

东海低渗储层气井产水来源综合判别方法

田彬¹,盛志超¹,刘梦颖¹,王健伟¹,李久娣²,盛蔚¹

(1.中国石油化工股份有限公司上海海洋油气分公司勘探开发研究院,上海 200120;

2.中国石油化工股份有限公司上海海洋油气分公司油田开发管理部,上海 200120)

摘要:随着东海油气田勘探开发力度的进一步加大,一些低渗透气田也陆续投入了开发,与常规的中高渗气田不同,部分位于低渗储层的气井缺乏无水采气期,在投产初期即出现了不同程度的产水现象。为了明确气井的产水类型,为后续开发技术政策的调整提供技术指导,研究建立了低渗储层气井产水来源的综合判别方法,对东海一在产低渗气田的产水类型进行了分析。研究表明:低渗储层可能分布范围较广的气水过渡带,位于其中的气井投产后会有可动水产出,通过合理调整配产,可有效延缓井筒积液,保障气田平稳生产。

关键词:低渗气藏 水源识别 毛细管压力 层内可动水

中图分类号:TE348 文献标志码:A

Comprehensive discriminated method for producing – water source of low permeability reservoirs in East China Sea

TIAN Bin¹, SHENG Zhichao¹, LIU Mengying¹,

WANG Jianwei¹, LI Jiudi², SHENG Wei¹

(1. Institute of Exploration and Development, SINOPEC Shanghai Offshore Oil & Gas Company, Shanghai 200120, China;

2. Oilfield Development Management Department of SINOPEC Shanghai Offshore Oil & Gas Company, Shanghai 200120, China)

Abstract: With the further development of oil – gas fields in the East China Sea, some low permeability gas fields have been developed. Differing from the conventional high permeability gas fields, some gas wells in low permeability reservoirs begin to produce water at the beginning of the production and lack of waterless gas recovery period. In order to clarify the producing water type of gas wells and provide technical guidance for the adjustment of subsequent development technical policies, a comprehensive discrimination method for the source of producing water in gas wells of low permeability reservoirs was established. The study showed that there might be a wide range of gas – water transition zone in the low – permeability reservoir, in which a certain amount of movable water will be produced after the gas well is put into production. By reasonable production allocation, the liquid loading in the wellbore can be effectively delayed to ensure the stable production of the gas field.

Key words: low permeability reservoir; water source; capillary pressure; movable water

对于常规的中高渗气藏,气井在投产初期往往会经历一个无水采气期,而位于东海西湖凹陷低渗气田的气井在投产初期即出现不同程度的产水,对其水源类型及时、准确的判断对后续开发技术政策的调整以及同类气田的高效开发具有重要的指导意义。目前常用的气井水源判别方法多是以生产测井解释结果为主要依据,辅以产水动态变化特征来对产水类型进行判断^[1-4]。但对于低渗储层,采用测井资料识别气水层间的界限本身就比较模糊,难以

界定,因此常常导致气井水源类型判断不准确,治水缺乏针对性。为此,通过采用矿化度判别法、水气比分析法、不稳定试井分析法和毛细管压力法,建立了一套适用于低渗储层的气井水源类型判别方法,可显著提高判别效率以及判别结果的准确性。

收稿日期:2018-08-01;改回日期:2018-10-20。

第一作者简介:田彬(1990—),硕士,助理研究员,主要从事油气藏工程方面的研究。E-mail:tianbin.shhy@sinopec.com。

1 气田概况

西湖凹陷位于下扬子地区东部陆架盆地的东北部,在3 000~4 000 m发育部分低渗储层,为三角洲沉积体系,储层主要为浅灰色细砂岩、中砂岩。S气田为东海西湖凹陷一低渗气田,孔隙度3.0%~19.8%,平均10.9%;渗透率($0.046\sim34$) $\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均 $5\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ^[5]。孔隙类型主要以次生溶蚀孔隙和原生粒间孔为主。根据气田压汞资料显示,储层大孔喉不发育,小于0.1 μm的喉道控制孔隙比例超过50%,平均孔喉半径约0.23~0.42 μm;毛细管压力较高,排驱压力1~2 MPa,在50%的润湿相饱和度下,毛细管压力达到4.8 MPa。

