

四川盆地元坝二叠系长兴组 气藏气水分布特征及水侵早期识别

吴亚军¹, 刘莉萍^{1,2}, 代平^{1,2}, 任海侠^{1,2}, 刘运洋¹

1 中国石化西南油气分公司勘探开发研究院; 2 中国石化西南油气分公司地质中心实验室

摘要 探讨四川盆地元坝二叠系长兴组气藏气水分布特征及水侵早期识别,可为下一步开发部署指明方向,为气藏稳产提供实用方法。通过动态跟踪气井流体变化特征,结合静态地质特征,明确气藏气水分布特征及控制因素,在此基础上根据产水气井出水类型,建立基于生产数据及产出液化学特征的水侵早期识别模式。研究认为:元坝长兴组气藏气井产出液中凝析水与地层水并存,总矿化度与日产水量、日水气比均呈指数正相关关系。游离气与溶解气并存,随着水侵程度增加,CH₄含量降低、H₂S含量增加。③、④号礁带以游离气为主,古油藏应该位于此或范围更小;①、②号礁带及礁滩叠合区为气水过渡带,局部构造及储层非均质性调整气水分布。裂缝发育程度控制气井产水速度,水产量的上升与多条裂缝逐渐被突破而沟通周边水体相关;元坝长兴组储层裂缝欠发育,气井出水生产类型以线性型为主,存在水侵预警期;对裂缝发育、出水生产类型为多次方型的气井,应加强监控,开展合理配产分析,延长无水采气时间。构造高部位或构造相对低部位裂缝欠发育的礁滩发育区为开发部署首选目标。建立的水侵早期识别模式可推广应用。

关键词 水化学特征;天然气组分;气水分布;出水生产类型;水侵早期识别;长兴组;元坝

中图分类号:TE133 文献标识码:A

0 前言

在有水气藏的开发过程中,水侵的早期识别可以为合理调整气井生产工作制度、延长无水采气时间、制定下一步治水措施等诸多方面提供指导,是有水气藏合理开发的重要研究内容。康晓东等^[1]对早期水侵识别方法进行过详细的论述,指出早期水侵识别方法主要有产出水分析、压降曲线识别、试井监测和模拟计算等。国内众多的有水气藏采用并发展了这些方法,在有水气藏的水侵识别中得到广泛的应用^[2-5]。

目前水侵早期识别方法存在各自的优缺点,其应用受限于不同的开发阶段、不同的录取资料前提等。实践与数值模拟证明:部分有水气藏在产水前地层视压力与累计采气量呈线性相关关系,因此压降曲线法与物质平衡法在水侵早期识别中的应用

可能受到限制;不稳定试井是识别早期水侵较为准确的方法,但这种方法需要开展不同时期的多次试井,其使用受到极大限制;水样测定和气水比变化分析是气藏水侵监测的重要手段^[6],且产出水化学特征分析具有方法简单、使用方便、参数易于求取等优点,因此是最为常见的早期水侵识别方法。

刘莉萍等^[7]、刘成川等^[8]对川西三叠系须家河组、雷口坡组四段等气藏气水分布特征及控制因素的研究发现,气井产出流体的性质是动态变化的,特别是产出液化学特征(当气井高产稳产时产出液为凝析水,随着地层水的混合,产出液总矿化度不断增加)。将这一思路应用到元坝二叠系长兴组气藏,通过动态跟踪生产井产出液化学特征、天然气组分变化特征,结合静态地质特征,明确气藏气水分布特征及控制因素,在此基础上根据产水气井的出水生产类型,建立基于生产数据及产出液化学特征的水侵早期识别通

收稿日期:2021-01-26; 改回日期:2021-05-30; 网络出版日期:2021-06-25

本文受国家科技重大专项课题“超深层复杂生物礁底水气藏高效开发技术”(编号:2016ZX05017-005)、中国石化“十条龙”科技攻关项目“高含硫气藏控制递减与提高采收率对策”(编号:P18062-3)、中国石化西南油气分公司科技项目“高含硫气藏气水分析关键技术及应用”(编号:KJ-536-1912)联合资助

第一作者: 吴亚军, 硕士, 主要从事油气勘探开发工作。通信地址: 610041 四川省成都市高新区吉泰路688号中石化科研办公基地; E-mail: 1726108718@qq.com

通信作者: 刘莉萍, 硕士, 长期从事油气勘探开发方面地质实验及综合研究工作。通信地址: 610081 四川省成都市青龙场青龙路80号; E-mail: 63095319@qq.com

用模式,以期为元坝长兴组气藏下一步的开发部署指明方向,为有水气藏稳产提供实用方法。

1 气藏地质特征

元坝气田位于四川盆地川西坳陷与川中隆起带北部的低缓构造带结合部,长兴组气藏是条带状

生物礁大气藏^[9-12],包括北西—南东向展布的4个礁带、1个礁滩叠合区(图1),整体构造较平缓,断裂欠发育。气藏储层以生物礁相和生物碎屑滩相的白云岩、灰质白云岩为主,储集空间主要为晶间孔和晶间溶孔(图2a,2b),裂缝主要为构造缝、成岩缝,孔、缝多见沥青充填。

