

天然气地球科学
Natural Gas Geoscience
ISSN 1672-1926, CN 62-1177/TE

《天然气地球科学》网络首发论文

题目：四川盆地磨溪地区龙王庙组碳酸盐岩气藏水侵规律
作者：李明强，马梓珂，唐松，岳大力，李庆，张金福，谭玲，安可钦，李伟，王武荣
收稿日期：2023-07-07
网络首发日期：2023-09-08
引用格式：李明强，马梓珂，唐松，岳大力，李庆，张金福，谭玲，安可钦，李伟，王武荣. 四川盆地磨溪地区龙王庙组碳酸盐岩气藏水侵规律[J/OL]. 天然气地球科学. <https://link.cnki.net/urlid/62.1177.TE.20230907.1600.006>



网络首发：在编辑部工作流程中，稿件从录用到出版要经历录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿等阶段。录用定稿指内容已经确定，且通过同行评议、主编终审同意刊用的稿件。排版定稿指录用定稿按照期刊特定版式（包括网络呈现版式）排版后的稿件，可暂不确定出版年、卷、期和页码。整期汇编定稿指出版年、卷、期、页码均已确定的印刷或数字出版的整期汇编稿件。录用定稿网络首发稿件内容必须符合《出版管理条例》和《期刊出版管理规定》的有关规定；学术研究成果具有创新性、科学性和先进性，符合编辑部对刊文的录用要求，不存在学术不端行为及其他侵权行为；稿件内容应基本符合国家有关书刊编辑、出版的技术标准，正确使用和统一规范语言文字、符号、数字、外文字母、法定计量单位及地图标注等。为确保录用定稿网络首发的严肃性，录用定稿一经发布，不得修改论文题目、作者、机构名称和学术内容，只可基于编辑规范进行少量文字的修改。

出版确认：纸质期刊编辑部通过与《中国学术期刊（光盘版）》电子杂志社有限公司签约，在《中国学术期刊（网络版）》出版传播平台上创办与纸质期刊内容一致的网络版，以单篇或整期出版形式，在印刷出版之前刊发论文的录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿。因为《中国学术期刊（网络版）》是国家新闻出版广电总局批准的网络连续型出版物（ISSN 2096-4188，CN 11-6037/Z），所以签约期刊的网络版上网络首发论文视为正式出版。

四川盆地磨溪地区龙王庙组碳酸盐岩气藏水侵规律

李明强^{1,2}, 马梓珂^{3*}, 唐松^{1,2,3}, 岳大力^{1,2}, 李庆^{1,2}, 张金福^{1,2}, 谭玲^{1,2},
安可钦^{1,2}, 李伟^{1,2}, 王武荣^{1,2}

(1.中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249;

2.中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249;

3.中国石油西南油气田分公司川中油气矿, 四川 遂宁 629000)

摘要: 四川盆地磨溪地区龙王庙组气藏开发资源潜力大, 但气藏储层非均质性强, 气水关系复杂, 不同水侵模式下的水侵主控因素尚不明确, 水侵形势日趋严峻造成部分储量难以有效动用, 进而影响气藏采收率。为此, 以安岳气田磨溪开发主体区块为主要研究对象, 基于岩心、薄片、常规及成像测井、地震及生产动态等资料, 划分了产水井类型, 动静结合厘定了不同井区水侵主控因素及水侵规律。研究结果表明: ①依据产水特征, 可将产水井划分为快速上升型、缓慢上升型、稳定型和复合型, 4种类型产水井产水特征明显不同; ②不同产水类型水井水侵受裂缝发育程度、溶洞型高渗层分布、构造因素和储层连通性耦合控制, 产水快速上升型受裂缝发育程度主控, 缓慢上升型受溶洞型高渗层分布主控, 稳定型产水井储层较为均质, 复合型受多种因素共同控制; ③不同主控因素影响下, 不同井区表现为不同的水侵模式: MX009-3井区水侵模式为裂缝水窜型, 水侵速度快, 产水量高; MX8井区水侵模式为高渗层指进型, 产水量快速上升而后趋于稳定; MX10井区为视均质储层, 水侵模式为边水舌进型, 边水推进相对均匀; MX204井区位于气水过渡带, 表现为底锥横侵型。研究成果可为提高气藏采收率以及开发技术政策的调整提供地质指导, 为同类型有水气藏水侵规律研究和开发评价提供借鉴。

关键词: 四川盆地; 龙王庙组; 碳酸盐岩; 水侵规律; 主控因素

中图分类号: TE121

文献标志码: A

0 前言

四川盆地安岳气田磨溪区块龙王庙组气藏探明地质储量 $4\ 403.85 \times 10^8\ \text{m}^3$, 技术可采储量 $3\ 082 \times 10^8\ \text{m}^3$, 是目前我国发现的特大型海相碳酸盐岩整装气藏^[1-2]。储层储集空间类型以溶洞、粒间溶孔和晶间溶孔为主^[3], 多尺度天然裂缝普遍发育^[4-5], 同时受埋深、高温、高压等多种因素耦合作用的影响表现出强非均质性的特点^[5]。随着开发的逐渐深入, 该气藏气水关系发生复杂变化。地层水以不同的侵入模式不同程度地侵入气藏内部, 降低了基质中的气相渗流能力产生“水封气”效应, 严重影响气藏产能和稳产能力^[6-7]。因此, 针对有水气藏在准确认识原始流体分布的基础上搞清水侵特征、水侵优势通道及其主控因素对于优化开发调整方案尤为重要, 同时可为进一步提升气藏的全生命开发周期提供有力支撑。

前人针对气藏水侵规律的研究手段主要包括物理实验^[7-8]、数值模拟^[9-10]、数学分析方法^[11-12]、生产动态分析^[13]以及静态地质特征分析^[14-15]等, 取得了一系列研究成果。冯曦等^[15]开展物理实验研究了储层非均质性对水侵差异化的影响, 认为裂缝发育使气藏水侵影响显现快, 而溶洞均匀发育使水侵影响显现相对较慢。冯异勇等^[9]基于数值模拟评价了基质渗透率、裂缝、井底隔层等多参数对水侵的控制作用, 总结出4种水侵模式: 水锥型、纵

收稿日期: 2023-07-07; 修回日期: 2023-08-10.

