristics of fracture-cavity gas reservoirs with bottom water. It is difficult to develop such reservoirs due to the rapid intrusion of bottom water along the fractures and caves and no effective technologies for reference. In order to scientifically develop such fractured gas reservoirs with bottom water and provide technical reference for other gas reservoirs with bottom water, this paper takes the development characteristics of typical gas reservoirs bottom with water both in China and abroad as the research object, deeply analyzes the development status, geological characteristics and development technologies of various gas reservoirs with bottom water, clarifies the main controlling factors affecting the the reservoir recovery and summarizes the technologies for controlling water in the reservoirs. In addition, the paper puts forward appropriate strategies for developing fracture-cavity bottom water gas reservoirs with strong heterogeneity. The study found that the the fractures, interlayers and water energy are the main geological factors that affect the development effect of the reservoirs. Furthermore, the reservoir recovery can be improved by deepening the understanding of gas reservoir characteristics. Reasonable technical technologies can slow

收稿日期:2022-03-14。

作者简介:惠栋(1990—),男,陕西西安人,博士,从事气藏开发渗流理论研究。E-mail:xnyqt001@163.com。

基金项目:中国石油天然气股份有限公司重大科技专项“西南油气田天然气上产300亿立方米关键技术研究与应用”(2016E-06),国家科技重大专项“深层碳酸盐岩气藏高效开发技术”(2016ZX05015-003),中国石油-西南石油大学创新联合体科技合作项目“深层/超深层碳酸盐岩气田勘探开发基础理论与关键技术研究”(2020CX010402)。

down non-uniform bottom water intrusion. Balanced production is the key to realizing the efficient development of fracture-cavity gas reservoirs with bottom water. Specific technical strategies are as follows. ①The distribution law of fractures and caves in the reservoirs shall be precisely depicted by a well-seismic combination, and the understanding of the geological characteristics of the reservoirs shall be continuously deepened under dynamic and static conditions. ②The reasonable technical limits shall be made to strengthen the monitoring and management of the reservoirs. ③The prediction and simulation systems for the water intrusion in the reservoirs shall be constructed to develop a water control strategy for the whole life cycle of the reservoirs.

**Key words:** bottom water gas reservoir; water intrusion risk; development characteristics; geological characteristics; water control measures; technical countermeasures

中外已开发的气藏大多数受到不同程度水侵的影响,制约了气藏的高效开发。在我国四川盆地,95%以上的碳酸盐岩气藏产地层水,产水气藏中边、底水气藏占比接近90%,开发过程中水侵影响较严重的气藏占比超过75%,各时期的主产气藏多存在水侵活跃现象<sup>[1-3]</sup>。水体侵入储层后会分割气藏,封隔低渗透储层中的气体,形成大量的死气区,导致气藏废弃压力增大,采出程度和经济效益降低<sup>[4-9]</sup>。相对于其他类型有水气藏,底水气藏的开采难度更大,采收率往往更低,一方面气井供给区域与水体接触面积大,底水侵入能力强;另一方面生产井距离水体近,气水界面附近形成大压差的时间短,底水侵入速度快<sup>[10-11]</sup>。威远震旦系灯影组气藏是我国开发的第一个底水气藏,在开发过程中面临强底水非均匀侵入难题,采收率仅为36.6%。2011年,四川盆地风险探井高石1井在震旦系获得重大突破,灯二段测试日产气量超百万方<sup>[12]</sup>,2020年5月,蓬探1井灯二段测试获日产气量为121.98×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d的高产工业气流,潜在资源量超万亿方<sup>[13]</sup>。

然而这类气藏储层孔(洞)、缝发育,非均质性强,具有多重介质储渗特征,实钻井资料证实高石梯-磨溪灯二段气藏为具有底水的构造圈闭气藏,太和区灯二段气藏也表现出底水特征,迫切需要制定针对性的底水气藏开发对策。目前,中外裂缝-孔洞型底水气藏高效开发经验较少,缺乏合理开发技术对策,因此,有必要对典型底水气藏开发特征进行全面剖析,跟踪并分析底水气藏的开发效果,明确影响底水气藏采收率的主要因素,在此基础上,提出实现裂缝-孔洞型底水气藏高效开发的适宜对策,也为我国其他类型底水气藏的开发提供借鉴和参考。

## 1 底水气藏开发特征

通过大量调研中外文献和研究报告<sup>[3-9]</sup>,收集了13个底水气田(藏)的地质特征、开发技术、开发对策和开发现状(部分典型底水气田地质及开发特征如表1和表2所示)。不同底水气藏的地质特征各

表1 中外部分典型底水气田地质特征  
Table 1 Geological characteristics of typical gas reservoirs with bottom water both in China and abroad

气田名称	所在地区	埋深/m	岩性	温度/℃	压力/MPa	储量/10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	有效厚度/m	储层类型	储集空间	孔隙度/%	渗透率/mD
Beaver River	加拿大	2 674	白云岩	178	40.2	413		裂缝-孔隙型	溶蚀孔	3.5(均值)	K <sub>i</sub> =20~200 K <sub>v</sub> =2~25
Frigg	挪威	1 785	砂岩	61	19.8	2 438	10~160	孔隙型	粒间孔	27~32	900~4 000
Kaybob South	加拿大	2 258	白云岩	114	32.5	1 058	18~45	裂缝-孔隙型	铸膜孔、溶蚀孔	8(均值)	K <sub>i</sub> =27~558 K <sub>v</sub> =1~76
Mastakh	俄罗斯	1 740	砂岩	40	17.1	322	5~22	孔隙型	粒间孔	5~23	1~95
NSO-A	印尼	1 158	灰岩	130.5	13.5	566	60~120	孔隙型	铸膜孔	23(均值)	100~300
Korobkov	俄罗斯	1 010	灰岩/砂岩	62.7	17.6	510	44(均值)	孔隙型	晶间孔、粒间孔	5~27	50~2 600
Sui	巴基斯坦	995	灰岩	71.1	13.5	3 052		孔隙型	晶间孔	11(均值)	3.5~4.1
Orenburg	俄罗斯	1 230	灰岩	60	20.1	17 700	89~254	裂缝-孔隙型	晶间孔、铸膜孔	8~18	0.1~35
Wilburton	美国	3 709	白云岩	130	37.8	113	26~208	裂缝-孔隙型	溶蚀孔、晶间孔	1.1~18	0.03~936
Abumadi	埃及	3 150	砂岩			934	100~210	孔隙型	粒间孔	15~25	400~1 000
威远震旦系	中国	3 000	白云岩	120	29.5	400	5~256	裂缝-孔洞型	晶间孔、溶蚀孔、溶洞	3(均值)	0.46(均值)