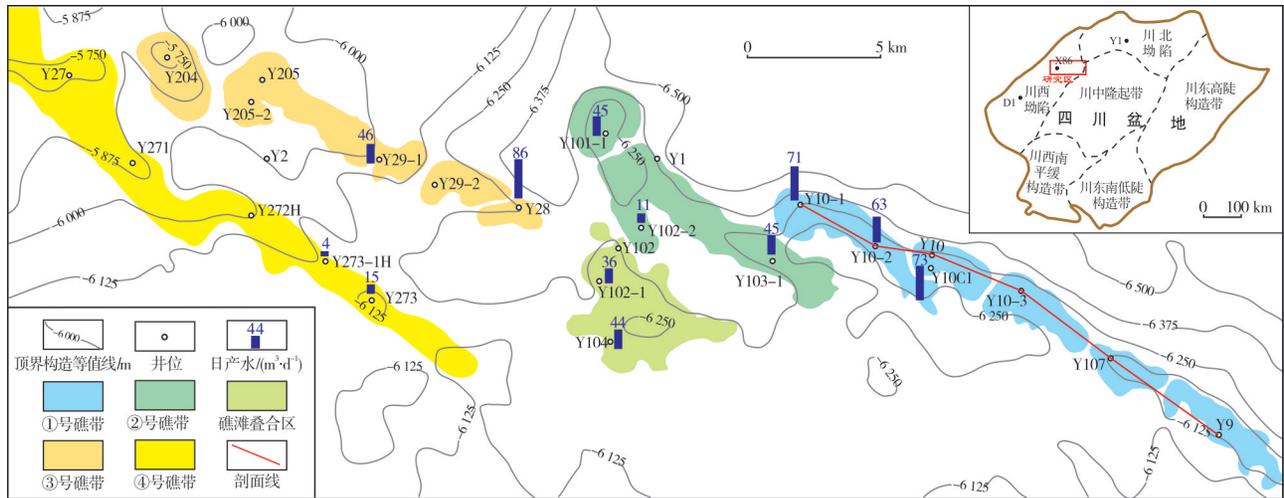
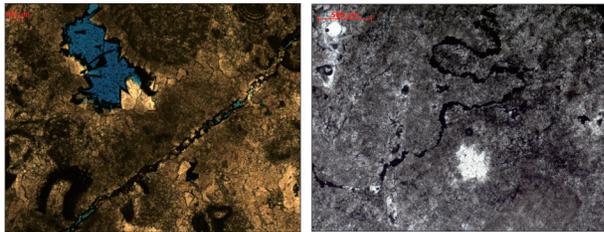


图1 元坝长兴组气藏礁带分布及产水气井位置

Fig. 1 Distribution of reef zone and location of water-producing gas wells in Changxing Formation gas reservoir in Yuanba



(a) 残余生物碎屑中细晶白云岩。晶间溶孔、构造缝中见沥青充填。Y2井6 584.3 m。铸体薄片,单偏光
(b) 细晶白云岩。溶孔、成岩缝中充填沥青。Y102井6 724.71 m。普通薄片,单偏光

图2 元坝长兴组白云岩储集空间特征
Fig. 2 Characteristics of dolomite reservoir space of Changxing Formation in Yuanba

元坝长兴组气藏于2014年12月投产,目前共有生产井30余口,其中12口井产水,各礁带均有分布(图1),产水规模不等,日产水4~86 m³/d,变化范围大。前人对元坝长兴组气藏气水关系、成藏主控因素等的研究表明,元坝长兴组气藏具有无统一气水界面、“一礁一滩一藏”的复杂气水分布特征^[13-15]。由于相关研究是在气藏的勘探阶段或开发早期开展的,多以静态地质分析为主要手段,随着气藏开发的持续深入,能获得的动态、静态资料日益丰富,故有必要对长兴组气藏的气水分布特征进行再认识。

2 气水分布特征

2.1 凝析水与地层水并存

以位于礁滩叠合区西北边部的Y102-1井为例,基于生产曲线,结合历年产出液化学特征分析凝析水与地层水相互关系(图3)。

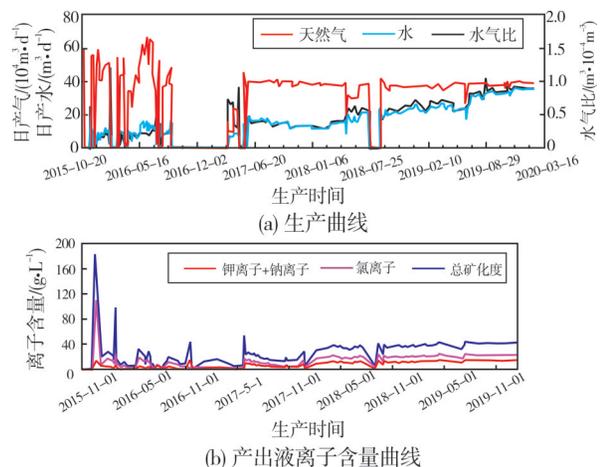


图3 元坝长兴组气藏Y102-1井生产曲线及产出液主要离子含量曲线

Fig. 3 Production curve and main ion content curve of produced liquid of Well Y102-1 in Changxing Formation gas reservoir in Yuanba