该气田4口气井自投产初期便出现了不同程度的产水现象,产水量介于0.5~20 m³/d之间,且长期保持相对稳定的状态,相应的水气比变化范围介于0.1~1.3 m³/10⁴m³之间。另一方面,与常规中高渗储层边底水侵入井底的现象有所不同,S气田部分气井在投产后,虽然迅速见水,但地层压力衰竭明显,且气井产出水矿化度较低,仅1 000 mg/L左右,与周边气田矿化度水平相差较大。

2 气井水源类型判别流程的建立

根据对国内外当前已开发气田的研究分析,气井产水来源类型多样,结合东海西湖凹陷地质特征,总结较为常见的水源类型主要包括凝析水、工作返排液、边底水及层内可动水^[6-7]。通过综合矿化度判别法、水气比分析法、不稳定试井分析法以及毛细管压力法,建立图1所示的判别流程,可有效对上述几种水源类型进行判别。

2.1 矿化度判别法

地层水中矿物盐的浓度常用矿化度来表示^[8],由于氯离子在地层水中占据主导地位,因此在实际生产中常根据氯根含量来标定水样矿化度的高低,通过测量气井产出水的氯根浓度可以大致判断气井的产水类型:凝析水的氯根浓度往往较低,而工作返排液的氯根浓度则往往较高。此外,随着工作返排液不断排出井筒,滞留在地下的返排液逐渐减少,随着工作液返排量的下降,产出水氯根浓度往往会随之快速下降,而其他水源类型的氯根浓度则相对稳定。

2.2 水气比分析法

在地层或者井底温度压力条件下,气体中含有部分气态的地层水,随着气体同时被采出到地面,这

部分出水称为凝析水。天然气中凝析水的含量主要取决于气体所处的温压条件及其成分组成,目前常用McKetta-Wehe算图来计算凝析水的含量^[9-11](见图2)。

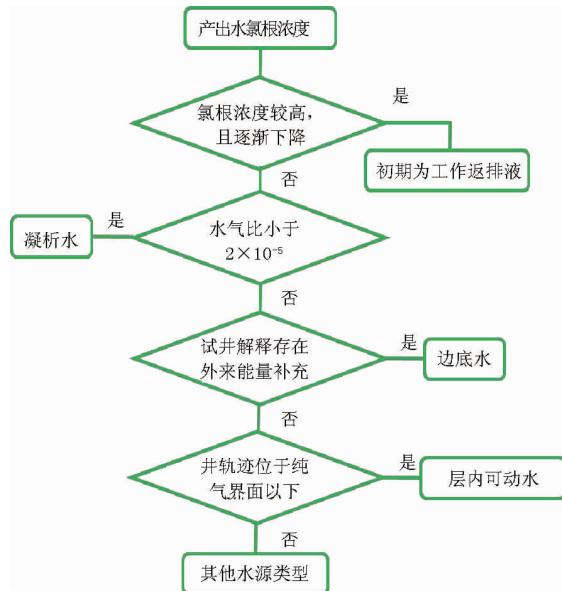


图1 低渗储层气井产水类型判别流程

2.3 不稳定试井法

不稳定试井作为认识油气藏的重要手段,通过对不稳定试井资料的解释可以有效识别油气藏的边界类型:对于封闭边界地层,在压降曲线中,曲线末端表现为“上翘”特征,而在压恢曲线中,曲线末端则表现为“下掉”特征;对于定压边界地层,无论是在压降曲线还是在压恢曲线中,曲线末端均表现为“下掉”特征^[12]。通过将实测的不稳定试井曲线与理论特征曲线对比,结合地层展布,可以有效判断气藏的能量供给状况,进而判断气藏是否存在边底水能量的补充。

