

doi:10.3799/dqkx.2017.527

莺歌海盆地高温高压气藏水溶气释放对气水界面的影响

马勇新^{1,2}, 肖前华^{3*}, 米洪刚², 戚志林³, 黄小亮³, 任星明³

1. 中国地质大学资源学院, 湖北武汉 430074
2. 中海石油有限公司湛江分公司, 广东湛江 524057
3. 重庆科技学院石油与天然气工程学院, 重庆 401331

摘要: 莺歌海盆地 X 区属于高温高压气藏, 水溶气含量大, 水溶气释放对气水界面及水侵规律的影响不明。通过 PVT 物性分析仪, 采用复配的天然气和地层水测试了 X 区不同区块水溶气溶解度变化规律。设计可视化填砂管实验, 探索了水溶气释放对气水界面的影响规律。研究表明: 水溶气溶解度受温度、压力、地层水矿化度和天然气组分的影响, 随压力的增大逐渐增大, 随温度的增大先减小后增大, 拐点温度为 80~90 °C, 地层温压条件下(145 °C, 54 MPa) X-1 区块水溶气含量为 22.5 m³/m³, X-2 区块为 8.7 m³/m³。可视化填砂管实验研究表明: 衰竭开采过程中, 水溶气不断释放且携带地层水运移, 同时在地层水自身泄压及毛管力作用下, 气水界面明显上升。在此基础上, 数值模拟气藏衰竭开采表明: 水溶气溶解度越大气水界面上升越快, 气井见水越早。预测期 10 a 中, 考虑水溶气时, X-1 区要早 800 d 见水, 平面上推进快 800 m, 纵向上推进快 7.3 m; X-2 要早 300 d 见水, 平面上推进快近 500 m, 纵向上推进快 7.0 m。

关键词: 高温高压; 天然气藏; 水溶气; 气水界面; 可视化填砂管; 石油地质。

中图分类号: P641.2

文章编号: 1000-2383(2017)08-1340-08

收稿日期: 2017-01-13

Influence of Water-Soluble Gas Releasing on Gas-Water Interface for Yinggehai Basin High Temperature and Overpressured Gas Field

Ma Yongxin^{1,2}, Xiao Qianhua^{3*}, Mi Honggang², Qi Zhilin³, Huang Xiaoliang³, Ren Xingming³

1. Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

2. Zhanjiang Branch of CNOOC, Zhanjiang 524057, China

3. School of Petroleum Engineering, Chongqing University of Science & Technology, Chongqing 401331, China

Abstract: Yinggehai basin X area belongs to high-temperature and high-pressure gas reservoir, so that the content of dissolved gas in water is very large. However, the changing characteristics of gas-water interface and water invasion regularity is unknown because of the releasing of dissolved gas in water. In this paper, the variation of dissolved gas in water of different formations in X was tested through PVT facilities using natural gas and formation water. The sand packed model with visualization was designed to investigate the influence of water-soluble gas on gas-water interface. Results show that the solubility of water-soluble gas is affected by temperature, pressure, salinity and the components of natural gas, gradually increases with the increase of pressure, decreases with the increase of the temperature at first and then increases and the inflection point temperature is about 80–90 °C. The solubility of water-soluble gas is 22.5 m³/m³, and 8.7 m³/m³ for X-1 and X-2 under condition of 145 °C, 54 MPa respectively. Sand packed model with visualization experiment shows that the gas-water interface increases obviously in the process of natural depletion because of migration with gas releasing from the water, the pressure decreasing of formation water and capillary force. Numerical simulation of gas reservoir shows that gas-water interface of reservoir with high solubility of water-soluble gas increase faster and the water breakthrough time is earlier than those reservoirs with low solubility.

基金项目: “十三五”国家油气重大专项(No. 2017ZX05013-001); 国家自然科学基金项目(Nos. 51374296, 51604053); 中海油综合科研项目(No. YXKY-20XZJ-01); 重庆市基础与前沿研究计划项目(No. cstc2016jcyjA0126); 重庆市教委科学技术研究项目(Nos. KJ1601313, KJ1601333)。

作者简介: 马勇新(1972—), 男, 高级工程师, 主要从事油气田开发研究。ORCID: 0000-0002-6358-7537. E-mail: mayx@cnooc.com.cn

* **通讯作者:** 肖前华, ORCID: 0000-0002-0561-5843. E-mail: xiaoqianhua10@mails.ucas.ac.cn

引用格式: 马勇新, 肖前华, 米洪刚, 等, 2017. 莺歌海盆地高温高压气藏水溶气释放对气水界面的影响. 地球科学, 42(8): 1340–1347.

ty of water-soluble gas. During 10 years forecast period, water breakthrough in X-1 is about 800 days earlier, 800 m faster on the plane and 7.3 m faster on the vertical, considering water-soluble gas. And for X-2, those are 300 days, 500 m and 7.0 m respectively.

Key words: high-temperature and high-pressure; natural gas field; water-soluble gas; gas-water interface; sand packed model with visualization; petroleum geology.

0 引言

水溶气是地层水在特定温压条件下所溶解的天然气(沈羞月, 2014). 在开发过程中, 水溶气释放将会驱动地层水面、影响气水界面的变化, 从而影响水侵强度以及气井见水时间的预测, 因此水溶气释放对含水气藏开发的影响不可忽略(郝石生和张振英, 1993; 付晓泰等, 1996; 戴金星等, 1996; 戴金星, 1997; 宋岩等, 1998), 这已成为行业的共识.