Y102井在2016年8月之前气产量高,日产气 $(40\sim 65)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,日产水较少,为 $5\sim 15\text{ m}^3/\text{d}$,水气比较低,为 $0.1\sim 0.3\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$,产出液以凝析水为主。试采初期可见能量不大的局限地层水入侵,气田水总矿化度在 $0.1\sim 172.9\text{ g/L}$ 之间,变化范围大。通过优化生产制度,2017年4月至2018年1月期间,气水产量稳定,日产气 $(35\sim 40)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,日产水 $10\sim 20\text{ m}^3/\text{d}$,水气比为 $0.3\sim 0.4\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$,地层水混合少,总矿化度小于 25 g/L 。2018年5月至今,气产量较为稳定,日产气控制在 $(30\sim 40)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,水产量持续上升至 $20\sim 25\text{ m}^3/\text{d}$,混合水化学性质较稳定,总矿化度为 $38\sim 42\text{ g/L}$ 。

基于12口井历年的产出液化学特征,结合生产动态特征综合分析认为,截至2020年底产出液为凝析水与地层水混合液,总矿化度与日产水量、日水气比均存在指数正相关关系(图4)。因此,可以利用产出液总矿化度高低,来判断地层水侵入程度。

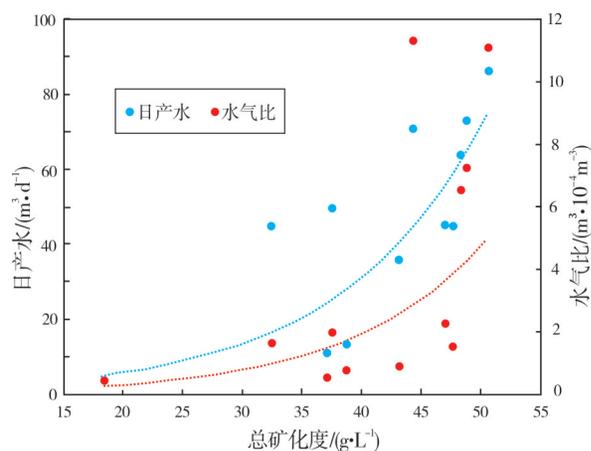


图4 元坝长兴组气藏气田水总矿化度与产量关系图

Fig. 4 Relationship between total salinity and production of produced water of Changxing Formation gas reservoir in Yuanba

如图1所示,气藏东部的①号礁带,区域构造位置最低,3口产水井位于局部构造高部位,现已证实该礁带整体含水;气水同产,且产水量最大,日产水 $63\sim 73\text{ m}^3/\text{d}$,水气比为 $6.55\sim 11.34\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$,产出液总矿化度为 $38.4\sim 48.8\text{ g/L}$,为地层水与凝析水的混合液。②号礁带、礁滩叠合区共有产水井5口,从各井分布的位置看,均位于各礁群的边部,局部构造位置相对较低;日产水 $11\sim 45\text{ m}^3/\text{d}$,水气比为 $0.54\sim 2.28\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$,产出液总矿化度为 $32.5\sim 47.7\text{ g/L}$,为地层水与凝析水的混合液。③号礁带整体构造位置较高,仅东南端不同礁群低部位的两口井产水,对应的产水量分别为 $86\text{ m}^3/\text{d}$ 、 $46\text{ m}^3/\text{d}$,水气比分别为

$11.11\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$ 、 $1.95\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$,产出混合液总矿化度分别为 50.7 g/L 、 37.6 g/L 。④号礁带构造位置最高,礁带东南段低部位出现两口产水井,目前产水量较低,分别为 $4\text{ m}^3/\text{d}$ 、 $15\text{ m}^3/\text{d}$,水气比分别为 $0.43\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$ 、 $0.76\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$,产出混合液总矿化度分别为 18.4 g/L 、 38.8 g/L ,地层水产出程度最低。

2.2 游离气与溶解气并存

生产井历年天然气组分分析数据表明:在气源充足且产水量较低的情况下,天然气主要成分甲烷(CH_4)和硫化氢(H_2S)含量均呈振荡上升趋势(图5),二者为此消彼长的关系;随着产水量增加硫化氢含量增加,甲烷含量增幅较低。甲烷、硫化氢均溶于水,其在地层水中的溶解度随压力的减小而降低^[16-17]。随着生产的进行会有甲烷和硫化氢从地层水中脱溶而出对气源进行补充,故二者呈上升趋势;由于硫化氢在水中溶解度大于甲烷,随着地层水的增多,天然气中自水中析出硫化氢的含量增加更多。

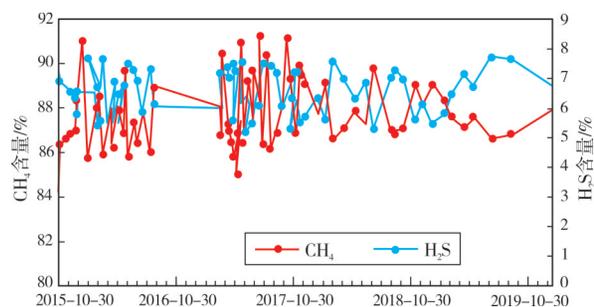


图5 元坝长兴组气藏Y102-1井天然气甲烷、硫化氢含量曲线

Fig. 5 Methane and hydrogen sulfide content curves in natural gas of Well Y102-1 of Changxing Formation gas reservoir in Yuanba