表2 中外部分典型底水气田开发特征  
Table2 Development characteristics of typical gas reservoirs with bottom water both in China and abroad

气田名称	最大日产气量/ (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	主要驱动方式	开发井型	井数/ 口	开发面积/km <sup>2</sup>	井网密度/ (km <sup>2</sup> ·口 <sup>-1</sup> )	井距/ km	采气速度/%	采出程度/%
Beaver River	680	强水驱	直井、水平井	7	43	6.14	2.8	5.9	12.6
Frigg	4 814	气驱、水驱	直井	47	100	2.13	0.3	7.1	78.0
Kaybob South	2 013	强水驱、气驱	直井	59	230	3.89	2.2	6.8	81.4
Mastakh	272	水驱	直井	75	57	0.76	0.6	3.1	42.0
NSO-A	1 274	气驱、弱水驱	大斜度井、直井	9	44	4.88	0.6	8.1	73.5
Korobkov		气驱、水驱	直井	138	183	1.33			92.0
Sui	2 209	气驱、弱水驱	直井	89	190	2.13	1.6	2.2	78.0
Orenburg		气驱、水驱	直井、水平井	850	1 640	1.93		4.0	67.7
Wilburton	595	气驱、水驱	直井	16	18	1.13	1.5		78.7
Abumadi		气驱、水驱	直井	24	64	2.67		4.63	63.7
威远震旦系	316	强水驱	直井、水平井	76	244	3.21		2.9	36.6

异,流体组成复杂,储集空间类型多样,储量差异巨大,根据埋深分类,包括中浅层气藏6个、中深层气藏6个、超深层气藏1个;根据岩性分类,包括碳酸盐岩气藏8个(白云岩5个、灰岩3个)、碎屑岩气藏5个;从地质储量来说,约一半的底水气藏地质储量小于1 000×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。整体来看,这些底水气藏孔隙度为1.1%~32%,渗透率为0.03~4 000 mD,采出程度为12.6%~92.0%,采出程度与储层孔、渗参数关系不明显(图1)。而采气速度及井网密度对气藏采出程度具有一定影响(图2),水体越强、采气速度越大、井网越稀疏的底水气藏,其采出程度越低。根据储层储渗空间的不同,可将底水气藏进一步划分为孔隙型、裂缝-孔隙型和裂缝-孔洞型。不同类型底水气藏采收率差异明显,强水体裂缝性底水气藏(包括

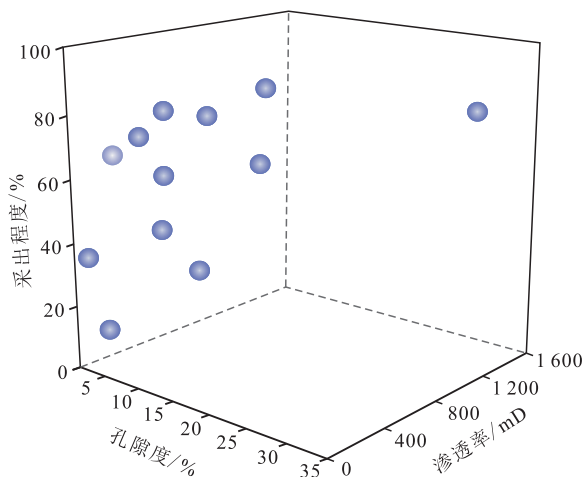


图1 底水气藏采出程度与储层孔、渗参数关系

Fig.1 Relationship between gas recovery and porosity as well as permeability in gas reservoirs with bottom water

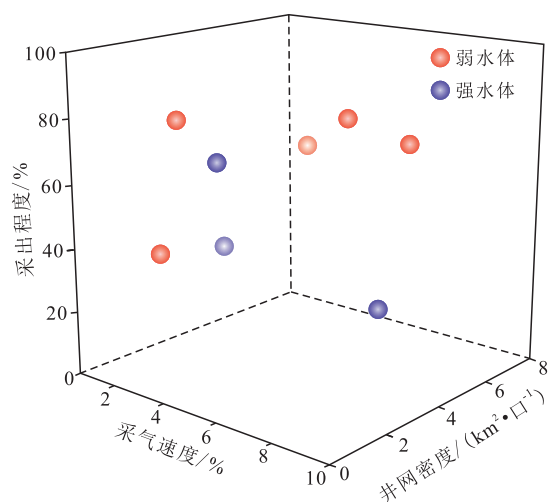


图2 底水气藏采出程度与井网密度及采气速度的关系

Fig.2 Relationship between gas recovery and well spacing density as well as gas production rate in gas reservoirs with bottom water

裂缝-孔隙型和裂缝-孔洞型底水气藏<sup>[7]</sup>的采收率低于孔隙型底水气藏,且水侵后气藏产量递减程度更大、递减速度更快。由于地质特征和开发对策的不同,3类底水气藏的开发特征也存在显著差异。

孔隙型底水气藏的储集空间主要为粒间孔,裂缝不发育或微发育,孔隙网络是气体渗流的主要通道,合理的开发技术对策下底水水体非均匀侵入风险小,地层能量强,气藏稳产期长,开发效果好。典型的孔隙型底水气田如位于英国北海北部地区的Frigg气田,储层平均渗透率高达1 500 mD,但泥岩夹层渗透率小于1 mD。Frigg气田于1977年开始投产,1980年日产气量达0.47×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>/d,并持续稳产5 a,1985年受水侵影响产量开始下降,1990年不断侵

入的水体导致气田南部区域的生产井全部停产,但气田内部存在的垂向低渗透夹层有效阻隔了水体的平面推进,使得气田北部区块仍保持以  $300 \times 10^4 \sim 400 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  的日产气量生产至2004年。经过27 a的开采,气田累积产气量达  $1\,900 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,采收率接近78%(图3)。