溶解度是水溶气最为关键的参数, 其大小主要通过热力学模型计算和实验测试两种方法(Collins, 1987; 沈羞月和郭平, 2014)获得, 最常用的方法为实验测试. Wesoski(1975)和 Sultanov *et al.*(1972)测试了不同烃类气体在蒸馏水中的溶解度, 发现甲烷比其他烃类气体具有更高的溶解度. 郝石生和张振英(1993)认为温度、压力和矿化度是影响水溶气溶解度的主要因素. 高军等(1996)和 Sultanov *et al.*(1972)结合实验测试, 探索了烃类气体的溶解机理. 范泓澈等(2011)研究了富甲烷天然气溶解度在高温高压条件下随温度、压力、矿化度之间的变化规律. 郭平和欧志鹏(2013)通过物质平衡方程结合相平衡原理计算了水溶气溶解度, 并通过实验进行了验证, 讨论了水溶气的影响因素. 以上研究主要围绕天然气溶解度大小或者溶解机理而展开, 但是对于不同储层条件下, 天然气的溶解度变化规律人们认识尚不太清晰, 大多基于定性分析, 定量分析较少见(周文等, 2011). 因此, 对于特定的气藏, 还需进行针对性的研究.

南海莺歌海盆地 X 区气藏含边底水, 地层温度为 133~143 °C, 地层压力为 52~54 MPa, 压力系数为 1.68~1.94, 属于典型的含边底水高温高压气藏. 前人认为该地层处于高温高压状态时, 将会形成丰富的水溶气, 甚至形成水溶性气藏(王雪吾和刘济民, 1994; 陈润等, 2006; 范泓澈等, 2011; 黄银涛等, 2016). 谢玉洪和黄保家(2014)在对 X-1 气田特征研究过程中, 通过试算认为其水溶气溶解度至少可达 10.5 m³/m³. 对 X-14 井水层(测试井段 2 933.0~2 963.0 m)进行产能测试结果为日产气 473.0 m³,

日产水 18.5 m³, 算得水溶气含量达到 25.6 m³/m³. 不管是室内研究, 还是现场测试, 都表明 X 区水溶气含量较大, 这意味着天然气有一部分以水溶相存在于气藏边底水中, 从而会对降压开发产生明显的影响(吴克柳等, 2014).

目前对水溶气开发有过报道的主要为美国和日本. 美国于 20 世纪 70 年代在墨西哥湾进行试验性勘探开发(张晓宝等, 2002), 但是效果并不理想. 日本于 20 世纪 50 年代对东新泻和中条两个水溶性气田进行开发(武晓春等, 2003), 取得较好的效果. 中国水溶性天然气的开发相对较晚, 目前仅对柴达木盆地三湖地区进行了试验性勘探开发(路春明等, 2009). 生如岩(2004)认为水溶气膨胀以及释放对水侵作用的影响需引起足够的重视. 以上研究并未明确阐释水溶气在开发过程中的释放对气水界面及水侵规律如何影响, 气田开发现场工作人员对此也存在较大争议. 水溶气释放对水侵起到抑制(重力分异作用)效应还是促进(水溶气流动携带地层水)效应, 目前尚无定论, 并且当前尚无针对多孔介质中水溶气释放对气水界面变化影响规律的实验研究. 因此, 有必要设计室内实验, 研究水溶气释放对气水界面的影响规律, 从而指导制定相应的防水控水策略.

本文以南海莺歌海盆地 X 区(包括 X-1 和 X-2)(马剑等, 2015)高温高压气藏为研究对象, 通过复配天然气和地层水, 对水溶气溶解度进行测试, 对比不同区块水溶气随温度和压力的变化特征, 并通过温度、压力、矿化度及气体组分分析研究其内在控制因素. 首次采用可视化填砂管模型, 揭示衰竭开采过程中水溶气释放所引起的水侵规律. 同时, 结合数值模拟, 阐述了水溶气释放对气藏开采的动态影响规律. 本研究为高温高压边底水气藏防水策略的制定奠定了理论基础.

1 材料和方法

本研究一共涉及 X-1 和 X-2 两个区块, 实验中用到的天然气以及地层水根据实际组分数据复配而得(表 1 和表 2).

表 1 X 区天然气组分

Table 1 Gas composition of X area

区块	组分(%)										
	C ₁	C ₂	C ₃	IC ₄	NC ₄	IC ₅	NC ₅	C6PLUS	CO ₂	N ₂	H ₂
X-1	67.10	0.90	0.30	0.07	0.07	0.03	0.02	0.07	23.64	7.81	
X-2	85.05	1.46	0.85	0.26	0.24	0.13	0.07	0.24	3.48	8.21	0.01

表 2 X 区地层水分析数据

Table 2 Formation water composition of X area

区块	阳离子(mg/L)			阴离子(mg/L)			总矿化度(mg/L)	水型	
	K ⁺ +Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻			CO ₃ ²⁻
X-1	5 077	35	8	5 955	125	3 207	未检出	14 406	NaHCO ₃
X-2	5 652	40	17	6 402	1 300	2 539	未检出	15 950	NaHCO ₃

两区块天然气组分最大的差异在于 CO₂ 的含量, X-1 区块 CO₂ 的含量为 23.64%, 明显高于 X-2. 两区块地层水矿化度比较接近, X-2 地层水矿化度比 X-1 稍高, 两区块都为 NaHCO₃ 水型.