2.4 毛细管压力法

对于物性较差的低渗储层,天然气在运移成藏的过程中,由于喉道较小,气驱水难以进行,残存在河道砂体中的水很难被天然气完全置换出来,故容易形成分布范围较广的气水过渡带,受气水过渡带内可动水的影响,开发该类储层的气井在投产后往往会有一定量的地层水产出,而气水过渡带高度可以通过对压汞资料的分析来确定^[13]:

$$h = \frac{P_{cR}}{(\rho_w - \rho_g)g} \quad (1)$$

式中: P_{cR} 为气藏条件下气水系统的毛管力,Pa; ρ_w 、 ρ_g 为气藏条件下水、气的密度,kg/m³; g 为重力加速度,9.8 m/s²; h 为气水过渡带高度,m。

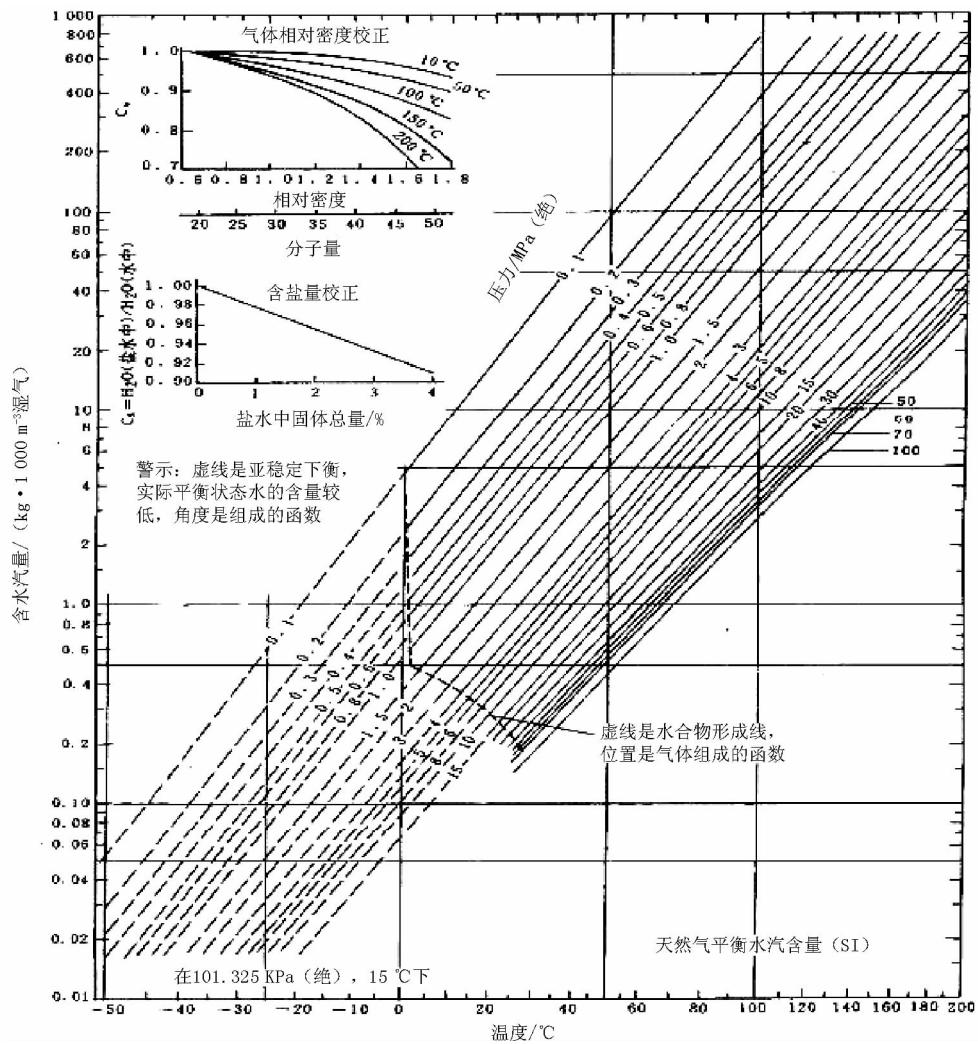


图 2 天然气含水量 Mcketta - Wehe 算图

3 现场实例分析

3.1 矿化度判别法识别初期工作返排液

首先对 S 气田各口气井产水的矿化度水平及其动态变化进行分析。以 S 气田 S-3 井为例,该井投产初期日产水量及氯根浓度均处于较高水平,分别为 $45.1 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 9022 mg/L 。在生产制度保持不变的条件下,日产水量和氯根浓度随生产时间的延长迅速下降并逐渐趋于稳定,稳定后 S-1 井日产水量和氯根浓度分别为 $20 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 1600 mg/L (见图 3)。参考完井作业记录,分析各井投产初期产水主要为工作返排液,而稳定生产后的产水类型则需要根据其他方法作进一步判断。