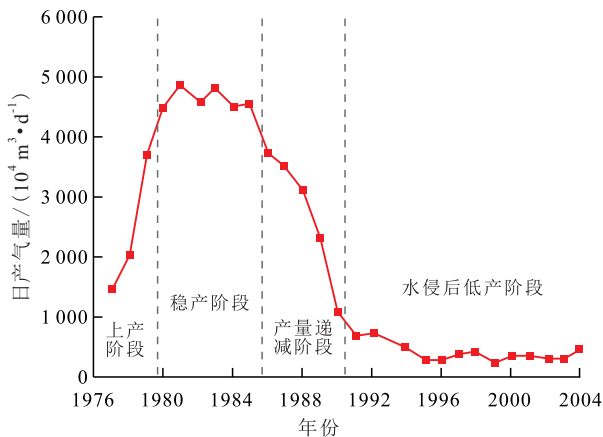


图3 Frigg气田开发历程

Fig.3 Development history of Frigg Gas Field

对于裂缝-孔隙型底水气藏,孔隙是主要储集空间,裂缝是气体的主要渗流通道,典型的裂缝-孔隙型底水气藏如海狸河(Beaver River)气田,该气田储层上部区域裂缝-溶孔系统较为发育,平均孔隙度为3.5%, $K_h$ 为20~200 mD, $K_v$ 为2~25 mD,而储层下部区域孔隙度小于2%, $K_h$ 为2~20 mD, $K_v$ 为0.1~5 mD。海狸河气田原始天然气储量为  $413 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,初始标定采收率高达90%,但随后的开发实践显示这一标定目标太过于乐观。该气田于1971年10月先后投入7口生产井进行商业化开发,初期日产气量为  $566 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,由于射孔层位靠近气水界面,6个月后部分生产井快速产水,1973年气田日产气量达  $680 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  的峰值后,所有生产井均产地层水,气田产量也随之迅速降低,1976年底仅一口气井以  $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  的日产气量进行生产,1978年气田废弃,累积产气量为  $50.4 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,采收率仅为12.16%(图4)。在1989年至2003年间,海狸河气田尝试重启部分生产井,但由于气井大量产水而不得不放弃,气田采收率最终为12.57%。

裂缝-孔洞型底水气藏的储集空间为孔隙和溶洞,裂缝是主要的渗流通道。溶洞的存在增强了储层容纳水的能力,在水气两相流初期,随着含水饱和度的增加,水相渗透率增长缓慢,当储层含水饱和度达到一定值后水相渗透率急剧升高,因此在气藏开发初期水侵痕迹不是很明显,而当水侵大面积侵入储层后其趋势很难逆转<sup>[14]</sup>。典型的裂缝-孔洞

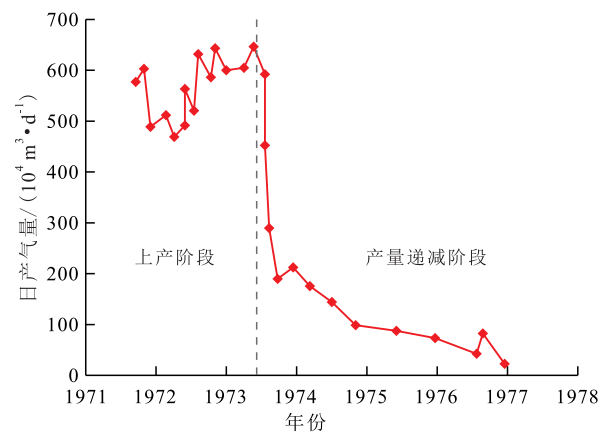


图4 海狸河气田开发历程

Fig.4 Development history of Beaver River Gas Field

型底水气藏如威远震旦系气田,该气田储层分布连续,隔夹层不发育。储层孔隙度平均为3%,渗透率为0.001~10 mD,平均为0.46 mD,微裂缝发育且非均质性强,具有多重介质储渗特征。气藏于1964年试采,1971年初开始产地层水,之后出水井数不断上升。整个气藏开发分为4个阶段:①自喷上产阶段。试采初期生产井基本未出水,构造顶部气井产量较大,随后部分生产井相继见水,气藏开始出现压力不均衡降落,期间采取堵水试验但均未取得较好效果,1976年气田产量达到峰值,年产气量为  $11.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ ;②产量递减阶段。由于出水井大量增多,底水活动明显,气藏生产进入产量递减阶段,地层压力下降更加不均匀,气藏年产气量降至  $3.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,并开始探索利用排水采气工艺治水;③人工排水采气阶段。气田开始大规模进行排水采气,因工艺明显见效,一批水淹井相继复活,1998年气藏年产气量为  $1.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,2004年气田水淹全面停产,累积产气量为  $143.87 \times 10^8 \text{ m}^3$ ;④水平井排水采气阶段。2005年气田开始恢复气举井排水采气生产,实施水平井+直井(老井)井网,探索低部位水平井排水采气新思路,但气藏水侵影响不可逆,最终采收率仅为36.6%(图5)。

## 2 影响底水气藏开发效果的主要因素

综合分析底水气藏的开发特征发现,气藏的地质特征和开发技术对策是影响其开发效果的主要因素。

### 2.1 地质特征

#### 2.1.1 裂缝发育程度

中外开发实践表明,相对于孔隙型底水气藏,



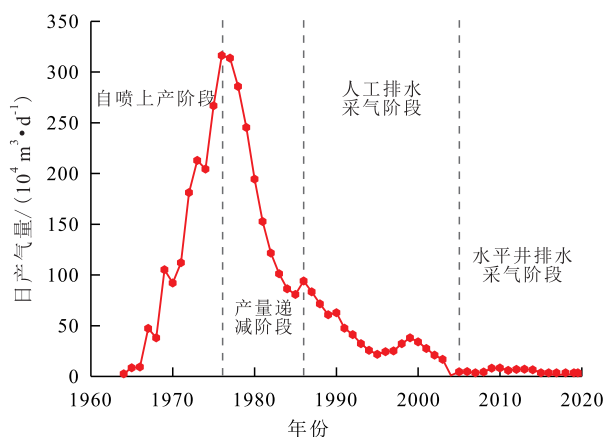


图5 威远震旦系气田开发历程

Fig.5 Development history of Weiyuan Sinian Gas Field

裂缝性底水气藏的采收率往往更低。孔隙型底水气藏的储集空间和渗流通道均为基质原生的粒间孔和铸膜孔等,气水界面沿着基质孔隙相对平缓推进,无水采收期较长,在合理开发方式下气藏采收率往往可以超过70%(如Frigg气田)。裂缝性底水气藏非均质性强,储层主要储集空间为基质岩心中的孔、洞,渗流通道则是不同尺度的裂缝系统。在裂缝性底水气藏生产时,裂缝系统中的压力迅速降低,基质孔、洞中的气体在压差作用下向裂缝流动,当储层内部存在裂缝高渗透通道时,底水水体容易沿着裂缝不规则窜入气藏,形成纵窜型和纵窜横侵型快速推进模式<sup>[7]</sup>,堵塞渗流通道(图6)。奥伦堡气田构造顶部位置发育大量厚度为1~4 m的裂缝区域,这些高渗透裂缝在增加气体流动能力的同时也