1.1 水溶气含量评价方法

采用模拟地层水和复配天然气, 通过可视化 PVT 仪配制高温高压样品, 从 PVT 仪下端恒温恒压取出水样, 样品在取样器中进行降温和降压, 并析出水溶气, 通过电子天平测试脱气地层水量, 通过流量计测试水溶气体积(图 1). 可视化高温高压 PVT 仪与文献(马剑等, 2015)所用到的 PVT 仪类似.

本测试最高温压达到储层原始温压(143 °C, 54 MPa), 具体实验步骤如下: (1) 向 PVT 仪注入地层水和天然气; (2) PVT 设定为恒温恒压模式, 搅拌样品, 使 PVT 温压平衡至测试点温压; (3) 从 PVT 仪下端恒压取水样, 测试水溶气含量; (4) 调节温压, 重复(2)到(3)实验过程.

1.2 水溶气释放对气水界面影响规律评价方法

气藏地层压力下降是一个缓慢的过程, 有研究表明溶解气的析出会经历气核集结、气泡产生、气泡融合成连续气相, 最后形成连续气相流动的过程(Akin and Kovscek, 2002; George *et al.*, 2005; 肖

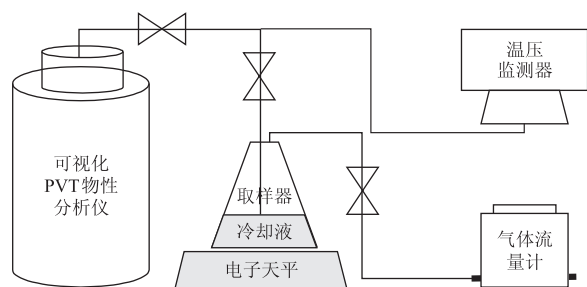


图 1 水溶气含量测试流程

Fig.1 Experimental procedure

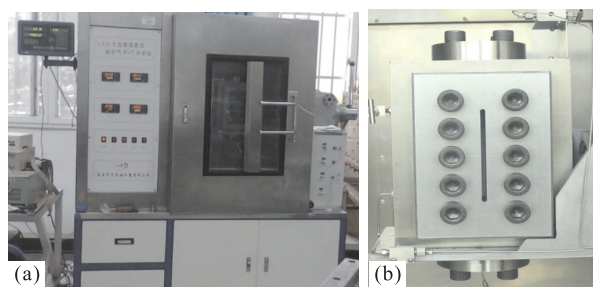


图 2 LXQ-II 型高温高压可视化 PVT 仪(a)及其视窗(b)
Fig.2 PVT apparatus (LXQ-II) (a) and its windows (b)

前华, 2015). 至于气水界面在多孔介质中会如何变化, 尚无明确结论. 本研究旨在以室内实验模拟的形式探索此过程中气水界面变化规律.

当前针对高温高压多孔介质中气水界面变化规律研究的可视化设备较少, 因此作为前期探索, 填砂模型直接以 LXQ-II 型高温高压可视化 PVT 仪(图 2a)为载体而展开, 该 PVT 仪含有一个整体的可视化窗口(图 2b), 通过高速摄像机进行拍照和录像实现实时监测. 此 PVT 仪温度可达到 200 °C, 精度 0.1 °C; 压力可达到 70 MPa, 精度 0.01 MPa, 完全满足此探索性研究的需求.

为了使实验现象更加明显并降低实验压力, 宜选用溶解度较大的气体, 降压过程脱气量大才能捕捉到更多的微观现象. 沈盖月(2014)发现, 同等条件下, CO₂ 的溶解度是最大的. 因此, 物理模拟水溶气释放时的气体选用 CO₂.

具体实验步骤如下: (1) 向 PVT 筒填入石英砂, 为保护 PVT 仪, 石英砂不能太粗或者太细, 本次选用 20 目石英砂, 另外整个过程只涉及气体自然降压析出, 而且 PVT 筒处于垂直状态, 因此石英砂不需要特别胶结, 这也有利于后期清洁 PVT 仪; (2) 注入饱和 CO₂ 的地层水(地层水中加入适量蓝

墨水作为标记,以便观察),PVT 筒上部注入 CO₂,形成气水界面;(3)逐渐缓慢降压模拟衰竭开采,监测多孔介质中气驱水的特征,整个过程进行录像。

2 数据分析与讨论

2.1 水溶气含量变化规律

通过复配天然气和地层水,对 X 区两个区块水溶气含量进行测试。水溶气含量随着压力的升高而逐渐增大(图 3),X-1 水溶气含量随压力变化改变幅度较大,说明 X-1 水溶气比 X-2 受压力影响更敏感。理论研究表明,在较低压力条件下,水溶气含量变化梯度较大,而在较高压力条件下,变化梯度相对较小,说明随着压力的增大,水溶气含量可能存在一个极限值,趋向于常数(高雅琴,2008)。在地层温度(145 °C)条件下,压力趋于地层压力(54 MPa)时,X-2 水溶气含量趋缓,说明 X-2 水溶气含量基本达到极限,变化趋势与理论相符。而 X-1 在压力趋于地层压力过程中,水溶气量依然显著增加,说明地层水还能溶解大量的天然气,变化趋势表现为理论曲线的低压力段。X-1 水溶气含量在较低温度时(如 130 °C),溶解度-压力关系逐渐趋于理论趋势,具体原因见 2.2 部分。地层温压条件下,X-1 水溶气含量为 22.5 m³/m³ 左右,X-2 为 8.7 m³/m³ 左右。