3.2 水气比分析法识别凝析水

S 气田 4 口气井虽均有不同程度的产水,但产水量相差较大,氯根浓度也有所不同:产水量较少的

S-1 井,氯根浓度不足 400 mg/L ,而产水量较多的 S-3 井,氯根浓度则接近 2000 mg/L ,利用常规的矿化度判别方法无法定量计算各气井的产出水组成,而通过水气比分析法,利用 Mcketta - Wehe 算图则可分别读取各气井井底及井口的凝析水含量,并最终求得各气井所产水中地层水的含量(见表 1)。

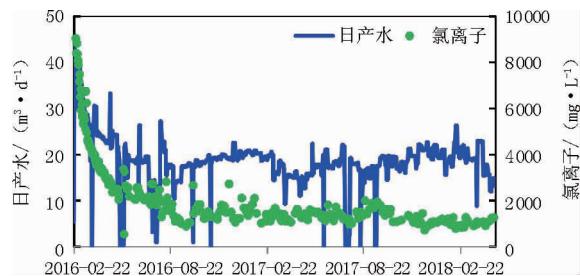


图 3 S-1 井日产水量及氯根浓度变化曲线

计算结果显示,S 气田各气井产出水中均含有一定量的凝析水和地层水,氯根浓度较低的 S-1 井

产水主要以凝析水为主,而其余3口气井产水则以地层水为主,但地层水类型多样,既可能为边底水也可能为层内可动水。因此,为明确上述3口井的地层水类型,仍需作出进一步判断。

表1 S气田各气井产水组成计算结果

井名	S-1	S-2	S-3	S-4
实际产水量/(m ³ ·d ⁻¹)	0.9	3.5	17.3	3.3
理论凝析水含量/(m ³ ·d ⁻¹)	0.7	0.9	1.9	0.7
理论地层水含量/(m ³ ·d ⁻¹)	0.2	2.6	15.4	2.6

3.3 不稳定试井法识别边底水

S气田各气井大多未钻遇明显的气水界面,气井产水后气藏能量迅速衰竭,未有明显的边底水能量补充迹象。以S-2井为例,该井为一口多分支水平井,投产后即见水,日产气量约9×10⁴m³/d,日产水量约4m³/d,油压及井底流压同步下降,压降速率约7MPa/a,显示出类似定容气藏的生产特征。另一方面,通过对S-2井进行压力恢复试井,试井解释结果显示该井无外界边底水能量补充,曲线末端具有“上翘”特征(见图4)。其余各气井也表现出类似的曲线特征,因此,利用不稳定试井法可以基本排除以上各气井所产水为边底水的可能。

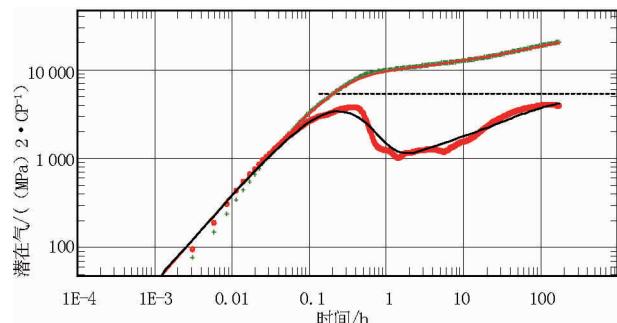


图4 S-2井压力恢复试井双对数解释曲线

3.4 毛细管压力法识别可动水

S气田储层物性较差,为低孔低渗储层,利用各层取样点进行岩心压汞实验分析,可以获得各层的毛细管压力资料。以S-2井所在的L1层为例,通过平均该层的毛细管压力曲线,可以获取该层的平均J函数曲线:

$$J_{(Swn)} = 0.0018 S_{wn}^{-2.598} \quad (2)$$

结合J函数同毛细管压力的关系式:

$$J_{(Swn)} = \frac{p_c}{\sigma} (k/\phi)^{0.5} = 0.068 p_c (k/\phi)^{0.5} \quad (3)$$