对元坝长兴组气藏31口井天然气组分分析数据的统计(图6)表明:随着地层水产出程度增加,存在烃类组分(主要为甲烷)含量降低、非烃组分(主要为硫化氢、氮气、二氧化碳)含量增加的变化趋势。4排礁带中水侵程度最低的④号礁带,甲烷含量最高,平均为 92.02% ,硫化氢、二氧化碳含量最低,分别平均为 4.78% 、 2.73% 。其次为③号礁带,水侵程度较低,甲烷含量较高,平均为 90.6% ,硫化氢、二氧化碳含量较低,分别平均为 4.50% 、 4.52% 。②号礁带、礁滩叠合区、①号礁带的天然气组成具相似性,甲烷含量较低,平均为 87.50% ,硫化氢、二氧化碳含量较高,分别平均为 6.63% 、 5.56% ;相对③、④号礁带而言,非烃组分增加,反映出元坝长兴组

气藏作为一个整体,①、②号礁带及礁滩叠合区更加靠近气藏边界。此外,地层压力系数的相对高值(1.17~1.18)出现在③、④号礁带的高部位;构造低部位且开始见水的气层压力系数较低(1.04~1.08);气井出水程度较大的①、②号礁带及礁滩叠合区,地层压力系数为1.11~1.14。在地层条件下天然气溶于地层水,且随着地层压力的降低溶解度减小^[18]。据此推断,③、④号礁带以游离气为主,①、②号礁带及礁滩叠合区游离气与溶解气并存。

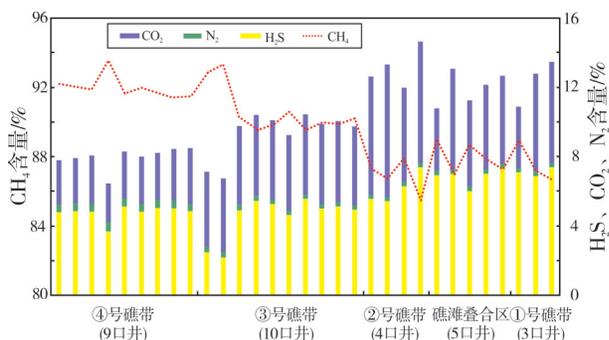


图6 元坝长兴组气藏天然气主要成分含量统计图

Fig. 6 Statistical diagram of main component content in of natural gas of Changxing Formation gas reservoir in Yuanba

3 气水分布控制因素

通过跟踪生产井产出液、天然气及地层压力等生产动态特征,结合气藏构造、储层、裂缝发育程度

等静态地质特征,分析元坝长兴组气藏气水分布控制因素。

(1) 气水分布总体受区域构造位置控制

前面述及的生产动态及流体特征均表明,元坝长兴组气藏气水分布总体受区域构造位置控制,西北部构造位置较高的③、④号礁带水侵程度小于东南部构造位置较低的①、②号礁带及礁滩叠合区。

前人研究认为元坝长兴组气藏为古油藏裂解形成^[13],无论是古油藏还是后期裂解成气藏,均是油气占据构造高部位,低部位为地层水。石油裂解成天然气的过程中体积会增加^[19],油水界面或气水界面必然下移,而天然气溶于水,因此会形成气水过渡带。③、④号礁带以游离气为主,古油藏应该位于此或范围更小,而①、②号礁带及礁滩叠合区则为气水过渡带,多口井测试初期便呈现高矿化度的地层水特征,通过优化生产制度可实现较为稳定的气水同产。

(2) 局部构造部位及储层非均质性控制气水分布

位于气水过渡带的①、②号礁带及礁滩叠合区内部,由于局部构造的形成调整气水分布,以及礁带内发育多个储层不连通的礁群,因而形成各礁群边部水侵程度较大,局部构造高部位游离气含量较高,呈“一礁一滩一藏”的复杂气水分布的特征(图7)。

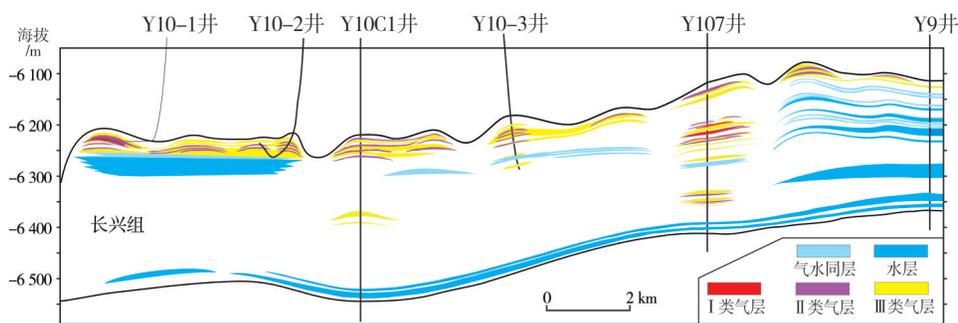


图7 元坝长兴组气藏①号礁带气水分布剖面图(据文献[20],剖面位置见图1)

Fig. 7 Gas and water distribution profile of No. 1 reef belt of Changxing Formation gas reservoir in Yuanba (cited from reference [20], position is shown in Fig. 1)

(3) 裂缝发育程度控制水侵速度

元坝长兴组整体构造较平缓,断裂欠发育,但钻进过程中出现裂缝型漏失。岩心薄片观察、成像测井解释等资料均显示元坝长兴组储层裂缝发育,只是以小尺度裂缝为主^[12,21]。该地区断裂不发育,主要发育与褶皱相关的构造缝,以及古油藏裂解增压而使岩石破裂所形成的不规则网状缝。