地层水水溶气含量主要与地层压力、温度、矿化度和气体组分相关,但是对于特定气藏衰竭开采过程中可认为温度、矿化度和气体组分是不变的,因此某特定储层水溶气含量的数学模型可认为是地层温度条件下关于压力的函数。通过实验数据拟合可得

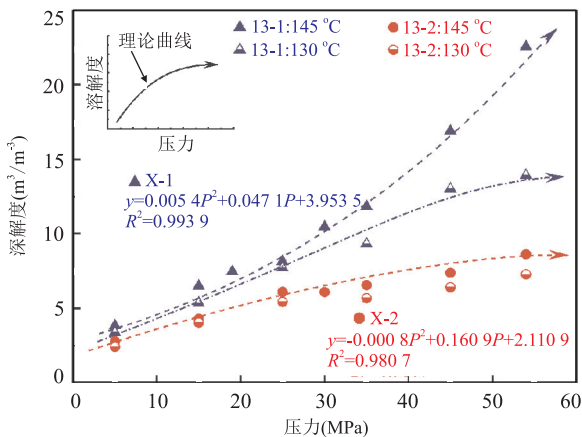


图 3 水溶气含量随压力的变化规律

Fig.3 Relationship between experimental water-soluble gas content and pressure

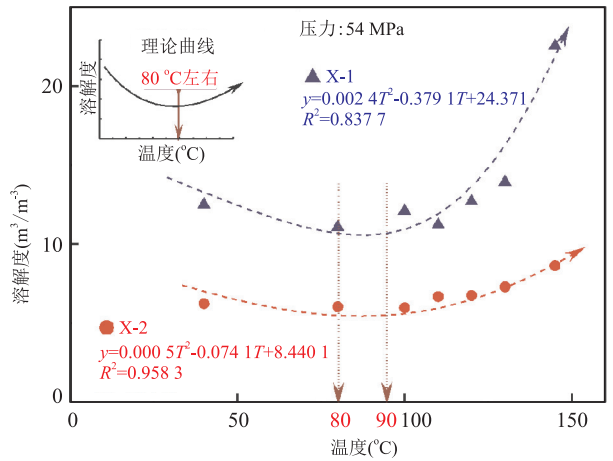


图 4 地层压力下水溶气含量随温度的变化规律

Fig.4 Relationship between experimental water-soluble gas content and temperature

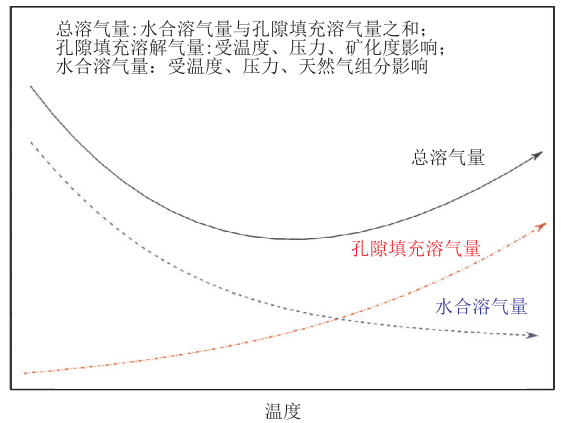


图 5 水溶气含量影响因素分析

Fig.5 Influence factors analysis for water-soluble gas content
据付晓泰等(1996)

X 气田水溶气含量的预测模型(图 4)。

X-1 水溶气含量预测模型:

$$R_s = 0.0054P^2 + 0.0471P + 3.9535, \quad (1)$$

X-2 水溶气含量预测模型:

$$R_s = -0.0008P^2 + 0.1609P + 2.1109, \quad (2)$$

其中, R_s 为水溶气溶解度, m³/m³; P 为地层压力, MPa。

水溶气含量随温度的升高先下降后上升(图 4), 总体呈现二次函数关系, 转折点在 80~90 °C, 与理论相符(付广等, 2000)。温度高于 100 °C 以后, X-1 水溶气比 X-2 受温度影响更敏感。地层压力条件下, X-1 水溶气含量-温度曲线变化剧烈, 说明其受温度影响较大。X-2 曲线比较平缓, 说明其受温度影响不大。

水溶气量主要包括孔隙填充溶气量和水合溶气量两部分(图 5), 其受温度、压力、地层水矿化度和

天然气组分影响(付晓泰等,1996;高雅琴,2008)。X-1气田 CO_2 含量明显高于 X-2 气田(表 1),高出 20%,使得 X-1 水合溶气量将明显大于 X-2。X-1 矿化度小于 X-2(表 2),使得 X-1 地层水分子的有效间隙将大于 X-2,因此 X-1 孔隙填充溶气量大于 X-2。以上是造成 X-1 溶气量大于 X-2 的内在机理。另外,总溶气量随压力增大而增大,随温度的增大先减小后增大,分界点为 80~90 °C。