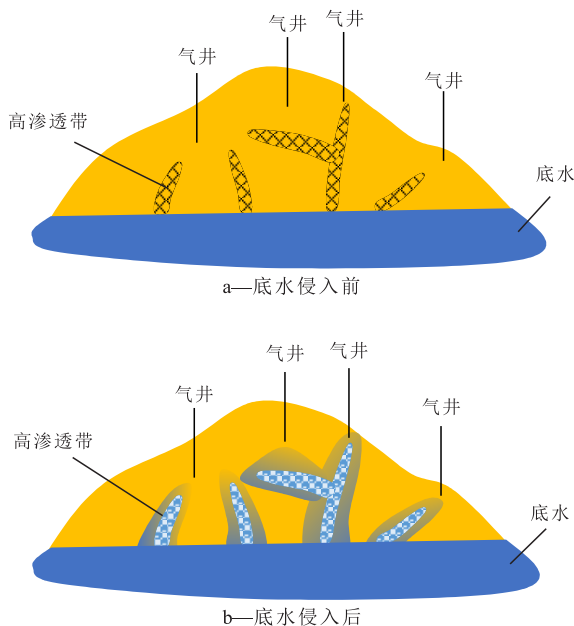


图6 底水沿裂缝高渗透带侵入气藏示意

Fig.6 Schematic diagram of bottom water intrusion along fracture zones with high permeability in gas reservoirs

导致了水体的快速侵入,气田于1971年开始试采时就有气井已经见水,1974年规模化投产后即面临严重的水侵问题,底水沿着断裂和裂缝侵入气藏后通过高渗透水平裂缝推进,形成复杂的纵窜横侵型水侵方式,导致气藏早期产水量快速上升,部分区块采收率低于50%。

气井见水时间和产水量往往受裂缝-水体连通程度的影响,当气井井底与水体间存在高角度贯通裂缝时,水体突进后气井产气量呈陡崖式下降,甚至会造成暴性水淹。龙岗气田龙岗1井区长兴组底水气藏龙岗001-18井投产即产水,生产8个月后就快速上升,1年半左右已经水淹停产,主要原因就是储层裂缝沟通井区底部高压水体<sup>[10]</sup>。此外,对于低孔隙度强非均质碳酸盐岩底水气藏,由于基质储渗参数较低,裂缝对气体渗流的贡献更大,导致水体侵入裂缝后基岩及部分孔隙型储层中的气体无法产出,形成“水封气”现象。威远震旦系气田平均渗透率仅为0.461 mD,气体主要通过裂缝流动,水体沿裂缝侵入储层后导致基质孔、洞中储存的气体无法排出,气相渗流能力急剧降低,生产井产量大幅下降,部分气井出水后的平均日产气量仅为出水前的1/6~1/2,出水后期日产气量甚至不足 $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (图7)。气藏水淹区的基质孔洞主要通过渗吸机制驱气<sup>[7]</sup>,基质渗透率越低水封气饱和度越大, Frigg气田平均渗透率高达1 500 mD,水体波及后的水封气饱和度为29%,奥伦堡气田平均渗透率为11 mD,水体侵入后形成的封闭气量高达49%,由此可见,对于平均渗透率不到1 mD的威远震旦系气田,由于裂缝水侵形成的水封气造成的储量损失巨大。

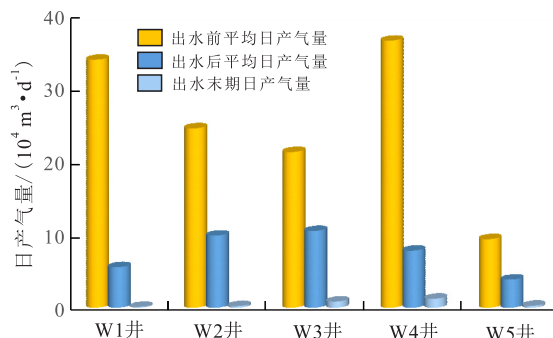


图7 威远震旦系气田部分气井出水前后日产气量变化对比

Fig.7 Production comparison of gas wells in Weiyuan Sinian Gas Field before and after water producing

### 2.1.2 隔夹层发育程度

隔夹层主要指的是储层内部低渗透、致密且可对流体运移起到阻挡作用的条带<sup>[15]</sup>。隔夹层的位置、稳定性、分布范围以及规模影响着底水气藏的开发方式和开发效果,大面积连续分布且位于气水

界面附近的低渗透隔夹层会对流体的渗流产生屏障作用,能有效延缓底水非均匀侵入,在底水气藏开发过程中可以形成弹性气驱或弱弹性水驱的开发效果,气藏采收率往往较高。Wilburton气田储层底部与水体间存在一套封堵性好的泥质和硅质隔夹层,这套致密夹层有效地阻挡了底水的向上锥进,气藏采收率较高。Frigg气田储层下部的泥岩层将气藏与底部水层分隔,在高采气速度、密井网的开发方式下,气藏采收率仍然高达78.0%。而夹层小范围发育或夹层封堵性较差的底水气藏开发效果一般较差,底水容易绕过夹层形成次生边水,克拉2气田发育多套隔夹层,但这些夹层厚度较薄且横向分布不连续,封堵性较差,自投产后已有多口气井产水,使得气田长期稳产面临极大风险<sup>[16]</sup>。威远震旦系气田夹层不发育,能量充足的底水沿裂缝快速侵入储层,气藏采收率不到37%。因此,对于这类缺少隔夹层的底水气藏,合理的开发技术对策显得格外重要。

### 2.1.3 水体能量

水体能量强弱与水体大小和水区储层的应力敏感相关,其来源于地层压力变化过程中岩石储集空间的压缩作用以及地层水的弹性膨胀作用<sup>[10,17-21]</sup>。通过对已开发底水气藏的统计分析,水体能量较弱的底水气藏采收率普遍高于60%,强水体裂缝性底水气藏的采收率明显低于弱水体的。相对于孔隙型底水气藏,裂缝性底水气藏储层往往具有较强的应力敏感,研究发现水层岩石的压缩效应是水侵能量的主要来源,气藏开发初期的水侵强度可能数倍于中后期<sup>[14]</sup>,因而裂缝性底水气藏的水侵能量往往更强,且在开发初期就易造成严重水窜现象。通过模拟不同水体倍数的底水水侵实验可以发现,当底水水体倍数由5倍增长至30倍时,岩心采出程度降低约10%,累积产水量约增长6倍,见水时间大幅度提前<sup>[22]</sup>,而当底水水体倍数超过40倍后,水体对生产动态的影响达到极限,随着水体倍数的继续增加,累积产气量和累积产水量变化幅度较小<sup>[23]</sup>。对于非均质底水气藏,水体在储层不同位置处的大小、能量往往存在一定差异,克拉2气田不同区域水体能量强弱存在显著差异,东部和西部储层物性好,水体能量强,底水上升速度快,而北部和南部水体能量相对较弱,底水上升速度相对较慢<sup>[16]</sup>。阿姆河右岸BP气田不同区域的水体倍数为1~65倍,强水体能量作用下底水沿裂缝-孔洞型储层窜入井筒后气井快速见水,在产水诊断曲线上,水气比上升斜率超过3<sup>[22,24]</sup>。