元坝长兴组产水气井的生产水气比曲线总体包括2类:①如图8a所示,大部分气井水产量不是突然增高,而是经过2~3年的时间分段台阶式上升,每上升一次可以维持较长时间的稳定生产,然后再次出现升高,多次反复。水产量的上升必然与多条裂缝逐渐被突破,从而沟通了周边水体相关。②如图8b所示,Y28井长兴组较大尺度的裂缝发育程度高,水侵速度最快,产水量大。

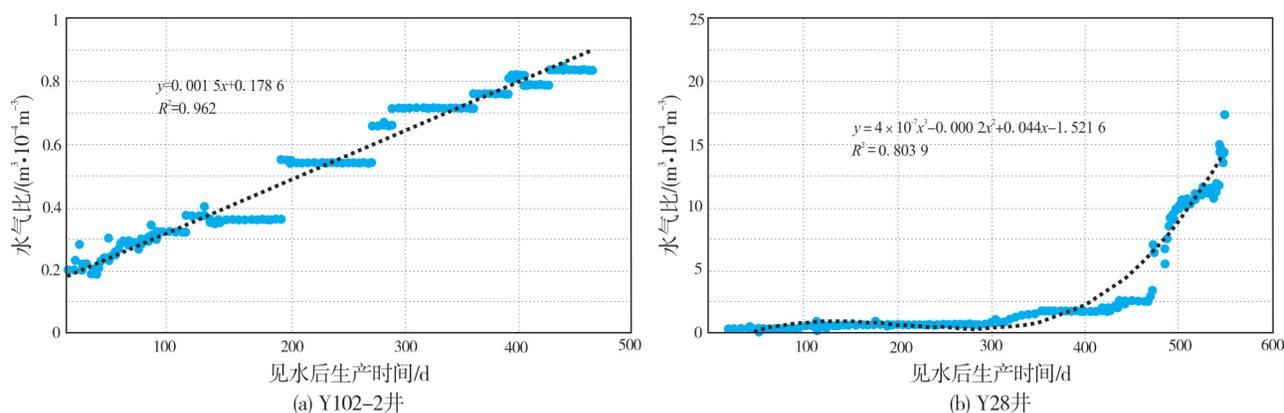


图8 元坝长兴组气藏产水气井的生产水气比变化趋势图

Fig. 8 Variation trend chart of water-gas ratio of water-producing gas well of Changxing Formation gas reservoir in Yuanba

4 气井产水早期识别

研究表明,元坝长兴组气藏的气井大量产水之前产出液化学特征存在明显变化,出水生产类型与储层裂缝发育程度相关。本文以产出水化学特征分析方法为基础,结合产水气井出水生产类型分析,建立产水早期识别模式,并对元坝长兴组气藏生产气井进行产水早期识别。

4.1 产水早期识别通用模式

何晓东等^[22]对四川盆地边水气藏的水侵特征识别研究认为,根据产水气井的水气比变化趋势,出水生产类型可分为线性型、多次方型及二次方型,它们是不同的储层物性特征的体现,并反映3种水侵特征。①线性型储层中微细网状缝发育,分布较均匀,与孔隙组视均质储层;试井解释综合渗透率与基质渗透率的比值较小,一般在10倍以下;表现为水气比上升缓慢,采用线性方程可以很好地描述趋势线。②多次方型储层中存在中缝及其以上的大裂缝,分布集中,形成裂缝性高渗带;生产测井或者试井解释存在较大裂缝显示,包括裂缝在内的储层综合渗透率是基质渗透率的数十倍,属于非均质性储层裂缝高渗带产水;水气比快速上升,需采用三次方及其以上方程描述趋势线。③二次方型储层中一般无中缝及其以上的大裂缝存在,小缝及微细网状缝发育,但分布不均,局部发育形成裂缝-孔隙型较好的渗透层;试井解释综合渗透率较大,与基质渗透率的倍数比多次方型的小,一般在10~20倍;水气比上升速度介于前两者之间,可以采用二次方方程描述趋势线。

为了建立不同出水生产类型气井的产水早期识别通用模式,作者选取了川东北元坝长兴组、川西须家河组典型产水气井,根据水气比及水分析数据,开展水侵早期识别分析,并提出预警时间(表1,图9)。水分析数据中氯离子含量与总矿化度具有相同的变化趋势,为节约成本,增强现场可操作性,选用氯离子含量进行分析。

表1 四川盆地气井产水早期识别通用模式

Table 1 A general model for early identification of water production of gas wells in Sichuan Basin

出水生产类型	水侵模式	地区与地层	典型井	氯离子预警时间
线性型	缓慢式水锥型	川东北长兴组	Y101-1井	6~8个月
二次方型	缓慢式水锥型 横窜型	川西须家河组	D1井	4~6个月
多次方型	纵窜型 纵窜横侵型	川西须家河组	X86井	基本无预警期

(1) 线性型(Y101-1井)

Y101-1井的生产水气比随产水时间关系为线性型(图9a)。压力恢复试井解释结果表明,产层为均质储层,有效渗透率为 $0.66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,无双重介质或者大裂缝的特征。

投产初期氯离子含量为4~5 g/L,2017年7月升到20.4 g/L,据此判断氯离子含量开始出现上升的时间在2017年3~4月,而产水量从2017年10月才出现明显上升趋势(图9a)。可见,Y101-1井氯离子含量明显升高的时间比产水量明显升高的时间提前6~8个月。