通过以上研究可以将水溶气含量预测模型应用到数值模拟中,来研究衰竭开采过程中气液界面变化规律以及对水侵的影响规律,进而为高温高压气田的科学合理开采提供指导。

2.2 水溶气释放对开发的影响规律

气体在较高压力及较低温度下可获得较大的溶解度(图 4 和图 5),为获得与实际气田相当的溶解度,本研究选择 CO_2 在 8 MPa、25 °C 条件下(溶解气水比为 15~22 m^3/m^3 ,与 X 区比较接近)(高雅琴,2008),逐渐降低回压,使压力以缓慢的速度下降。

如图 6 所示,在压力从 8 MPa 降到 6 MPa 的过程中,水体中有少量的气泡携带液相向上运移,气液混合物上升高度高出水体界面约 2.5 cm。压力降到 5 MPa 时,气液混合物回落与水体界面重合,且水体界面开始上升。继续降压可观察到明显的气水界面波动,水体中析出大量气泡并快速上升,当压力降低到 2 MPa 时,气水界面高于初始的气水界面约 1 cm。压力持续降到 1 MPa 过程中,水体中出现较大气泡向上运移,砂体中不时有小气泡冒出,气水界面高于初始水体界面约 2.5 cm。压力降到 0.1 MPa 时,偶尔有气泡的运动,气水界面回落到距离初始界面约

1.5 cm 的高度,气水界面最终停留在此高度不再变化。

实验结果表明,在恒温体系中,气体在不同压力状态下具有不同的溶解度,压力减小,气体从水体中释放出来,且由气核逐渐融合成气泡,气泡携带地层水在多孔介质中运移使得气水界面不断上升。因此,由于气泡携带及毛管力作用(Cai *et al.*, 2010; Cai and Yu, 2011),气藏在开采过程中将会出现气水界面持续上升的现象,比常规不考虑水溶气的微可压缩地层水降压膨胀引起的水侵量显著增加,预测出的见水时间大大提前,这与气田开采现场反馈的现象是一致的。

2.3 水溶气释放的数值模拟研究

实验研究证明水溶气的释放可使大量底水上移,从而影响水侵规律。根据储层和流体参数,通过数值模拟,可研究不同条件下气水界面的变化规律,从而指导科学合理的生产。

数值模拟所需的三维构造及属性模型是在三维随机建模成果的基础上,对地质建模数据体进行粗化得到的,在网格划分上采用角点网格。依托 Eclipse 中 GASSOL 关键字激活水溶气功能,以水溶气溶解度实验为基础,采用 SOLUAQA 关键字定义不同压力下水溶气含量。模拟考虑水溶气方案和不考虑水溶气方案的水侵动态,模拟生产 10 a。X-1 区模拟时限定气井产量为目前实际单井日产气量,而 X-2 区模拟时限定气井产量为开发方案配产气量。

数值模拟表明(表 3 和表 4),考虑水溶气时,气井见水时间明显较早。对于考虑储层实际水溶气溶解度和不考虑水溶气两种情况,考虑实际水溶气量

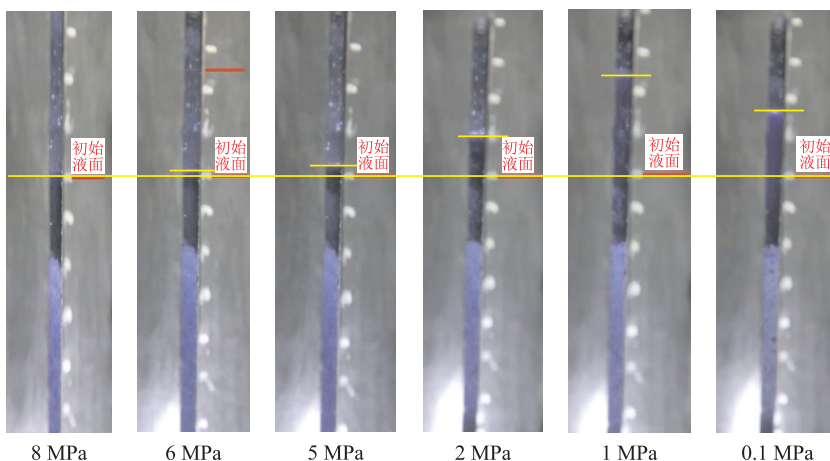


图 6 降压衰竭过程气液界面变化实验监测

Fig.6 Gas-water interface changing characteristics during depletion-drive development

表 3 X-1 区不同水溶气状态下气井见水时间预测

Table 3 Water breakthrough time prediction for X-1 area

区块	井号	见水时间(d)		累产气(10^8 m^3)	
		$R_s=22.5$	$R_s=0$	$R_s=22.5$	$R_s=0$
X-1	F1	797	1 598	5.82	6.92
	F3	2 794	未见水	7.93	9.34
	F4	2 602	未见水	13.27	14.76
	F5	3 540	未见水	13.43	14.09

表 4 X-2 区不同水溶气状态下气井见水时间预测

Table 4 Water breakthrough time prediction for X-2 area

区块	井号	见水时间(d)		累产气(10^8 m^3)	
		$R_s=8.7$	$R_s=0$	$R_s=8.7$	$R_s=0$
X-2	A1H	2 340	未见水	26.44	26.88
	A4	900	1 384	25.66	25.28
	A6	3 340	未见水	48.78	47.08
	A8H	960	1 237	23.75	25.22
	B1H	720	1 167	21.16	20.54
	B6H	1 980	2 786	18.93	19.81