可进一步推导得到储层流体等饱和度面高度同储层物性的关系式:

$$H = \frac{0.0018 \times 0.2 \times 100}{0.068(\rho_w - \rho_g)(100k/\phi)^{0.5} S_{wn}^{2.598}} = \frac{0.53}{(\rho_w - \rho_g)(100k/\phi)^{0.5} S_{wn}^{2.598}} \quad (4)$$

将储层孔隙度、渗透率及束缚水饱和度数据代入上式,可求得该储层纯气界面高度(见表2)。

表2 纯气界面高度计算

孔隙度/%	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	束缚水 饱和度/%	纯气界面 高度/m	储层构造 高度/m
11.7	3	36	40	47

可以看出:L1层大部分为气水过渡带区域,仅在上部存在约7m的纯气顶,而S-2井的水平段位于下部气水过渡带范围内,由此分析认为,该井的产水类型主要为层内可动水。

3.5 判别结果

利用矿化度判别法、水气比分析法、不稳定试井分析法和毛细管压力法,对S气田4口气井的水源类型进行了判别。判别结果(见表3)显示:4口气井投产初期均有一定量的返排液产出;生产稳定后,除S-1井所产水为凝析水外,其余3口气井所产水均为气水过渡带中的层内可动水。

表3 S气田各气井水源类型判别结果

	S-1	S-2	S-3	S-4
矿化度判别法	初期返排液	初期返排液	初期返排液	初期返排液
水气比分析法	凝析水	地层水	地层水	地层水
不稳定试井法	非边底水	非边底水	非边底水	非边底水
毛管力方法	纯气区	气水过渡带	气水过渡带	气水过渡带
判别结果	凝析水	可动水	可动水	可动水

4 结论

(1)气井水源类型多样,单纯一种判别方法很难对气井的产水类型作出准确识别,利用综合判别方法可显著提高判别效率和判别结果的准确性。

(2)利用毛细管压力资料,对流体空间饱和度场进行刻画,可以有效识别低渗储层中可动水的分布状况,进而指导低渗储层气井产水类型的判别。

(3)气井产水类型不同,后续所采取的措施方向也有所不同。对于产边底水的气井,一方面要降低配产,减缓边底水的进一步推进;另一方面还需要根据产水上升趋势做好排水采气工艺措施准备;而对于产可动水的气井,受水量规模的限制,则应重点防范井筒积液可能对生产造成的影响。通过对S气田及时调整配产,有效延缓了井筒(特别是水平井

筒)的积液,保证了 S 气田的平稳生产。

参考文献:

- [1] 王彦鹏,曾顺鹏,陈启文,等. 苏东气田气井出水水源快速识别方法研究[J]. 长江大学学报(自科版),2015,12(29):87 - 90 + 7.
- [2] 廖意. 涠北气田气井出水分析及对策研究[D]. 长江大学,2012.
- [3] 邓勇,杜志敏,陈朝晖. 涠北气田疏松砂岩气藏出水规律研究[J]. 石油天然气学报,2008(2):336 - 338.
- [4] 孙虎法,王小鲁,成艳春,等. 水源识别技术在涩北气田气井出水中的应用[J]. 天然气工业,2009,29(7):76 - 78 + 140 - 141.
- [5] 朱文娟,杨志兴,黄导武,等. 西湖凹陷低渗储层水的赋存状态及出水特征研究[J]. 石油地质与工程,2017,31(2):91 - 93 + 133.
- [6] 李锦,王新海,朱黎鹤,等. 气藏产水来源综合判别方法研究

(上接第 60 页)