基金项目: 国家自然科学基金项目(编号: 41872107); 国家自然科学基金项目(编号: 42272186)联合资助.

作者简介: 李明强(1995-), 男, 山东泰安人, 博士研究生, 主要从事地学数据挖掘和油气田开发地质等方面的研究. E-mail: lmq1453321427@163.com.

通信作者: 马梓珂(1991-), 男, 四川遂宁人, 工程师, 主要从事海相碳酸盐岩气藏综合地质方面的研究. E-mail: mazike@petrochina.com.cn.

窜型、横侵型和复合型。谭晓华等^[12]基于考虑水封气影响的物质平衡法建立了有水气藏水侵特征曲线图版。然而，碳酸盐岩气藏储层类型多样，孔、缝、洞的不同搭配使储层非均质性增强，仅通过地质特征描述或利用动态特征判断连通关系的单一描述方式难以准确地全面地认识碳酸盐岩气藏水侵主控因素，准确刻画出水侵优势通道。

为此，笔者基于该气田大量的生产动态资料，划分具有不同产水特征的产水井类型，并综合岩心、薄片、测井等静态地质资料明确不同类型产水井的水侵主控因素，在此基础上总结了不同类型产水井的水侵模式。将该水侵模式与前人数值模拟得出的认识进行对比，评价研究成果的可靠性。研究成果可为提高气藏采收率以及开发技术政策的调整提供地质指导，为同类型有水气藏水侵规律研究和开发评价提供一定借鉴。

1 气藏概况

安岳气田磨溪区块位于四川省遂宁市、资阳市及重庆市潼南区境内，区域构造上属四川盆地中部古隆起东段中斜平缓构造区^[16]（图 1）。磨溪区块开发主体区发育近东西向的大型低幅背斜构造，最低圈闭线—4 360 m，闭合度 145 m，圈闭面积 506 km²；寒武系龙王庙组地层厚度 80~100 m，沉积相以碳酸盐岩局限台地相为主，又可细分为颗粒滩、滩间海和混积潮坪 3 种沉积亚相^[17]；储层岩性主要为砂屑白云岩和细-中晶白云岩，储集空间以粒间溶孔、晶间溶孔、溶洞为主^[3, 18]，部分井段裂缝发育，以高角度缝为主^[3]；储层小岩样孔隙度平均 4.15%，渗透率平均 $0.687 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [图 2(a)]，全直径岩样孔隙度平均 4.87%，渗透率平均 $16.12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [图 2(b)]，依据不稳定试井结果解释储层渗透率为 $(3.24 \sim 613.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，储层总体表现为低孔、中高渗特征^[16]。

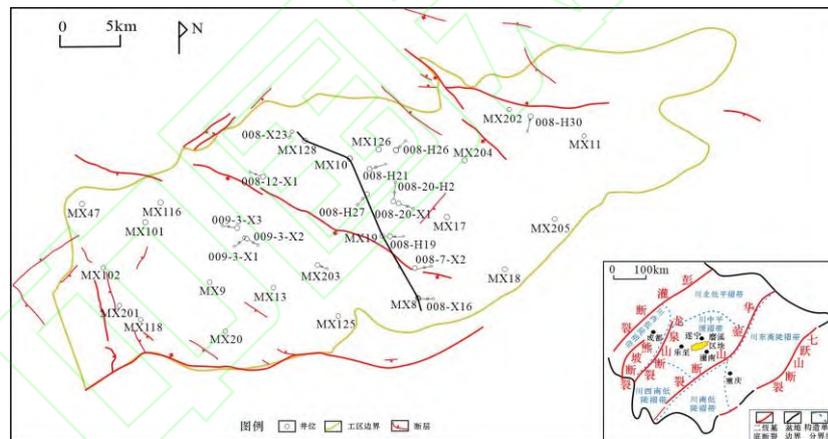


图 1 研究区位置（据文献[16]修改）

Fig.1 The sketch of the location (modified according to Ref. [16])

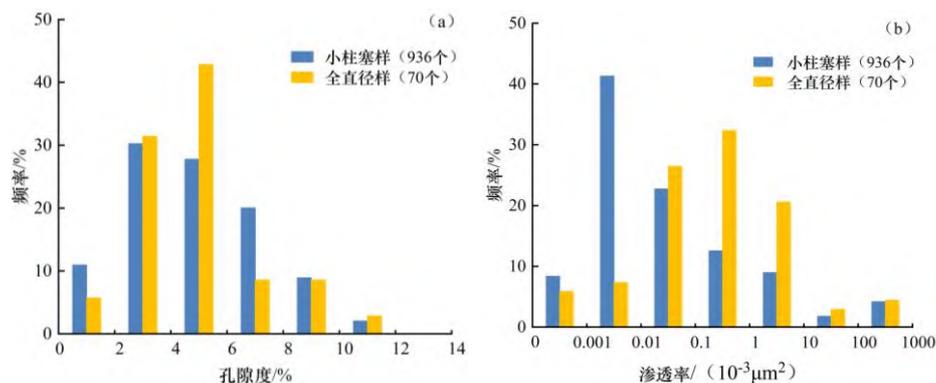


图 2 岩心分析孔隙度(a)、渗透率(b)分布

Fig.2 Porosity (a) and permeability (b) distribution of core analysis

前人对于磨溪区块龙王庙组气藏原始气水分布特征及主控因素观点较为一致，较为充足的气源使气藏大面积含气；古今构造共同控制气体富集部位，纯气区位于古今构造的高部位，而构造缓坡带主要发育气水过渡区，气藏边部过渡区面积达 195 km²，南北两翼构造低部位存在边水，北部水体较南部分布更广泛，气藏内局部低洼处亦存在封存水^[19-20]；储层物性好坏以及裂缝的发育程度亦影响了气体的富集程度。经生产实践证明，气藏南北两翼气水界面不统一，磨溪区块北部 MX47 井和 MX204 井测试气水同产，测井解释水层顶界海拔-4 385 m，南部 MX203 井下部气层底界海拔-4 390 m。