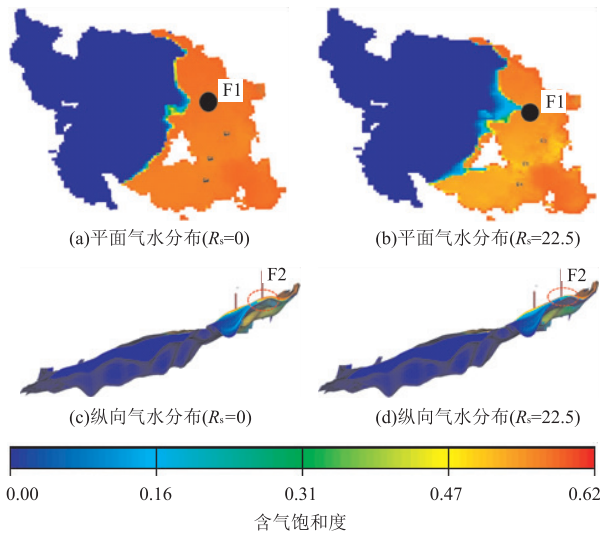


图 7 X-1 区块地层水分布剖面

Fig.7 Profile of X-1 formation water

时,气井预测期末基本都见水;而不考虑水溶气时,只有部分气井预测见水.对于两种情况下均见水的气井见水时间,考虑储层实际水溶气溶解度与不考虑水溶气相比,X-1 区块要提前将近 800 d,X-2 区块要提前将近 300 d.

考虑水溶气时(图 7 和图 8),平面上,边水推进明显加快,X-1 区块 F1 井边水推进距离增加 700 m,X-1 区块 F3 井边水推进距离增加 800 m,X-2 区块边水推进增加 500 m;纵向上,气水界面上升高度也明显增加,气水界面上升高度增加 7.3 m,X-2 区块气水界面上升高度增加 7.0 m.

可见,同等采气速度和压降条件下,水溶气释放

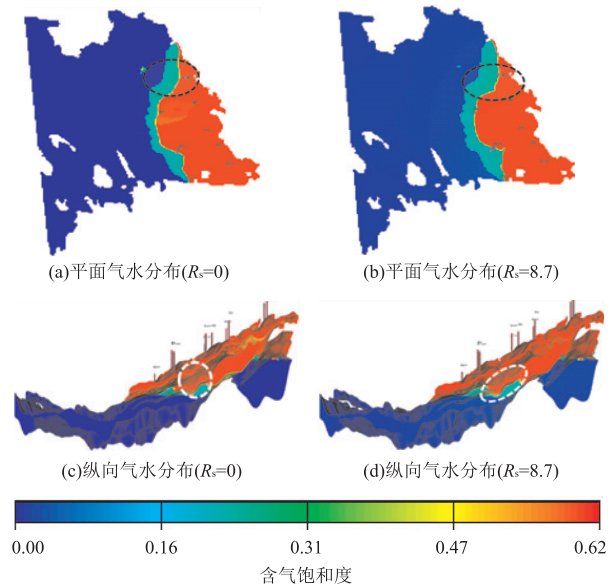


图 8 X-2 区块地层水分布剖面

Fig.8 Profile of X-2 formation water

黑、白圈为左右两图显著变化的区域

将使得气水界面上升加快,水溶气含量越高,边水推进越快,气水界面越容易上升,气井越早见水.

因此,对于高温高压 X 气田的生产必须考虑水溶气释放所造成的水侵加快、加大的影响,对类似气田的开发有必要采取应对措施,并需深入研究含水溶气地层水的高温高压物性特征,然后结合实验分析及数值计算对见水风险井进行更准确的预测,从而更科学合理地指导开发方案的优化和防水控水策略.

3 结论

(1)通过可视化 PVT 仪研究了 X 气田不同区块水溶气溶解度随温度、压力的变化特征.水溶气含量受温度、压力、地层水矿化度和天然气组分影响,X-1 区块地层温压条件下($145 \text{ }^\circ\text{C}$, 54 MPa)水溶气溶解度为 $22.5 \text{ m}^3/\text{m}^3$,X-2 区块为 $8.7 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

(2)利用自制可视化填砂模型探索了水溶气释放对气水界面的影响规律.衰竭开采过程中,气水界面不断上升,上升量与多孔介质残余气体积相关.

(3)通过数值模拟研究了实际储层在不同水溶气含量下的气水界面变化规律.衰竭开采过程中,水溶气溶解度越大,气水界面上升越快.预测期 10 a 均见水的井,考虑水溶气与不考虑相比,X-1 要提前见水近 800 d,平面上水推进快 800 m,纵向上升高度增加 7.3 m;X-2 要提前见水近 300 d,平面上水推进

快 500 m, 纵向上升高度增加 7.0 m.

(4) 含水高压气藏衰竭开采时须按照水溶气释放所引起的水侵规律优化调整防水控水策略.