(2) 二次方型(D1井)

D1井的生产水气比随产水时间关系为二次方型(图9b)。成像测井资料表明,该区发育的裂缝主

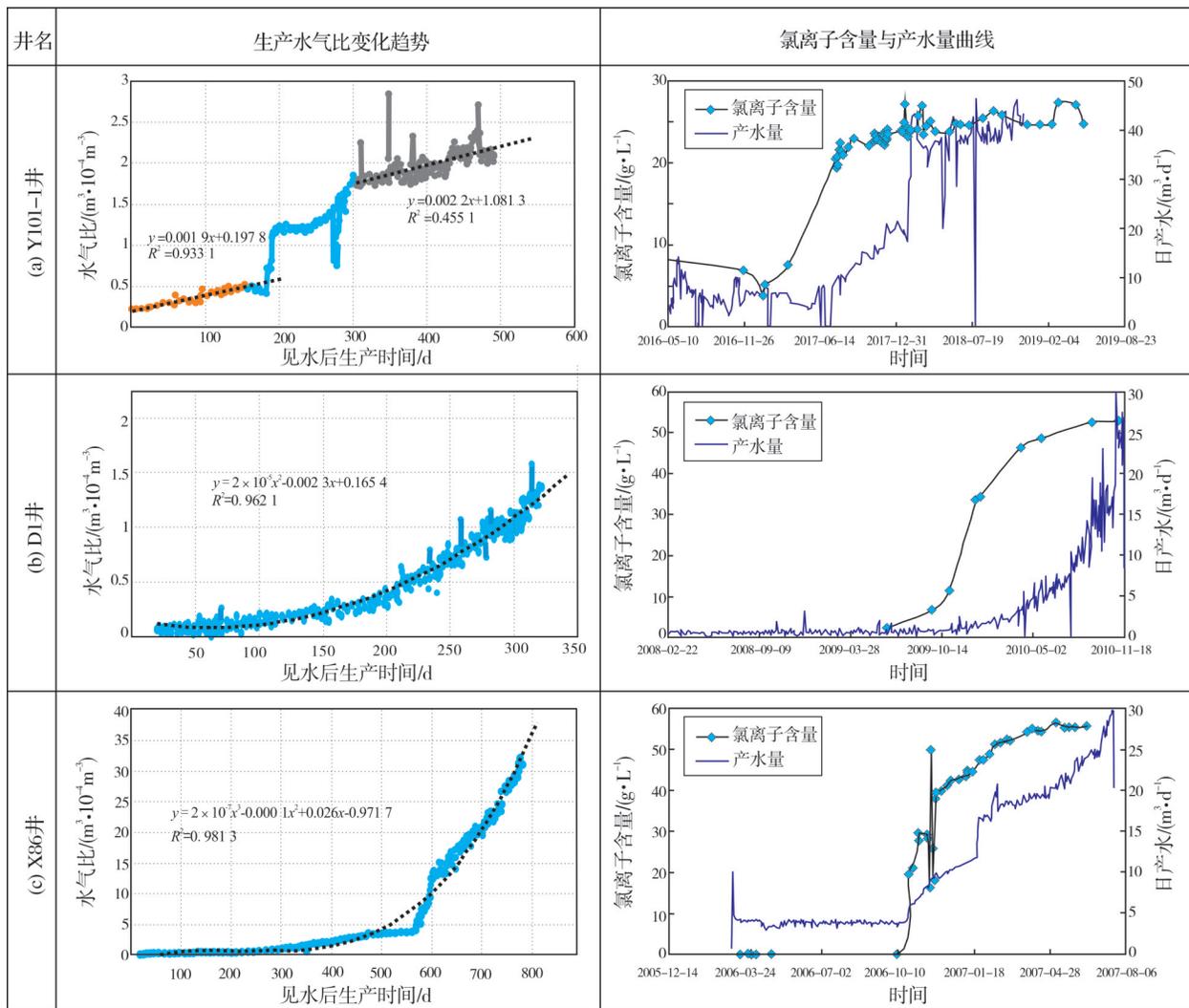


图9 四川盆地产水气井出水生产类型的产水早期识别通用模式

Fig. 9 A general model for early identification of water production types in water producing gas wells in Sichuan Basin

要以斜交缝为主,高角度缝较少;压力恢复试井解释表明,储层双重介质特征不明显,3个产层中有2个具有双重介质特征,但储能比在0.01~0.03之间,说明裂缝不发育,储集性能较差,另外一层解释为均质介质。

D1井投产初期氯离子含量在2 g/L左右,2009年9月氯离子含量出现升高,达到6 g/L,2009年10月升至11 g/L,而在此阶段产水量基本未发生变化,产水量出现明显上升的时间为2010年2~3月(图9b)。可见,D1井氯离子明显升高的时间比产水量明显升高的时间提前4~6个月。

(3) 多次方型(X86井)

X86井的生产水气比随产水时间关系为三次方型(图9c)。该井位于大断层附近,地质分析与成像测井均表明该井周围高角度裂缝普遍发育。

水样分析结果显示(图9c),氯离子含量在2006年10月8日为0.03 g/L,而10月24日急剧升高到15.9 g/L;此时气井产水量也发生变化,从原来稳定的3.8 m³/d升至5.4 m³/d,且后期产水量增加趋势明显。