磨溪区块龙王庙组气藏开发建产执行效果好，投产气井生产能力、产气量与设计一致，日产气 2 577×10⁴ m³，日产液 2 353 m³，累产气 750.1×10⁸ m³，累产液 319.5×10⁴ m³。随着开发的不断进行，目前气藏地层压力下降速度与产水量较开发调整方案预期不一致，水侵影响超方案预期。2022 年 6 月气藏平均压力 41.62 MPa，较开发调整方案预测低 0.18 MPa，年降压速度为 3.19 MPa/a。截至 2023 年 1 月，日产水量超开发调整方案 657m³。

2 产水井生产特征

2.1 产水井产水类型判别

在气藏开发过程中，产水井产水类型多样，主要包括地层水、凝析水和混合水（入井液+凝析水）^[21-22]。准确判别气井产水类型，筛选掉凝析水出水量过高的“假水侵”井，是研究有水气藏水侵特征的重要工作。不同来源的产出水在水化学指标和生产特征上表现出差异性，这是产水类型准确识别的重要依据。前人通过饱和凝析水含量法识别了出水类型^[23]，但在气井实际开发中，饱和凝析水含量受压力和温度的影响具有不确定性。因此，笔者通过产水井产水动态变化特征以及产出水化学指标，对出水类型进行了判别（表 1）。

表 1 磨溪区块龙王庙组气藏产水类型综合判别参数

Table 1 Comprehensive identification parameters of water production types of the Longwangmiao Formation in Moxi area

产水类型	判别依据			
	Gp-Wp	Gp-WGR	总矿化度/(g/L)	微量元素含量
凝析水	直线型	WGR 较低且稳定	<20	低
混合液 (入井液+凝析水)	两段变缓型	WGR 初期较高、之后降低趋于稳定	20~100	低
地层水	多段变陡型	WGR 逐渐升高	>100	高

Gp: 累产气; Wp: 累产水; WGR: 水气比

磨溪开发主体区龙王庙组气藏共有 3 种主要的产出水类型：凝析水、混合液和地层水。从气井生产规律上来看，开发初期气井主要产出入井液和凝析水组成的混合液，随着开发的进行混合液逐渐被排出，产水类型以凝析水为主。在气井开发中后期，气井遭水侵后产水类型为地层水。凝析水总矿化度和微量元素含量最低，总矿化度小于 20 g/L，水气比低且整体稳定，Gp-Wp 关系曲线为近直线型[表 1，图 3(a)]；混合液总矿化度和微量元素含量低，但略高于凝析水中的含量，在开发初期水气比较高，之后缓慢降低并趋于稳定，Gp-

W_p 关系曲线为两段变缓型[表 1, 图 3(b)]; 地层水总矿化度和微量元素含量高, 总矿化度大于 100 g/L, 水气比逐渐升高, G_p-W_p 关系曲线为多段变陡型[表 1, 图 3(c)]。综合上述判别依据分析出磨溪开发主体区龙王庙组气藏共有 24 口井产出地层水, 其中 3 口井为主动排水井。产水井在平面上主要位于纯气区和气水过渡带边界处, MX8 井区气水过渡带面积远大于 MX9 井区, MX8 井区产水井井数 17 口远高于 MX9 井区。