References

- Akin, S., Kovscek, A. R., 2002. Heavy-Oil Solution Gas Drive: A Laboratory Study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 35(1-2): 33-48. doi: 10.1016/S0920-4105(02)00162-6
- Cai, J.C., Yu, B.M., 2011. A Discussion of the Effect of Tortuosity on the Capillary Imbibition in Porous Media. *Transport in Porous Media*, 89(2): 251-263. doi: 10.1007/s11242-011-9767-0
- Cai, J.C., Yu, B.M., Mei, M.F., et al., 2010. Capillary Rise in a Single Tortuous Capillary. *Chinese Physics Letters*, 27(5): 054701. doi: 10.1088/0256-307x/27/5/054701
- Chen, R., Geng, Q.S., Su, X.B., 2006. The Formation and Accumulation of Water Soluble Gas. *Journal of Henan Polytechnic University (Natural Science)*, 25(3): 205-208 (in Chinese with English abstract).
- Collins, A., 1987. Properties of Produced Waters. Society of Petroleum Engineers, Richardson.
- Dai, J.X., 1997. Some Characteristics of Gas Pools (Fields) in China. *Petroleum Exploration and Development*, 24(2): 6-9, 65 (in Chinese with English abstract).
- Dai, J. X., Song, Y., Zhang, H. F., 1996. The Main Control Factor for the Formation of China's Large and Medium Gas Fields. *Science in China (Series D)*, 26(6): 481-487 (in Chinese).
- Fan, H.C., Huang, Z.L., Yuan, J., et al., 2011. Solubility Experiment of Methane-Rich Gas and Features of Segregation and Accumulation. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 41(4): 1033-1039 (in Chinese with English abstract).
- Fu, G., Zhang, Y.F., Chen, Z.M., 2000. Effective Amount of Gas Released from Water and Its Significance. *Acta Sedimentologica Sinica*, 18(1): 157-161 (in Chinese with English abstract).
- Fu, X.T., Wang, Z.P., Lu, S.F., 1996. The Dissolve Mechanism and the Solubility Equations of Gas in Water. *Science in China (Series B)*, 26(2): 124-130 (in Chinese).
- Gao, J., Zheng, D.Q., Guo, T.M., 1996. Determination and Calculation of Solubilities of CH₄ in Aqueous NaHCO₃ Solution at High Temperatures and High Pressures. *Journal of Chemical Engineering of Chinese Universities*, 10(4): 345-350 (in Chinese with English abstract).
- Gao, Y.Q., 2008. The Study of Physicochemical Mechanism of Nature Gas Dissolution and Exsolution in Xujiahe Formation in West Sichuan Depression (Dissertation). Chengdu University of Technology, Chengdu (in Chinese with English abstract).
- George, D.S., Hayat, O., Kovscek, A.R., 2005. A Microvisual Study of Solution-Gas-Drive Mechanisms in Viscous Oils. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 46(1-2): 101-119. doi: 10.1016/j.petrol.2004.08.003
- Guo, P., Ou, Z.P., 2013. Material Balance Equation of a Condensate Gas Reservoir Considering Water Soluble Gas. *Natural Gas Industry*, 33(1): 70-74 (in Chinese with English abstract).
- Hao, S.S., Zhang, Z.Y., 1993. The Characteristic of the Solubility of Natural Gas in Formation Waters and It's Geological Significance. *Acta Petrolei Sinica*, 14(2): 12-22 (in Chinese with English abstract).
- Huang, Y.T., Yao, G.Q., Zhou, F.D., 2016. Provenance Analysis and Petroleum Geological Significance of Shallow-Marine Gravity Flow Sandstone for Huangliu Formation of Dongfang Area in Yinggehai Basin, the South China Sea. *Earth Science*, 41(9): 1526-1538 (in Chinese with English abstract).
- Lu, C.M., Yuan, H.Y., Dong, A.Z., 2009. The Field Application of Water-Soluble Gas Lifting Technology in Sanhu Area. *Natural Gas Industry*, 29(7): 92-94 (in Chinese with English abstract).
- Ma, J., Huang, Z.L., Li, X.S., et al., 2015. Cause Analysis of Natural Gas with High Water Saturation and Low Gas Saturation in High-Temperature and High-Pressure Zone of DF Area in Yinggehai Basin. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 39(5): 43-49 (in Chinese with English abstract).
- Shen, X.Y., 2014. Research on the Effects of Water-Dissolved Gas to Development Index of L Gas Reservoir (Dissertation). Southwest Petroleum University, Chengdu (in Chinese with English abstract).
- Shen, X.Y., Guo, P., 2014. Experimental Research on Effects of Water-Soluble Gas to Gas Field. *Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition)*, 16(2): 95-97 (in Chinese with English abstract).
- Sheng, R.Y., 2004. Influences of Water-Dissolved Gas on Production Performance of Water-Driven Gas Reservoirs. *Marine Geology Letters*, 20(1): 25-29 (in Chinese with English abstract).
- Song, Y., Dai, J.X., Li, X.Q., et al., 1998. Main Characteristics of Geochemistry and Geology in China's Medium-Large Gas Fields. *Acta Petrolei Sinica*, 19(1): 1-5 (in Chinese with English abstract).