综上所述,对于基本不发育大裂缝的均质储层或者裂缝-孔隙型储层,水体的侵入不会沿着高渗带大量而迅速地进入井筒附近,而是沿着微裂缝局部有限的优势通道首先进入生产井附近,从而造成产出水氯离子含量或者矿化度升高,但是由于微裂缝发育不均,各个方向的地层水侵入生产井在时间上就必然呈现出有先有后的情况,从而造成氯离子含量并不是立即就升高到地层水的水平,而是随着四周侵入的地层水的汇集而慢慢升高,这使得氯离子含量出现上升的时间早于产水量上升的时间。这种现象可作为大裂缝不发育的气井产水早期预警模式。

4.2 元坝长兴组气藏产水早期识别

根据以上建立的气井产水早期识别模式,可对出水生产类型为线性型或二次方型的气井采用氯离子含量进行预警分析。首先对元坝长兴组气藏的出水生产类型进行分析,12口产水气井除3口由于生产不正常而无法判断外,8口井的水气比变化趋势为线性型,仅Y28井的为多次方型(图8b)。元坝长兴组气藏裂缝欠发育,无大缝,底水沿微裂缝网侵入^[19],水侵较慢,气井产水后产水量、水气比上升速度慢,存在产水早期预警期,故可采用以上识

别模式,利用氯离子监测资料对目前尚未明显产地层水的气井进行产水预警。

目前气藏未产水井22口,水气比小于 $0.2 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 的气井短期内见水的可能性较小。本文只对目前水气比大于或接近 $0.2 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 的12口气井进行早期识别。截至2020年10月,除2口井因未取氯离子监测资料而无法识别外,其余10口井均未见水风险(表2)。其中1号井目前产水可控,需持续关注。对裂缝较为发育、双重介质特征明显的气井,如Y205-2井,一旦见水,预计产水类型为多次方型,无预警期,应加强监控,开展合理配产分析。

表2 元坝长兴组气藏未产水井早期识别结果

Table 2 Early identification results of water-unproduced wells of Changxing Formation gas reservoir in Yuanba

序号	油压/MPa	日产气量/ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	日产水量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	水气比/ ($\text{m}^3 \cdot 10^{-4} \text{ m}^{-3}$)	识别依据	识别结果
1	24.6	26.10	10.05	0.39	2020年初沟通一套局限水体,氯离子含量急剧上升,但后期快速下降,目前降至10 g/L左右,说明水体很小	产水可控,持续关注
2	16.5	8.27	2.50	0.30	氯离子含量一直有突变情况,但目前无明显上升趋势	未见风险
3	18.8	24.11	7.04	0.29	水气比低于 $0.4 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$,氯离子含量低于5 g/L	未见风险
4	23.1	69.38	16.08	0.23	氯离子含量持续降低,2019年后降至1 g/L以下	未见风险
5	20.3	54.34	12.30	0.23	氯离子含量持续降低,2018年后降至4 g/L以下,目前不足2 g/L	未见风险
6	23.6	56.73	12.11	0.21	氯离子含量一直低于0.1 g/L	未见风险
7	21.5	54.32	11.42	0.21	氯离子含量一直低于10 g/L	未见风险
8	25.2	44.87	9.38	0.21	氯离子含量最高低于10 g/L,目前低于0.1 g/L	未见风险
9	6.5	4.44	0.85	0.19	氯离子含量初期为6~70 g/L,目前低于10 g/L	未见风险
10	20.3	42.93	8.10	0.19	氯离子含量最高低于10 g/L,目前低于1 g/L	未见风险

5 结论

(1)元坝长兴组气藏凝析水与地层水、游离气与溶解气并存;产出液总矿化度与日产水量、水气比均存在指数正相关关系;在气源充足且产水量较低的情况下,天然气主要成分中甲烷和硫化氢含量均呈振荡上升趋势,二者为此消彼长的关系;产出液总矿化度高、天然气中硫化氢含量高则地层水侵入程度大。

(2)元坝长兴组气藏气水分布总体受区域构造位置控制,西北部构造位置较高的③、④号礁带水侵程度小于东南部构造位置较低的①、②号礁带及礁滩叠合区;各礁带自成气水系统,局部构造部位及储层非均质性控制气水分布;裂缝发育程度控制水侵速度,水产量的上升与多条裂缝逐渐被突破而沟通周边水体相关。

(3)元坝长兴组气藏气井产水类型以线性型或多段线性型为主,气井产水后产水量、水气比上升

缓慢,气井见水存在预警期,应密切监控水化学特征,出现见水风险时应及时优化生产制度,增加气藏采出程度。

(4)构造高部位或构造相对低部位裂缝欠发育的礁滩发育区为开发部署首选目标。

(5)建立的水侵早期识别模式适用于有水气藏,且参数易于获取,可推广应用。

参考文献

- [1] 康晓东,李相方,张国松.气藏早期水侵识别方法[J].天然气地球科学,2004,15(6):637-639.
- [2] 唐仕谷,胡燕,易劲,等.不稳定试井监测气井早期水侵[J].油气井测试,2017,26(5):34-38.
- [3] 邵锐.徐深气田火山岩气藏水侵识别与预测方法[J].大庆石油地质与开发,2014,33(1):81-85.
- [4] 宋刚祥.水侵识别技术在水驱气田的应用[J].特种油气藏,2019,26(6):74-77.
- [5] 张明迪,赵勇,王本成,等.长兴组生物礁气藏水侵早期识别及调整对策[J].断块油气田,2017,24(6):70-74.
- [6] 李治平,郭云龙,青永固.气藏动态分析与预测方法[M].北京:石油工业出版社,2002:122-131.