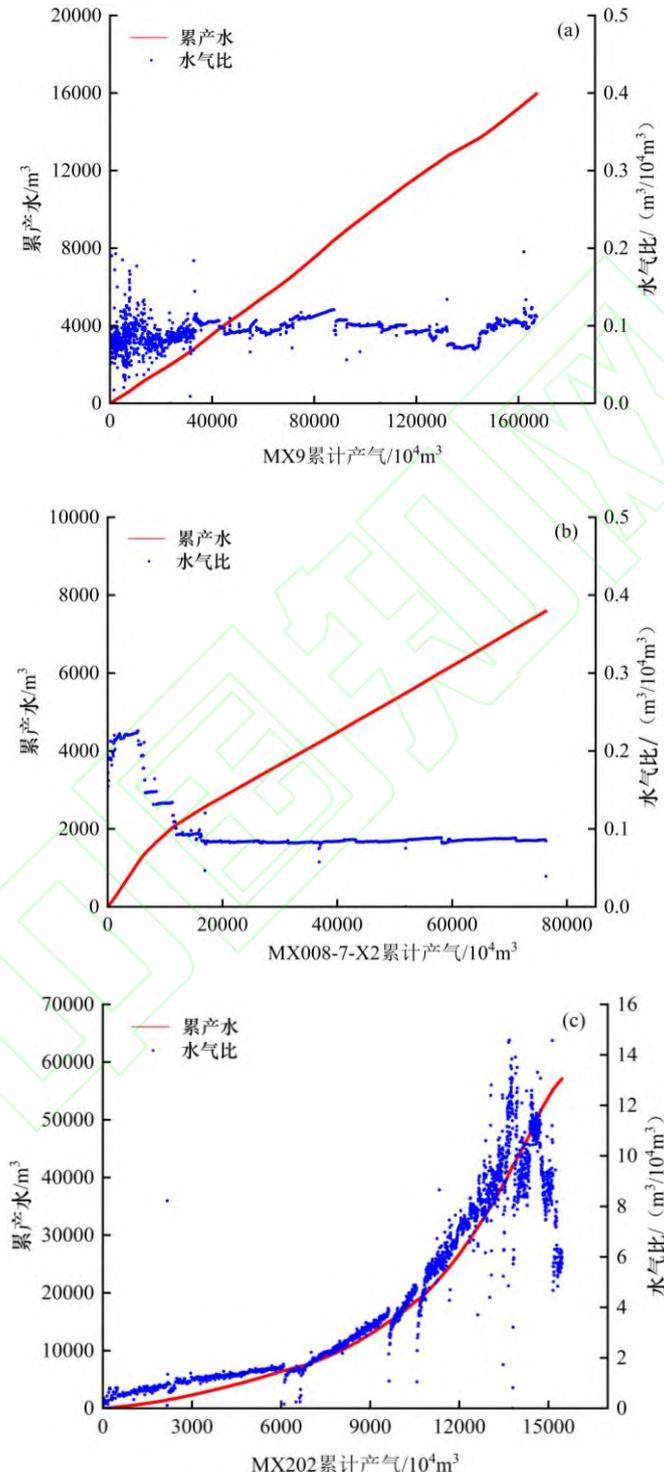


图 3 MX9(a)、MX008-7-X2(b)、MX202(c)井 G_p-W_p 、 G_p-WGR 关系曲线图

Fig.3 G_p-W_p and G_p-WGR relationship plots of MX9(a), MX008-7-X2(b) and MX202(c) well

2.2 产水井产水规律

基于上节判别出的磨溪开发主体区龙王庙组气藏 21 口出水井的生产动态资料，统计分析了出水井出水后的生产水气比。以每井出水开始时间为横坐标原点，作出对应的水气比随时间变化曲线图（图 4）。根据图中曲线变化特征，可以将 21 口出水井出水特征归纳为 4 种类型：水气比稳定型、缓慢上升型、快速上升型和复合型。综合分析 4 种类型产水井生产动态资料，总结出以下产水特征。

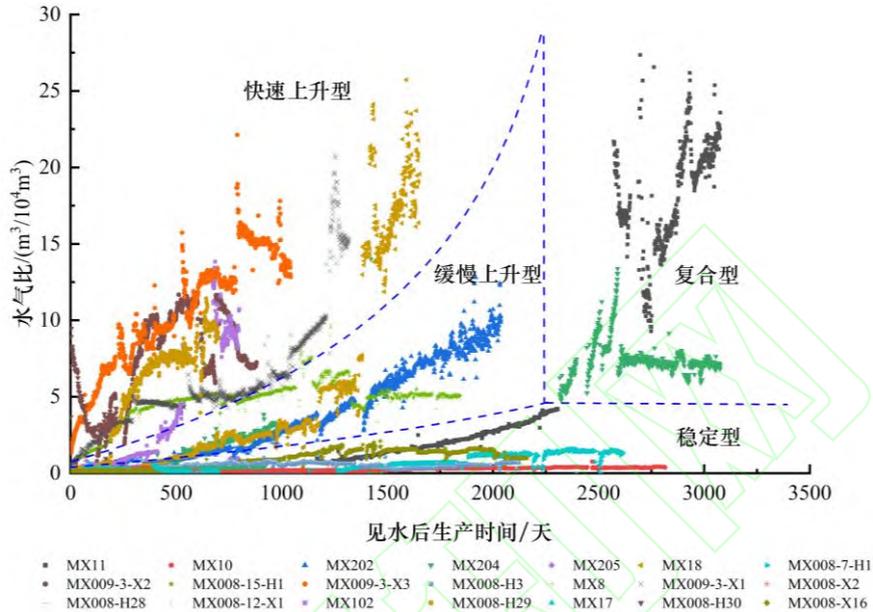


图 4 气井出水特征分类

Fig.4 Classification of water production characteristics of gas wells

(1) 稳定型

水气比稳定型产水井共 8 口井，占比 38%。此类型产水井无水采气时间 145~2 054d，平均 857d，平均无水采气期在 4 种类型产水井中最久；气井见水后产水量并未明显增加，目前日产水一般小于 30 m³/d，生产水气比较低，一般介于 0.1~2 m³/10⁴ m³ 之间，整体趋势稳定，产水对生产影响较小。

(2) 缓慢上升型

水气比缓慢上升型产水井共 3 口井，占比 14%。此类型产水井无水采气时间 0~1 689d，平均 576d，平均无水采气期在 4 种类型产水井中短于稳定型；气井见水后产水量缓慢升高，目前日产水一般介于 20~60 m³/d 之间，生产水气比介于 1~15 m³/10⁴ m³ 之间，具有缓慢上升趋势，产水对生产具有一定影响。

(3) 快速上升型

水气比快速上升型产水井共 7 口井，占比 33%。此类型产水井无水采气时间 0~1 573d，平均 420d，平均无水采气期在 4 种类型产水井中短于缓慢上升型，个别井（MX008-H30）生产即见水，不具有无水采气期；气井见水后产水量快速增加，目前日产水一般大于 60 m³/d，生产水气比高，一般大于 5 m³/10⁴ m³，产气量和油压递减快速，产水对生产影响大。该类型产水井产水量占有所有产水井产水量的 68%，少数的高产水井贡献了大部分产水量。

(4) 复合型

复合型产水井共 3 口井，占比 14%。此类型产水井无水采气时间 0~3 804d，平均 222d，平均无水采气期在 4 种类型产水井中最短，个别井（MX11）生产即见水，不具有无水采气期；气井见水后产水量在初期呈缓慢上升趋势，在生产一段时间后产水量快速增加，目前日产水一般大于 90 m³/d，生产水气高，一般大于 5 m³/10⁴ m³，整体趋势变化大且出水对生

产影响大。

3 水侵控制因素

研究区产水井的差异化出水特征是不同的储层物性展布特征的体现^[10]，对于非均质性强的边底水碳酸盐岩气藏，水易沿裂缝网络或高渗透条带入侵井底^[24-25]。水气比的快速上升反映了储层非均质性强；水气比上升缓慢或稳定反映了储层均质性好^[10, 15]。另外，构造因素、滩体连通性、水体倍数与分布^[9, 24]、水中封存气、孔隙压缩性^[25]以及生产制度^[9]也是影响水侵强弱的重要因素。磨溪龙王庙组气藏主要以边水为主分布在南北两翼，水体可看作无限大水体，水体中封存气量较小，综合生产测井资料以及前人研究成果^[3-4, 20, 23]分析认为磨溪地区龙王庙组气藏水气比上升表现出差异性的主要原因有储层裂缝发育程度、溶洞型高渗层发育程度、构造因素以及滩体连通性。