- Sultanov, R. G., Skripka, V. G., Namiot, A. Y., 1972. Solubility of Methane in Water at High Temperatures and Pressures. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 17(6): 6-7.
- Wang, X. W., Liu, J. M., 1994. Analysing and Predicting the Resources of Water-Soluble Gas in China. *Natural Gas Industry*, 14(4): 18-21 (in Chinese with English abstract).
- Wesoski, H. B., 1975. *Natural Gas Geology*. Translated by Dai, J. X., Wu, S. H.. Geology Press, Beijing (in Chinese).
- Wu, K. L., Li, X. F., Lu, W., et al., 2014. Application and Derivation of Material Balance Equation for Abnormally Pressured Gas Condensate Reservoirs with Gas Recharge Capacity and Water Influx. *Earth Science*, 39(2): 210-220 (in Chinese with English abstract).
- Wu, X. C., Pang, X. Q., Yu, X. H., et al., 2003. Discussion on Main Control Factors and Evaluation Methods in the Concentration of Water Soluble Gas. *Natural Gas Geoscience*, 14(5): 416-421 (in Chinese with English abstract).
- Xiao, Q. H., 2015. *The Reservoir Evaluation and Porous Flow Mechanism for Typical Tight Oilfields* (Dissertation). University of Chinese Academy of Sciences, Beijing (in Chinese with English abstract).
- Xie, Y. H., Huang, B. J., 2014. Characteristics and Accumulation Mechanisms of the Dongfang 13-1 High Temperature and Overpressured Gas Field in the Yinggehai Basin, the South China Sea. *Science in China (Series D)*, 44(8): 1731-1739 (in Chinese).
- Zhang, X. B., Xu, Y. C., Liu, W. H., et al., 2002. A Discussion of Formation Mechanism and Its Significance of Characteristics of Chemical Composition and Isotope of Water-Dissolved Gas in Turpan-Hami Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 20(4): 705-709 (in Chinese with English abstract).
- Zhou, W., Chen, W. L., Deng, F. C., et al., 2011. Distribution, Status and Problems of World Water-Soluble Gas Resources. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 31(2): 73-78 (in Chinese with English abstract).
- 附中文参考文献**
- 陈润, 耿庆生, 苏现波, 2006. 水溶气的形成与聚集. 河南理工大学学报(自然科学版), 25(3): 205-208.
- 戴金星, 1997. 中国气藏(田)的若干特征. 石油勘探与开发, 24(2): 6-9, 65.
- 戴金星, 宋岩, 张厚福, 1996. 中国大中型气田形成的主要控制因素. 中国科学(D辑), 26(6): 481-487.
- 范泓澈, 黄志龙, 袁剑, 等, 2011. 富甲烷天然气溶解实验及水溶气析离成藏特征. 吉林大学学报(地球科学版), 41(4): 1033-1039.
- 付广, 张云峰, 陈章明, 2000. 有效水溶释放气量及其研究意义. 沉积学报, 18(1): 157-161.
- 付晓泰, 王振平, 卢双舫, 1996. 气体在水中的溶解机理及溶解度方程. 中国科学(B辑), 26(2): 124-130.
- 高军, 郑大庆, 郭天民, 1996. 高温高压下甲烷在碳酸氢钠溶液中溶解度测定及模型计算. 高校化学工程学报, 10(4): 345-350.
- 高雅琴, 2008. 川西坳陷须家河组天然气溶解、脱气物理化学机理研究(硕士学位论文). 成都: 成都理工大学.
- 郭平, 欧志鹏, 2013. 考虑水溶气的凝析气藏物质平衡方程. 天然气工业, 33(1): 70-74.
- 郝石生, 张振英, 1993. 天然气在地层水中的溶解度变化特征及地质意义. 石油学报, 14(2): 12-22.
- 黄银涛, 姚光庆, 周锋德, 2016. 莺歌海盆地黄流组浅海重力流砂体物源分析及油气地质意义. 地球科学, 41(9): 1526-1538.
- 路春明, 袁海燕, 董爱中, 2009. 三湖地区水溶气举升工艺的现场应用. 天然气工业, 29(7): 92-94.
- 马剑, 黄志龙, 李绪深, 等, 2015. 莺歌海盆地 DF 区高温高压带高含水及低含气饱和度天然气藏成因分析. 中国石油大学学报(自然科学版), 39(5): 43-49.
- 沈羞月, 2014. 水溶气对 L 气藏开发指标影响的研究(硕士学位论文). 成都: 西南石油大学.
- 沈羞月, 郭平, 2014. 水溶气影响气田开采的实验研究. 重庆科技学院学报(自然科学版), 16(2): 95-97.
- 生如岩, 2004. 水溶解气对水驱气藏开采动态的影响. 海洋地质动态, 20(1): 25-29.
- 宋岩, 戴金星, 李先奇, 等, 1998. 中国大中型气田主要地球化学和地质特征. 石油学报, 19(1): 1-5.
- 王雪吾, 刘济民, 1994. 我国水溶性天然气资源分析与预测. 天然气工业, 14(4): 18-21.
- Wesoski, H. B., 1975. 天然气地质学. 见: 戴金星, 吴少华, 译. 北京: 地质出版社.
- 吴克柳, 李相方, 卢巍, 等, 2014. 具有补给气的异常高压有水凝析气藏物质平衡方程建立及应用. 地球科学, 39(2): 210-220.
- 武晓春, 庞雄奇, 于兴河, 等, 2003. 水溶气资源富集的主控因素及其评价方法探讨. 天然气地球科学, 14(5): 416-421.
- 肖前华, 2015. 典型致密油区储层评价及渗流机理研究(博士学位论文). 北京: 中国科学院大学.
- 谢玉洪, 黄保家, 2014. 南海莺歌海盆地东方 13-1 高温高压气田特征与成藏机理. 中国科学(D辑), 44(8): 1731-1739.
- 张晓宝, 徐永昌, 刘文汇, 等, 2002. 吐哈盆地水溶气组分与同位素特征形成机理及意义探讨. 沉积学报, 20(4): 705-709.
- 周文, 陈文玲, 邓虎成, 等, 2011. 世界水溶气资源分布、现状及问题. 矿物岩石, 31(2): 73-78.