## 2.2 开发技术对策

### 2.2.1 开发井网部署模式

对于似均质有水气藏,由于水体与气藏接触面积大、水侵推进速度慢,活塞式的水侵方式甚至有利于气藏的开发,这类气藏采用“稀井高产”的布井方式便可取得较好的开发效果,经济效益显著。但是对于裂缝发育的强非均质裂缝性底水气藏,“稀井高产”模式使得气藏开发过程中容易出现局部压降,导致底水非均匀侵入的风险更高。海狸河气田采用7口生产井控制43 km<sup>2</sup>的气藏储量,在气藏生产过程中井控区域压降过大,底水沿裂缝侵入气藏后气井产水量快速上升,在不足3 a时间内,气藏产量降低了75%,最终水淹停产。威远震旦系气田井网密度为3.21 km<sup>2</sup>/口,在气藏顶部实施强化开采导致形成多个压降漏斗,采收率较低。相反,中外开发效果较好的裂缝性底水气藏大多采用均衡开发的布井方式,在气藏构造高部位有利区域集中布井,而在低渗透区域适当布井,保持整个气藏的压力均匀下降,实现整个气藏的均衡开发。奥伦堡气田主要在产层厚度大、裂缝发育的构造顶部或轴线部位布井,即采用中央布井或排状布井系统,然后向边缘或局部扩展,构造顶部井距为500~700 m,外围井距增加到1~1.5 km,采用这种方式布井保持边缘地带高压以延缓底水推进,延长顶部无水采气期,而在低渗透区采用均匀布井的方式,提高气藏整体采收率。Korobkov气田在1964年开发后就受到底水水侵的困扰,水体沿着裂缝发育带侵入气藏,1968年产水量达到峰值,曾尝试封堵产水井中的部分射孔层段,但效果不明显,随后采用均衡开发的策略,尝试在低渗透区布井以增大该区的压降,避免水体的非均匀推进,采取该策略后,气田的产水量明显降低,1980年气藏产水量仅为峰值产量的1/20。可见,对于裂缝性强非均质底水气藏,利用优势区域高产井控制低渗透区储量的“稀井高产”布井思路并不适用。

### 2.2.2 开发井型

随着钻井技术和地质导向工具的进步,水平井、大斜度井等工艺井已经广泛地应用于各类气藏开发,并能有效提高气井单井产量和气藏采收率。对于有水气藏,工艺井具有一定的优势,一方面工艺井可钻遇更多的优质储层,提高气藏储量的动用率;另一方面,在相同的生产条件下,工艺井与储层的接触面积大,需要的生产压差远小于直井,有利于延缓底水上升速度。但对于裂缝性底水气藏,工



艺井的应用也存在一些不足,相较于直井,工艺井钻遇裂缝和缝洞的几率更高,气井前期生产效果好,但也面临底水沿裂缝快速上窜导致的水淹风险。不同储层类型气田选择的井型各不相同,裂缝性底水气田多选用直井开发以防水为主,低渗透气田多为水平井开发以提高储量动用效果为主,结合储层特征因地制宜选择直井+水平井的组合模式开发效果更优。奥伦堡气田开发早期井型以直井为主,2003年后新投产的气井多为水平井,克拉2气田前期生产井多为直井,后期考虑在低渗透区部署水平井增加储量动用。阿姆河右岸BP气田低孔低渗透、非均质性强,导致直井开发效果差,投产井中直井约占30%,大斜度井约占70%。

### 2.2.3 采气速度与单井配产

采气速度越快,单井配产越高,井筒附近压力越低,气藏气水界面处压力与井筒底部压力差便越大,底水更加容易窜进到井筒中,造成气井产水量增大。大量的研究文献指出,有水气田在生产过程中存在临界产量,只有当气井产量低于临界产量时才能延长无水采气期,将水体对气藏开发的影响降到最低<sup>[3-11]</sup>。同样,合理的采气速度会延缓底水侵入速度,提高气田的整体采出程度。海狸河气田储层高角度裂缝发育,但缺乏开发管理策略,在开发初期单井配产高,气井配产接近无阻流量的1/2,最高采气速度达7%,导致生产井快速产水。克拉2气田底水水体能量较强,初期采气速度较高,导致地层水非均匀侵入气藏,但通过完善平面井网,控制单井生产压差,降低采气速度后,水侵速度随之放缓。阿姆河右岸BP气田在掌握储层裂缝发育程度及水体能量大小后,合理优化气井配产,有效地延长了气井无水采气期。对于大型底水气田,往往需要根据地质特征分区开发,不同区域采用不同的采气速度,奥伦堡气田含气面积达1 640 km<sup>2</sup>,分为多个开发区块,各区块采用不同的采气速度(1.89%~6.10%),在水侵风险区块低采气速度生产,优质区块高采气速度生产,开采效果和经济效益相对较好。

### 2.2.4 气井避水高度

底水气藏开发过程中均设置了一定的避水高度,但由于储层裂缝发育程度以及水体大小等因素的差异,气井生产效果迥异。Wilburton气田储层顶深为3 709 m,气水界面位于4 054 m,设置避水高度为116 m,气藏采收率为78.7%。加拿大Kaybob South气田由于高含H<sub>2</sub>S,气田水处理复杂且成本昂

贵,因此极为重视底水上窜的防控,在气田开发方案设计初期针对主产区气井均设置了一定的避水高度(17~46 m),并保持气井的产量低于底水锥进的临界水锥产量(9×10<sup>4</sup>~113×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d)。威远震旦系气田开发中期在气藏顶部设计完钻井底距原始气水界面92~185 m,但实施效果不佳,未能达到延长无水采气期的目的,主要原因是底水水体沿裂缝窜进,而威远震旦系气田孔(洞)、缝的分布模式和搭配关系复杂,气井的避水高度难以有效控制底水上窜。可见对于裂缝性强水体底水气藏,气井避水高度在一定程度上可以延长无水采气期,但无法避免水体窜入储层后导致的气井产水。