3.1 裂缝发育程度

根据岩心、薄片及成像测井资料观察，磨溪地区龙王庙组气藏裂缝较发育，除 MX201 井岩心未见裂缝外，其余井均见到不同程度发育的裂缝。根据裂缝成因可将其分为构造缝、压溶缝和构造扩溶缝三类，不同类型的裂缝由于充填程度和发育程度不同，对储渗性的贡献大小不一，对储渗性贡献较大的有效缝主要包括构造缝和沿构造缝分布的溶蚀缝等。龙王庙组非储层段岩心以发育低角度缝和水平缝为主，多呈顺层分布，开度小；储层段岩心以发育垂直缝和高角度缝为主，其具有开度大、充填程度弱的特征，对储层纵向连通性及渗透性的改善具有重要作用。通过岩心标定成像测井，裂缝在成像测井图像上表现为暗色单周期正弦曲线形态，各种裂缝交织在一起时可形成网状裂缝。根据丰富的成像测井资料统计了单井裂缝密度，据此研究裂缝发育程度对于气藏水侵强弱的影响。

不同类型产水井裂缝发育程度具有显著差异，这是其表现出不同出水特征的影响因素之一。由图 5 可以看出，快速上升型产水井裂缝密度最大值 3.1 条/m，最小值 0.7 条/m，平均值 1.92 条/m，其均值远高于其它 3 种类型产水井裂缝密度。快速上升型产水井不同井之间裂缝密度也具有差异，即 MX008-H30、MX008-H29、MX009-3-X3 裂缝密度高于 MX009-3-X2 和 MX205 井，MX009-3-X1 最低。通过气井生产动态分析，裂缝密度的差异性也会导致同种类型产水井之间产水特征存在差别，裂缝密度高的产水井在见水初期出水量大，水气比上升快速，反之水气比上升相对较缓。如 MX009-3-X3 在见水前日产水为 4.19 m³，水气比 0.1 m³/10⁴ m³，见水第一天日产水 10 m³，水气比 0.25 m³/10⁴ m³，之后日产水量骤升至 50.88 m³，水气比 1.3 m³/10⁴ m³。另外 MX009-3-X3 无水采气期仅有 159d，远远低于裂缝发育程度较低的 MX009-3-X1 井的 1 573d。

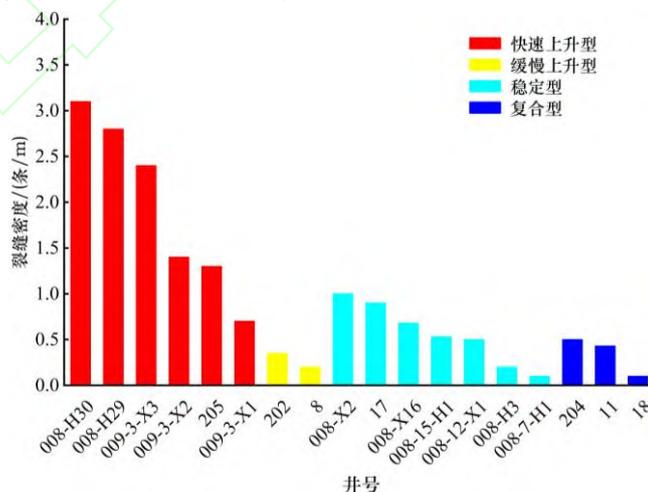


图 5 不同类型产水井裂缝密度对比

Fig.5 Comparison of fracture densities of different types of water-producing wells

缓慢上升型、稳定型和复合型产水井平均裂缝密度分别为 0.28、0.56、0.34 条/m，裂缝发育程度相差不大，而这 3 种类型产水井产水特征同样具有差异。分析其原因认为，缓慢上升型产水井裂缝密度虽小于稳定型产水井，见水后水气比上升速度明显大于后者，这是由于稳定型产水井中裂缝开度较小且分布较均匀，和基质孔隙组成了视均质储层，故水侵速度较慢。因此，裂缝的发育程度是快速上升型产水井水侵的主要影响因素。

3.2 溶洞型高渗层

磨溪地区龙王庙组碳酸盐岩储层孔缝洞非均匀发育，不同类型储层渗流能力差异较大，非均质性强。除裂缝发育带外，溶蚀孔洞发育的高渗透储层也是边底水水侵的优势通道。本文基于岩心和薄片观察、压汞及物性分析等成果，依据裂缝发育程度和孔喉配置关系将储层分为孔缝型、溶洞型、溶孔型及晶间孔型共 4 类储层（图 6）。

孔缝型储层储集空间以粒间孔和晶间孔为主，发育裂缝，孔隙之间通过裂缝和缩颈喉道连通。压汞曲线分析表明该类储集层孔喉半径大于 10 μm，储层渗流能力好；溶洞型储层储集空间以溶洞为主，亦发育粒间溶孔，喉道类型为缩颈和片状喉道；溶孔型和晶间孔型储层储集空间以粒间溶孔和晶间溶孔为主，发育片状喉道，储层渗流能力较差。除裂缝发育的孔缝型储层外，溶洞型储层相较于溶孔型和晶间孔型储层储渗能力好，亦是气藏水侵的优势通道。