量减小量越大,如果忽视气藏的应力敏感特性,会高估气井产能。

(4) 在气井生产组织中,应考虑应力敏感,控制合理生产压差。

参考文献:

- [1] VAIROS J, HEARN C L, DAREING D W, et al. Effect of rock stress on gas production from low - permeability reservoirs[J]. JPT, 1971, 23(9):1161 - 1167.
- [2] OSTENSEN R W. Microcrack permeability in tight gas sandstone [C]. SPE 10924, 1983
- [3] 李传亮. 油藏工程原理第 2 版[M]. 北京:石油工业出版社, 2011;96 - 100.
- [4] 李传亮. 储层岩石的应力敏感性评价方法[J]. 大庆石油地质与开发,2016,25(1):40 - 42
- [5] 李传亮. 低渗透储层不存在强应力敏感[J]. 石油钻采工艺, 2005,27(4):61 - 63.

[J]. 天然气地球科学,2012,23(6):1185 - 1190.

- [7] 姚园. M 气田主力气藏出水分析及治水对策研究[D]. 西南石油大学,2015.
- [8] 何更生,唐海. 油层物理[M]. 北京:石油工业出版社,2011: 175 - 176.
- [9] 黄东杰,杨宇,伊向艺,等. 子洲气田山_2 段单井出水机理研究[J]. 新疆石油天然气,2010,6(3):46 - 48 + 53 + 115.
- [10] 李晓平,刘启国,孙万里,等. 气井凝析液量研究[J]. 钻采工艺,2001,24(6):38 - 40 + 5.
- [11] MCKETTAJJ, WEHE A H. Use the chart of water content of natural gas[J]. Pet Ref, 1958(8):153 - 154.
- [12] 刘能强. 实用现代试井解释方法[M]. 北京:石油工业出版社,2008:149.
- [13] 李爱芬. 油层物理[M]. 东营:中国石油大学出版社, 2011;284.

(编辑 谢葵)

- [6] 郑荣臣,王昔彬,刘传喜. 致密低渗气藏储集层应力敏感性试验[J]. 新疆石油地质,2006,27(3):345 - 347.
- [7] 郭平,张俊,杜建芬,等. 采用两种实验方法进行气藏岩心应力敏感研究[J]. 西南石油大学学报,2007,29(2):7 - 9.
- [8] 肖文联,李闽,赵金洲,等. 低渗致密砂岩渗透率应力敏感性试验研究[J]. 岩土力学,2010,31(3):775 - 779.
- [9] 李传亮. 岩石应力敏感指数与压缩系数之间的关系式[J]. 岩性油气藏,2007,19(4):95 - 98.
- [10] 李传亮,涂兴万. 储层岩石的 2 种应力敏感机制——应力敏感有利于驱油[J]. 岩性油气藏,2008,20(1):111 - 113.
- [11] 曲岩涛,房会春,朱健,等. SY/T 5358—2010 储层敏感性流动实验评价方法[S]. 北京:石油工业出版社,2010:18 - 21.
- [12] 庄惠农. 气藏动态描述和试井[M]. 北京:石油工业出版社,2014.
- [13] AI - HUSSAINY, RAMEY, CRAWFORD P B. The flow of real gases through porous media[J]. JPT, 1966(5):624 - 636.

(编辑 谢葵)

二氧化碳智能分注工艺管柱成功下井

日前,由江苏油田工程技术研究院研发的二氧化碳智能分注管柱成功下井,井下仪器设备突破高温高压极限,通讯正常。

智能分层注二氧化碳为国内首次。经过近两年研究,攻克多项关键技术,成功研发了耐压 60 MPa、耐温 125 ℃ 的智能配注器、过线顶封封隔器等配套工具。

试验井井深 3 362 m,井温超过 120 ℃。经过细致周到的反复准备,3 216 m 电缆完好下入井筒,井下配注仪器在 121.5 ℃ 的高温下工作正常,两层水嘴 100% 开启,并在施工过程中完整录取了地层压力、温度等参数。下一阶段,技术人员将对测调系统的可靠性和井下二氧化碳计量的准确性进行试验和优化。

(油科)