## 3 底水气藏治水对策

底水气藏的水侵危害是不可避免的,但通过合理的工作制度和治水对策可以降低水侵的危害程度。目前中外底水气藏主要采用的治水对策包括:完善井网、主动排水和封堵水层等<sup>[5-6]</sup>。完善井网是为减弱气藏中生产压差的不均衡性,抑制底水非均匀锥进。对于气藏水淹区域,排水采气是有效的治水手段之一,可阻止底水进一步上窜伤害上覆气层,同时使部分已经进入裂缝系统的地层水回落,解除气藏裂缝区域的水锁伤害。奥伦堡气田的岩心实验发现,在一定压差下,当岩心中封闭气体占据岩心孔隙体积的50%时,气体将会不断膨胀发生流动,表明在气藏水淹区域,持续的排水降压开采可以有效动用这些封存的储量,采出程度可提高10%~20%<sup>[25]</sup>,但底水气藏主动排水有一定的适宜条件,当气井裂缝沟通远部水体或者底水能量强时,排水效果适得其反<sup>[10]</sup>。目前,排水采气措施主要包括:泡排、气举、柱塞、电潜泵和机抽等<sup>[25]</sup>,威远震旦系气田是我国第一个全面开展排水采气工艺的气田,采用泡排和气举等排水采气工艺都取得了较好效果,部分气井排水后的稳定日产气量可达到其出水末期的2~30倍(图8),并探索形成了水平井+直井的低排高采排水采气开发井网,有效进行水淹气藏的二次开发。此外,对于水淹严重井段或高渗透层,可采用注水泥封堵或注黏稠液的方式形成屏障<sup>[26-28]</sup>,减少进入气藏的水侵量,该技术在奥伦堡气田具有一定的应用效果,但威远震旦系气田采取的堵水试验未获成功,这可能是因为该气田储层缝网发育而基岩致密,气水流动的主要通道是裂缝,试剂堵水的同时也堵住了气体的流动通道。

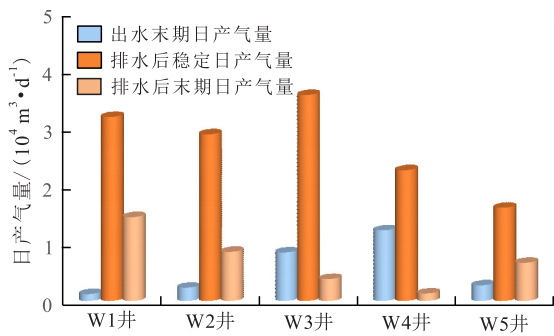


图8 威远震旦系气田部分气井排水前后日产气量变化对比

Fig.8 Production comparison of some gas wells in Weiyuan Sinian Gas Field before and after dewatering

## 4 适宜开发技术对策启示

准确的储层评价、高效的储量动用和较优的经济效益是气藏高效开发的内核。中外底水气藏的生产实践表明,强非均质底水气藏的开发难度大,水侵风险高,但合理的开发指标和有效的治水对策可以显著提高气藏的开发效果。因此,在不断深化储层地质特征认识的基础上,应采取针对性的技术对策以实现底水气藏的最优开发。中外底水气藏的生产实践对合理开发四川盆地碳酸盐岩底水气藏有以下启示。

### 4.1 做好早期评价,深化地质认识

深化气藏特征认识,是制定合理开发对策和提高底水气藏采收率的基础。裂缝-孔洞型强非均质碳酸盐岩底水气藏多尺度孔(洞)、缝发育,多重介质储渗特征明显,因此,需要联合多技术手段进行储层精细描述,预测优质储层和低渗透薄隔夹层的分布规律。天然裂缝是气井高产的重要因素,也是水体侵入的快速通道,准确掌握多尺度裂缝-孔洞系统的空间非均质性极为重要,要利用成像测井和三维地震技术,特别是小尺度缝洞体精细刻画技术,通过井震多属性多信息融合的裂缝描述方法,评价储层缝洞发育程度和裂缝展布规律,同时,结合岩心观测、薄片分析以及CT扫描等手段,研究微观尺度下裂缝和孔隙发育特征,分析储层孔(洞)、缝的配置关系,实现缝洞空间分布的精细雕刻。此外,要坚持较长的试采周期,充分利用已有探井和试采生产井资料,动、静资料结合进一步深化储层连通关系、水体能量大小和储量动用效果等地质认识,为气藏开发方案编制提供支撑。

### 4.2 制定合理技术指标,加强动态监测管理

#### 4.2.1 实施均衡开采,减缓水体非均匀侵入

水体的非均匀侵入是底水气藏面临的主要难

题,而气藏的均衡开采则是解决这一难题的关键。中外底水气藏的生产实践表明,强底水裂缝性碳酸盐岩气藏的开发应由“稀井高产”模式转为“均衡开采”模式,对于构造高部位的优质储层,宜采用中央布井方式,即将生产井布在物性较好的构造高点,裂缝发育带宜部署直井,在提高气井产能的同时可延长无水采气期,同时在构造低部位及低渗透区域采用工艺井适当均匀布井,完善井网,有利于气藏整体压降均衡,避免“水封区”的形成,也可提高低渗透储量的动用效果,减缓水体侵入速度。

#### 4.2.2 控制采气速度,提高气藏稳产年限

大型气田应具有一定的稳产年限,而要满足气田稳产要求,则必须将采气速度控制在一定范围内。对于底水气藏,采气速度不宜过高,而裂缝性碳酸盐岩底水气藏的采气速度更不宜高,但在气田整体采气速度控制下可根据不同区块物性的差异和水侵风险,分区设置不同的采气速度,通过适当的布井和配产实现均衡开发的效果。奥伦堡气田不同区块的采气速度为1.89%~6.1%,裂缝发育的水侵风险区采气速度相对较低。威远震旦系气田最大采气速度为2.89%,由于裂缝、孔洞发育,底水沿高角度裂缝快速侵入气藏形成大量水封气,因此对于裂缝-孔洞型强底水气藏,采气速度控制在2%左右即可。

#### 4.2.3 强化动态跟踪,实行差异化灵活配产

目前,常规气藏单井配产约为无阻流量的1/6~1/4,生产压差与地层压力的比值小于20%,但对于底水气藏,特别是裂缝性低渗透碳酸盐岩底水气藏,在研究气井的合理配产时,应结合储层非均质性特征,以控制水体推进速度、防止水体快速窜进、提高经济效益和气藏最终采收率为原则进行气井配产。因此,同一气田不同区块、同一区块不同气井、同一气井不同生产阶段应采取差异化的灵活配产策略,在裂缝发育带、水侵风险区降低气井配产,而在构造高部位适当提高气井配产,以实现经济效益和开发效果最优,同时,实时动态跟踪已有生产井的开发动态资料,结合底水气藏气井临界产量预测模型和精细数值模拟技术,摸索储层条件下不同生产阶段气井的临界产量区间,尽量推迟气水两相流出现的时间,并延长气井的无水采收期。

#### 4.2.4 完善监测体系,准确掌握气水界面变化情况

水体监测体系的建立对底水气藏的开发格外重要,是准确认识和评估底水水体的重要手段。Frigg气田开发过程中设置了多口水体观察井,用来观测储层底部水体压力变化幅度以及气水界面的