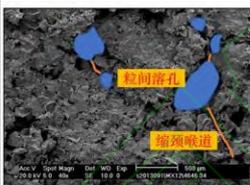
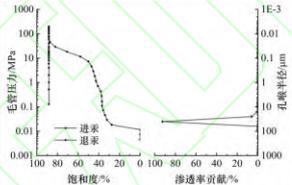
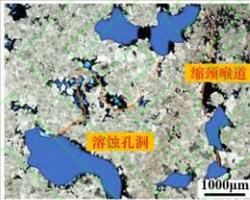
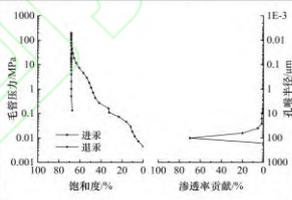
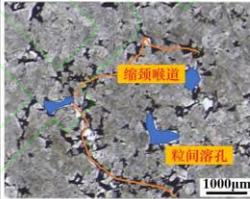
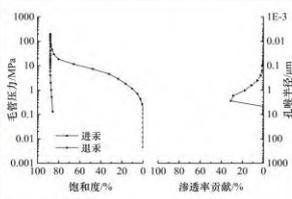
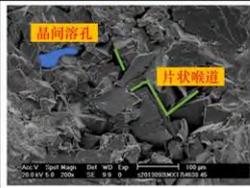
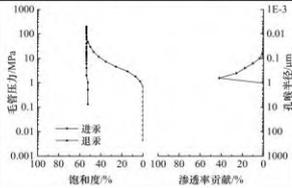
储层类型	孔隙结构	铸体/扫描电镜照片	压汞曲线	孔隙度/%		渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	
				范围	均值	范围	均值
孔缝型	孔隙-裂缝组合			0-6	1.77	>0.1	2.47
孔隙型	溶洞-缩颈/片状喉道组合			>6	10.4	>0.1	2.73
	溶孔-缩颈/管状喉道组合			4-6	5.36	0.05-1	0.16
	晶间孔型	晶间孔-片状喉道组合			2-4	3.06	0.01-0.1

图 6 4 种类型储集层孔隙结构、微观照片、压汞曲线及孔渗特征

Fig.6 Pore structures, microscopic photos, mercury intrusion curves, porosity and permeability characteristics of four types of reservoirs

不同类型产水井的溶洞型高渗层厚度占比具有明显的差异（图 7）：缓慢上升型和复合型产水井溶洞型高渗层厚度占比明显高于快速上升型和稳定型，均大于 30%；缓慢上升型产水井溶洞型高渗层厚度占比 31.7%~38.5%，平均值 35.1%；复合型高渗层厚度占比

37.7%~70.5%，平均值 62.5%；除 009-3-X1 井外，快速上升型和稳定型产水井溶洞型高渗层厚度占比均小于 20%，平均值 10.6%。快速上升型产水井溶洞型储层占比低，产水反而快速，这是由于该类井储层裂缝发育，孔缝型储层发育程度影响其产水速度。缓慢上升型产水井产水持续上升，复合型产水井早期产水较稳定，后期水气比上升速度明显加快，这两类产水井裂缝发育程度较低（图 5），而溶洞型高渗层厚度占比高（图 7）。综合不同类型产水井产水特征、裂缝发育程度以及溶洞型高渗层厚度占比分析认为高渗层厚度占比是缓慢上升型和复合型产水井发生水侵的主控因素，进一步分析可以看出复合型产水井在生产中后期水气比上升速度明显加快，故溶洞型高渗层厚度占比越高，水侵速度越快。

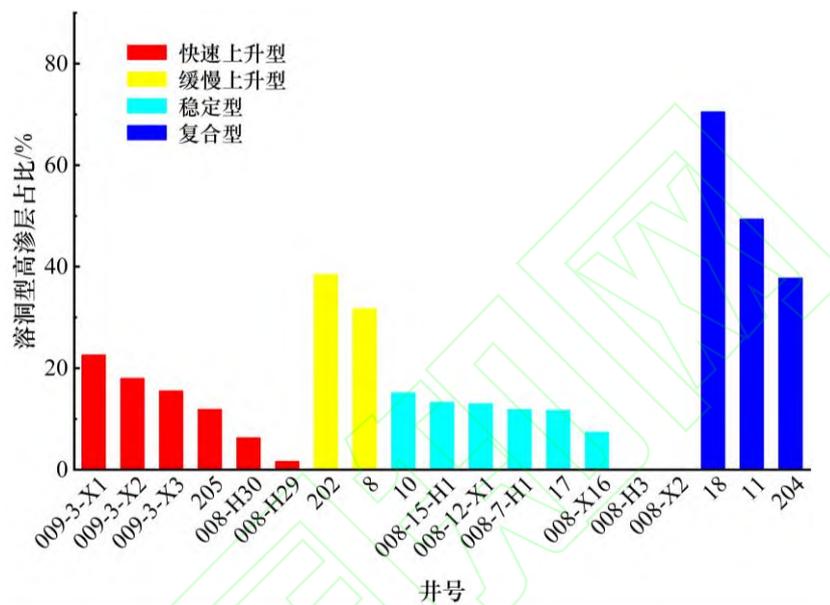


图 7 不同类型产水井溶洞型高渗层厚度对比

Fig.7 Thickness comparison of karst-vug high-permeability layers in different types of water production wells

3.3 构造因素

磨溪区块龙王庙组构造平缓，具有构造边水气藏特征。而构造因素对气藏水侵速度的影响主要体现在气井避水高度和气井与边水的平距差异上^[10,26]。

不同井正式投产时间有所不同，而地层水自气藏投产之后即开始向气藏内部逐渐侵入，随着生产的进行侵入程度逐渐加大。统计了所有产水井自气藏正式投产至气井见水时的天数，并以储层底界至气水界面高差和平距为横坐标作散点图。由图 8 分析可知，气藏正式投产至气井见水时的天数和高差具有正相关性[图 8(a)]，和平距具有明显的正相关性[图 8(b)]，不同类型产水井在图中并无明显的分区性。因此，气藏的构造因素对于气井的见水时间具有明显的控制作用，当气藏的采气速度、生产压差等生产动态因素控制在合理范围内时，储层距离气水界面高差越小，气井距离气水界面越近，气井产水时间越早。而在气井见水以后，生产水气比变化特征曲线与气井和气水界面之间距离无关，其主要受井区附近裂缝发育程度和溶洞型高渗层发育程度控制。