- [7] 刘莉萍,林小兵,李丽平.四川盆地孝泉—丰谷构造带须家河组气藏气水分布控制因素及勘探潜力[J].天然气工业,2013,33(6):16-22.
- [8] 刘成川,刘莉萍,王启颖,等.川西地区雷口坡组第四段复杂气水分布多重控制因素[J].成都理工大学学报(自然科学版),2020,47(2):159-168.
- [9] 蔡希源.川东北元坝地区长兴组大型生物礁滩体岩性气藏储层精细刻画技术及勘探实效分析[J].中国工程科学,2011,13(10):28-33.
- [10] 郭彤楼,胡东风.川东北礁滩天然气勘探新进展及关键技术[J].天然气工业,2011,31(10):6-11.
- [11] 石兴春,武恒志,刘言.元坝超深高含硫生物礁气田高效开发技术与实践[M].北京:中国石化出版社,2018.
- [12] 刘远洋,李国兵,陈瑶.超深层复杂生物礁气藏裂缝表征:以A气田长兴组为例[J].石油地质与工程,2020,14(2):77-79.
- [13] 郭彤楼.元坝深层礁滩气田基本特征与成藏主控因素[J].天然气工业,2011,31(10):12-16.
- [14] 郭彤楼.川东北地区碳酸盐岩层系孔隙型与裂缝型气藏成藏差异性[J].石油与天然气地质,2011,32(3):311-326.
- [15] 李宇平,范小军,郝景宇,等.元坝气田长兴组礁滩相气藏复杂气水关系成因[J].海相油气地质,2015,20(3):33-38.
- [16] 杨学锋,郭平,唐大卿,等.高含硫气体在深层水中溶解规律实验研究[J].特种油气藏,2008,15(5):84-86.
- [17] 李云波,李相方,姚约东,等.高含硫气田开发过程中H₂S含量变化规律[J].石油学报,2007,28(6):99-102.
- [18] 刘芳槐,颜婉荪.油气田水文地质学原理[M].北京:石油工业出版社,1991.
- [19] BARKER C. Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs[J]. AAPG bulletin, 1990, 74(8): 1254-1261.
- [20] 柯光明,张明迪,刘远洋,等.元坝气田长兴组气藏精细描述[R].成都:中国石化西南油气分公司勘探开发研究院,2019.
- [21] 任世林,徐守成,杨杰,等.元坝气田超深层生物礁气藏产水类型识别与开发对策[J].天然气勘探与开发,2020,43(1):36-43.
- [22] 何晓东,邹绍林,卢晓敏.边水气藏水侵特征识别及机理初探[J].天然气工业,2006,26(3):87-89.

编辑:董庸

Gas-water distribution characteristics and early identification of water invasion of Changxing Formation gas reservoir in Yuanba, Sichuan Basin

WU Yajun, LIU Liping, DAI Ping, REN Haixia, LIU Yuanyang

Abstract: This paper discusses the gas-water distribution characteristics and the early identification of water invasion of Changxing Formation gas reservoir in Yuanba, Sichuan Basin, and provides a practical method for stabilizing the gas production. By dynamically tracking the fluid variation characteristics of gas wells and combined with static geological characteristics, the characteristics and the controlling factors of gas-water distribution in gas reservoirs are defined. On this basis, according to the water output type of water-producing gas wells, the early water invasion recognition model is established. The results show that: The condensate water coexists with formation water in the produced liquid of gas well, and the total salinity has an exponential positive correlation with daily water production and daily gas-water ratio. Free gas and dissolved gas coexist. With the increase of water invasion degree, the content of CH₄ decreases and the content of H₂S increases. No. 3 and No. 4 reef belts are dominated by free gas, and the palaeo-oil reservoirs should be located here or in a smaller range. No. 1 and No. 2 reef belts and reef-shoal superimposed belt are gas-water transitional belts, and the local structure and reservoir heterogeneity adjust the gas-water distribution. The development degree of fractures controls the water production rate of gas wells, and the increase of water production is related to the gradual breakthrough of multiple fractures to communicate with surrounding water bodies. The reservoir fractures of Changxing Formation in Yuanba are underdeveloped, and the water production type of gas well is mainly linear, and there is a warning period of water invasion. For gas wells with developed fractures and multi-power type of water production, it is necessary to strengthen monitoring, and carry out rational production allocation analysis, so as to extend the time of water-free gas production. Reef-shoal development areas in high parts of structure or in relative low parts of structure with underdeveloped fractures are the preferred targets for deployment. The established early identification model of water invasion can be popularized and applied.

Key words: hydrochemical characteristics; natural gas component; gas-water distribution; water production type; early identification of water invasion; Changxing Formation; Yuanba

WU Yajun, First author: MSc, mainly engaged in oil and gas exploration and development. Add: Exploration and Development Institute of Southwest Petroleum Branch Company, SINOPEC, No. 688 Jitai Rd., Chengdu, Sichuan 610041, China

LIU Liping, Corresponding author: MSc, engaged in geological experiment and comprehensive research in oil and gas exploration and development. Add: Geological Center Laboratory of Southwest Petroleum Branch Company, SINOPEC, No. 80 Qinglong Rd., Chengdu, Sichuan 610081, China