上升情况,通过评估相关数据,气田管理人员发现储层底部水体能量较强,气水界面上升幅度超过预设方案,并证实了气水界面处的泥质夹层可延缓部分区域水体的上升速度,基于立体的监测体系,Frigg气田准确掌握了气藏底水推进的速度和范围,及时调整了开发方案指标。威远震旦系气田开发初期气井未钻穿水层,对气水分布和水体大小认识不足,气藏采收率较低。目前,针对常规气藏的动态监测方法已较为成熟,但对于底水气藏,还应在构造低部位和气井大规模开发区域部署一定数量的水体监测井,开展气水界面和地层压力的监测,通过水体监测井的动态数据修正气藏数值模型,预测地层能量和局部水体推进情况,进而及时调整气藏开发方案。

### 4.3 建立水侵预报体系,形成全生命周期控水治水对策

#### 4.3.1 开展水侵模拟实验,明确多重介质气水渗流机理

物理模拟实验可以真实反应储层条件下岩心-流体复杂作用规律,揭示气井生产背后的气水渗流机制,是掌握底水气藏水侵特征的必要手段之一。选取具有代表性的储层样品,结合数值反演的尺度升级方法,水侵动态物理模拟实验可以分析底水侵入速度与储层物性的关系、水体大小对采收率的影响程度、低渗透隔夹层的封堵效果、水封气的机理及解除措施等,进而指导气藏制定合理的生产制度。通过多因素耦合的模拟实验,可以提前预判底水水体对气藏可能造成的各种影响,为气藏的动态预测和开发部署调整提供参考。

#### 4.3.2 开展数值仿真计算,建立水侵早期预报技术

基于真实岩心的数值仿真技术可实现复杂苛刻条件下气水流动过程的可视化和渗流规律的定量化,由于可重复性强,数值仿真可以获取大量不同孔(洞)、缝搭配下的非稳态气水相渗曲线,得到无因次水侵前缘推进图版,为宏观尺度气水流动行为的描述提供有效参数。进一步结合高精度数值模拟技术和数值试井技术,通过非结构化网格有效描述裂缝产状,实现储渗体的精细刻画;通过算法优化和并行计算机群提升计算模拟速度,开展多情景下基于真实气藏模型的底水不规则侵入模拟,形成复杂底水气藏非均匀水侵早期预报体系,从多尺度、多角度层面把控气藏底水侵入规律。

#### 4.3.3 整体安排部署,形成全生命周期的控水治水对策

有水气藏开发过程中气井产水是必然现象,但

底水气藏开发时必须要有前瞻性的考虑,底水一旦大规模侵入气藏后,水侵伤害趋势往往不可逆转,因此在开发方案设计初期就要考虑水侵风险的防范和治水措施,优化开发方案技术指标,协调不同区域布井模式,为治水工作留有余地。在气藏开发前中期要加强水侵动态监测与分析预判,因地制宜开展治水工作,把握排水时机,通过井筒气水两相流模拟技术优选排水采气工艺,明确气井不同压力条件下的携液能力,对于底水能量较弱的区域主动打开底水层实施先期排水策略,在气水界面附近部署水平井协同排水采气,降低水体能量,通过形成低压区减缓底水上窜,实现气水均衡同采。气藏开发中后期要进一步精细刻画底水侵入优势通道,通过试井测试资料预判气井水侵风险,动静资料结合描述气水分布特征,能排则排、宜堵则堵,在水侵高渗透带探索强排水对策,确保底水沿构造低部位向高部位均匀推进,均衡储量动用,提高气藏整体采出程度。

## 5 结论

根据储集空间的不同,底水气藏可以划分为孔隙型、裂缝-孔隙型和裂缝-孔洞型,不同类型底水气藏开发效果差异较大,裂缝性底水气藏存在水体沿裂缝快速上窜风险,开发难度大。储层裂缝发育程度、气水界面隔夹层发育程度和水体能量强弱是影响底水气藏开发效果的主要地质因素,深化气藏特征认识是提高底水气藏采收率的基础,科学合理的开发技术对策可有效减缓底水非均匀侵入,均衡开采是实现裂缝-孔洞型底水气藏高效开发的关键。

底水气藏开发原则为均衡动用、排控结合、有序产水,具体对策包括:①井震联合准确刻画裂缝及隔夹层展布规律,动静资料结合深化储层连通关系、水体能量强弱和储量动用效果等地质认识,为气藏开发方案编制提供支撑;②坚持采用均衡开采的井网部署模式,因地制宜优选井型,合理控制气藏采气速度,实行差异化灵活配产,强化水体监测体系,定量化评价气水界面变化情况;③开展底水气藏水侵物理模拟实验和气水流动仿真模拟,进一步明确底水气藏多重介质渗流机理,持续强化攻关裂缝性底水气藏非均匀水侵早期预报技术;④超前考虑水侵风险的防范和治水措施,能排则排、宜堵则堵,整体部署,形成底水气藏全生命周期的控水

治水对策。

### 符号解释

$K_h$ ——水平渗透率, mD;