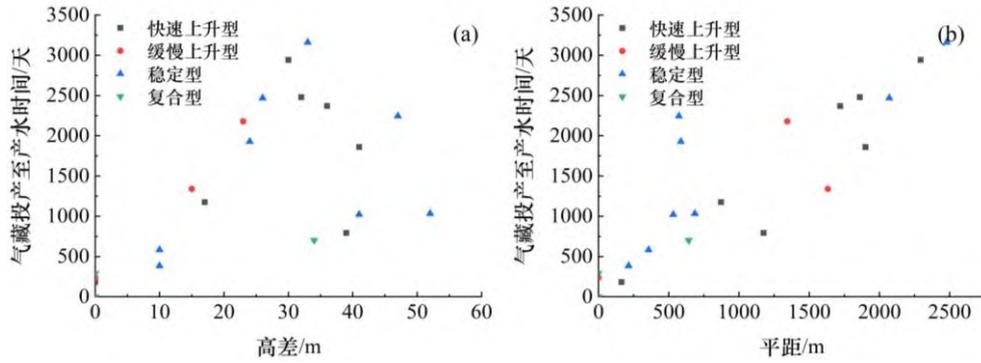


图 8 气井见水时间与高差(a)和平距(b)关系

Fig.8 Relationship between water breakthrough time of gas well and height difference (a) and flat distance (b)

3.4 滩体连通性

在静态地质特征上，磨溪气藏主体区储层整体上连通性较好^[27]，但基质储层物性、溶蚀孔洞及裂缝发育程度等因素存在差异^[19]，局部储层为低渗区，相对不连通。在动态气藏压力对比上，气藏不同井区压力随着开采进行同步下降表明储层是连通的^[28]。

由图 9 分析可知，不同井区随着开发的进行压力同步下降，表明气藏储层整体连通。但不同井区压力下降幅度不同，表明各井区连通性存在差异。MX8 井区内部连通性较好，压降最均匀，但压降相对较快（约 4.55 MPa/a），平均地层压力为 38.3 MPa，MX9 井区、MX10 井区内部存在非均质条带，连通性、压降速率次之，平均地层压力分别为 44.6 MPa、52.5 MPa。

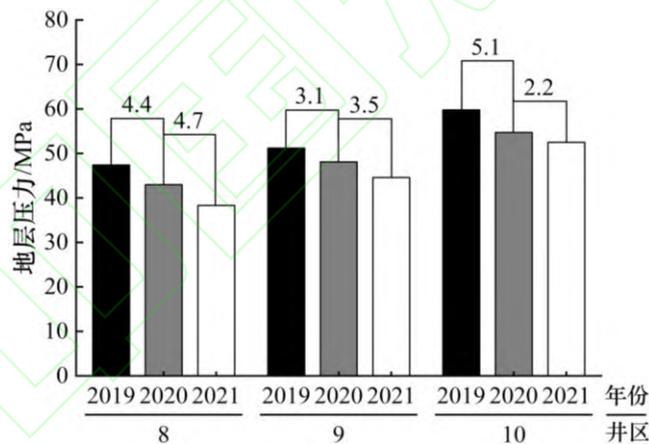


图 9 2019、2020、2021 年不同井区平均地层压力

Fig.9 Average formation pressure in different well areas in 2019, 2020, and 2021

对比气藏 MX8 井区压力可知（图 10），MX8 井区南部压力下降均匀，连通性好；MX8 井区中部压力下降不均匀，表明气藏内部存在低渗区减缓了气体渗流速度；北部 MX10 井区压力下降相对较均匀，连通性相对较好。但从过 MX128-10-19-8 井剖面的智能反演孔隙度切片可以看出，MX10 井周围虽然连通性较好，但和北部纯水区之间存在低孔渗区（图 11），这在一定程度上减缓了水体向 MX10 井区的侵入而表现为稳定型产水特征。对比 MX10 和 MX8 井产水特征可以看出，MX10 井产水类型为稳定型，产水后水气比稳定且低（小于 $0.15 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ ），MX8 井产水类型为缓慢上升型，产水后水气比上升速度较快而后趋于稳定（图 4）。综上分析认为，滩体的连通性在一定程度上影响水侵方向和快慢，即地层水沿滩体连通性好的方向侵入气藏内部，滩体连通性越好，气井见水后水气比上升