$K_v$ ——垂向渗透率, mD。

### 参考文献

- [1] 胡勇, 彭先, 李骞, 等. 四川盆地深层海相碳酸盐岩气藏开发技术进展与发展方向[J]. 天然气工业, 2019, 39(9): 48-57.  
HU Yong, PENG Xian, LI Qian, et al. Progress and development direction of technologies for deep marine carbonate gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(9): 48-57.
- [2] 贾爱林, 闫海军, 郭建林, 等. 全球不同类型大型气藏的开发特征及经验[J]. 天然气工业, 2014, 34(10): 33-46.  
JIA Ailin, YAN Haijun, GUO Jianlin, et al. Characteristics and experiences of the development of various giant gas fields all over the world[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(10): 33-46.
- [3] 贾爱林, 闫海军. 不同类型典型碳酸盐岩气藏开发面临的问题与对策[J]. 石油学报, 2014, 35(3): 519-527.  
JIA Ailin, YAN Haijun. Problems and countermeasures for various types of typical carbonate gas reservoirs development [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(3): 519-527.
- [4] 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.
- [5] 夏崇双. 不同类型有水气藏提高采收率的途径和方法[J]. 天然气工业, 2002, 22(S1): 73-77.  
XIA Chongshuang. Ways and methods of enhancing recovery in various water-carrying gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(S1): 73-77.
- [6] 李川东. 裂缝性有水气藏开采技术浅析[J]. 天然气工业, 2003, 23(S1): 123-126.  
LI Chuandong. Recovering technology of fractured and watered gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(S1): 123-126.
- [7] 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.
- [8] HALBOUTY M T. Giant oil and gas fields of the decade 1990-1999 [M]. Tulsa: AAPG, 2003.
- [9] 孙玉平, 韩永新, 张满郎. 全球碳酸盐岩气田开发调研报告 [R]. 廊坊: 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 2013.  
SUN Yuping, HAN Yongxin, ZHANG Manlang. Literature review and summary of carbonate gas field development of the world [R]. Langfang: Langfang Branch, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, 2013.
- [10] 冯曦, 钟兵, 杨学锋, 等. 有效治理气藏开发过程中水侵影响的问题及认识[J]. 天然气工业, 2015, 35(2): 35-40.  
FENG Xi, ZHONG Bing, YANG Xuefeng, et al. Effective water influx control in gas reservoir development: Problems and countermeasures[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(2): 35-40.
- [11] 王海栋, 刘义坤, 王凤娇, 等. 深海底水气藏水侵规律与水侵风险识别方法[J]. 天然气工业, 2020, 40(12): 71-79.  
WANG Haidong, LIU Yikun, WANG Fengjiao, et al. Water invasion law in deepsea bottom-water gas reservoirs and a water invasion risk identification method[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(12): 71-79.
- [12] 魏国齐, 杨威, 杜金虎, 等. 四川盆地高石梯—磨溪古隆起构造特征及对特大型气田形成的控制作用[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(3): 257-265.  
WEI Guoqi, YANG Wei, DU Jinhu, et al. Tectonic features of Gaoshiti-Moxi paleo-uplift and its controls on the formation of a giant gas field, Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(3): 257-265.
- [13] 赵路子, 汪泽成, 杨雨, 等. 四川盆地蓬探1井灯影组灯二段油气勘探重大发现及意义[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(3): 1-12.  
ZHAO Luzi, WANG Zecheng, YANG Yu, et al. Important discovery in the second member of Dengying Formation in Well Pengtan1 and its significance, Sichuan Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(3): 1-12.
- [14] 冯曦, 彭先, 李隆新, 等. 碳酸盐岩气藏储层非均质性对水侵差异化的影响[J]. 天然气工业, 2018, 38(6): 67-75.  
FENG Xi, PENG Xian, LI Longxin, et al. Influence of reservoir heterogeneity on water invasion differentiation in carbonate gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(6): 67-75.
- [15] 李根, 郑海妮, 李雪, 等. 底水砂岩油藏夹层抑制水平井底水锥进作用研究——以塔河油田三叠系砂岩底水油藏的水平井为例[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(8): 127-132, 138.  
LI Gen, ZHENG Haini, LI Xue, et al. Controlling of bottom water coning in horizontal wells in sandstone reservoirs with bottom water—by taking the Triassic horizontal wells in sandstone reservoirs with bottom water of Tahe Oilfield for example [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013, 35(8): 127-132, 138.
- [16] 吴永平, 杨敏, 李明, 等. 克拉2气田水侵规律及模式[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(3): 302-306.  
WU Yongping, YANG Min, LI Ming, et al. Laws and models of water invasion in Kela2 gas field [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2020, 41(3): 302-306.
- [17] 冯曦, 杨学锋, 邓惠, 等. 根据水区压力变化特征辨识高含硫边水气藏水侵规律[J]. 天然气工业, 2013, 33(1): 75-78.  
FENG Xi, YANG Xuefeng, DENG Hui, et al. Identification of the water invasion law in high-sulfur and edge-water gas reservoirs based on the characteristics of pressure variation in the water zone [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(1): 75-78.
- [18] 李毓, 卢祥国, 李鸿儒, 等. 基于底水仿真模型油藏化学驱后CO<sub>2</sub>吞吐增油效果——以大港油田底水油藏为例[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(5): 101-111.  
LI Yu, LU Xiangguo, LI Hongru, et al. Study on CO<sub>2</sub> huff and puff effect of increasing oil production after chemical flooding based

- on bottom water reservoir simulation model: Take bottom water reservoir of Dagang Oilfield as an example[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2022, 41(5): 101-111.
- [19] 刘学利, 郑小杰, 窦莲, 等. 薄层强底水多韵律层砂岩油藏高精度数值模拟研究——以塔河9区下油组油藏为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2022, 12(2): 391-398.
- LIU Xueli, ZHEN Xiaojie, DOU Lian, et al. High precision numerical simulation of thin sandstone reservoir with sufficient bottom water and multiple cyclothem: A case study on lower formation of 9th block of Tahe Oilfield[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(2): 391-398.
- [20] 陈显学. 底水气藏型储气库注采渗流规律实验[J]. *特种油气藏*, 2022, 29(4): 101-106.
- CHEN Xianxue. Test on the seepage pattern in injection and production of gas storage in bottom-water gas reservoir[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(4): 101-106.
- [21] 刘峰, 陈军斌, 李红正, 等. 联合隔板理论和井底循环排液技术开发底水油藏新模型[J]. *断块油气田*, 2021, 28(4): 546-549.
- LIU Feng, CHEN Junbin, LI Hongzheng, et al. A new model of combining improved barrier theory and DWL technology for bottom water reservoir development[J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2021, 28(4): 546-549.
- [22] 汤连东. B-P气田气井出水规律及水侵机理研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2018.
- TANG Liandong. Study on water flow law of gas well and water invasion mechnaism in B-P reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [23] 方建龙. 碳酸盐岩缝洞底水气藏渗流特征与开发技术对策研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.
- FANG Jianlong. Fluid flow characteristics and development policy research of fracture-vuggy carbonate gas reservoir with bottom water[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [24] 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.
- [25] 廖仕孟, 胡勇. 碳酸盐岩气田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 2016.
- LIAO Shimeng, HU Yong. The development of carbonate gas reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2016.
- [26] 李秋言, 岳湘安. 聚合物滞留率对特低渗透非均质油藏调堵效果的影响——以长庆西峰油田某边底水天然能量开发油藏为例[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(3): 85-90.
- LI Qiuyan, YUE Xiang'an. Effect of polymer retention on conformance control in ultra-low permeability heterogeneous reservoirs: A case study on reservoir with edge and bottom water produced by natural energy in Changqing Xifeng Oilfield[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(3): 85-90.
- [27] 章威, 龙明, 周焱斌, 等. 无夹层底水油藏注水开发图版建立与应用[J]. *特种油气藏*, 2020, 27(2): 115-119.
- ZHANG Wei, LONG Ming, ZHOU Yanbin, et al. Waterflooding development chart establishment and application for the oil reservoir without interbed[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2020, 27(2): 115-119.
- [28] 张冰岩, 陈小凡, 乐平. 水侵缝洞型碳酸盐岩底水油藏弹性驱动单元开采研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2020, 10(2): 71-75.
- ZHANG Bingyan, CHEN Xiaofan, YUE Ping. Research on unit mining by elastic drive of fractured-vuggy carbonate reservoir with bottom water by water intrusion[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(2): 71-75.

编辑 经雅丽