越快。

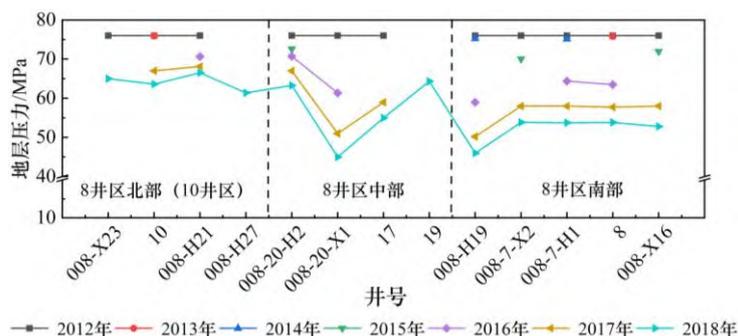


图 10 MX8 井区地层压力对比

Fig.10 Formation pressure comparison in MX8 well area

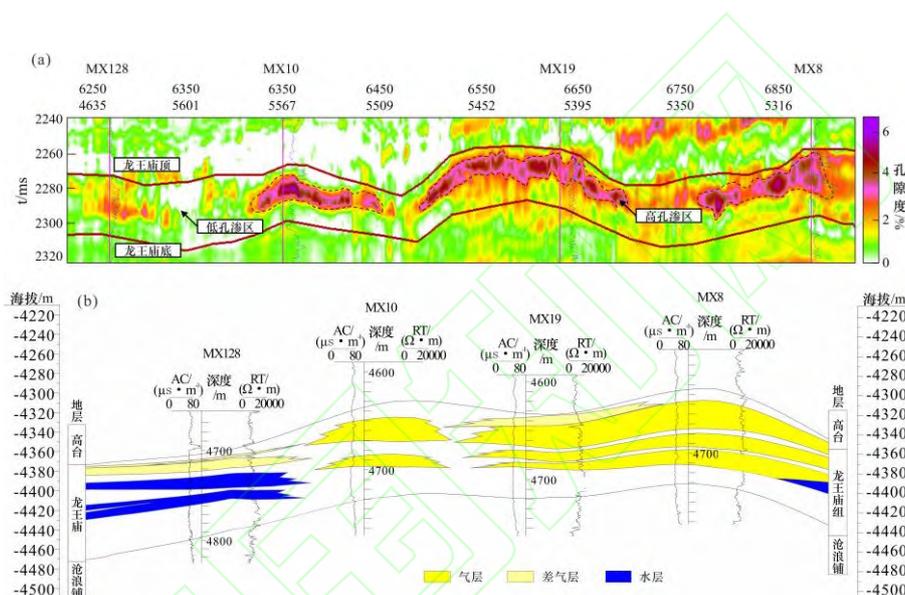


图 11 MX128-MX10-MX19-MX8 井反演孔隙度剖面(a)及气水连井剖面(b)

Fig.11 Inversion porosity section (a) and gas-water well section (b) of MX128-MX10-MX19-MX8

4 水侵规律

产水井表现出不同产水特征受多种地质因素耦合控制，并在主控因素下表现为不同的水侵模式。磨溪区块龙王庙组气藏构造因素和滩体连通性主要影响气井见水时间、水侵快慢和水侵前缘方向，裂缝和溶洞型高渗层发育程度则控制了气井见水后的产水特征和水侵模式。

4.1 水侵模式

由第 3 节水侵主控因素可知，不同类型产水井受主控因素影响表现出不同产水特征，依据地质和生产特征可归纳出磨溪地区龙王庙组气藏不同的水侵模式。快速上升型产水井周围裂缝发育，试井渗透率是岩心小柱塞样渗透率数十倍甚至更高，地层水沿裂缝发育带快速窜入气藏内部，表现为裂缝水窜模式[图 12(a)]; 缓慢上升型产水井溶洞型储层发育，溶洞和裂缝组成高渗条带，地层水沿高渗条带侵入气井，表现为溶洞型高渗层指进模式[图 12(b)]; 稳定型产水井储层裂缝和溶洞型高渗层相对不发育，但细微网状缝分布均匀并与溶蚀孔隙组成视均质储层，地层水大面积向气藏内部缓慢侵入，表现为边水舌进模式[图 12(c)]; 复合型产水井位于气水过渡带，距离边水近，储层下部为水层，在开发初期底水易突破储层底部形成水锥侵入气井，前期产水量过大甚至造成停井，随开发进行边水沿缝

洞较发育的高渗带继续侵入气井，产水井复产后产水量表现为快速上升的趋势，因此可归纳为底锥横侵模式[图 12(d)]。

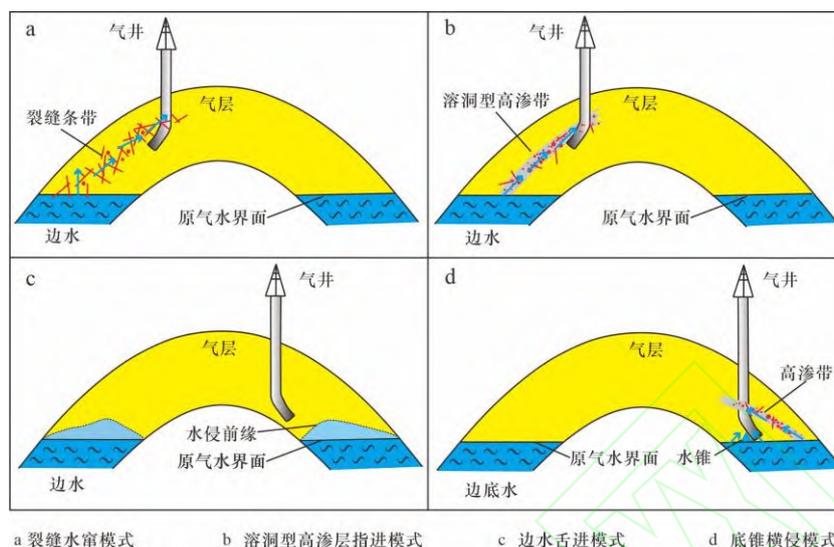


图 12 磨溪地区龙王庙组气藏水侵模式

Fig.12 Water intrusion mode of gas reservoir of the Longwangmiao Formation in Moxi area

将磨溪地区龙王庙组气藏水侵模式同前人水侵数值模拟结果^[10]对比，除复合型产水井外，其余类型产水井水侵模式同数值模拟结果具有相似性（表 2）。不同之处在于前人针对水侵通道并未区分，仅以高渗带渗透率与储层平均渗透率比值作为划分依据，而研究表明碳酸盐岩气藏水侵通道可划分为两类，即裂缝发育的高渗通道和溶洞型储层发育的高渗通道，分别对应两种水侵模式。另外，位于气水过渡带的气井水侵模式受多种地质因素影响具有复杂性，该类型产水井前期底水锥进，气井停产，中后期复产后边水横侵，产水量快速上升。

表 2 磨溪区块龙王庙组气藏不同类型产水井特征及数值模拟分类

Table 2 Characteristics of different types of water-producing wells and numerical simulation classification of the Longwangmiao Formation in Moxi area^[10]

产水井类型	水侵模式	地质及生产特征	数值模拟分类依据 (K1: K2) ^[10]	水侵模式 ^[10]	水气比变化特征 ^[10]
快速上升型	裂缝水窜	裂缝发育，无水采气期短，水气比快速上升	>5	裂缝水窜	多次方型
缓慢上升型	溶洞型高渗层指进	溶洞型储层发育，水气比上升缓慢	2~3	舌进强水侵	二次方型
稳定型	边水舌进	储层视均质，无水采气期长，水气比整体低且稳定	<2	舌进弱水侵	线性型
复合型	底锥横侵	位于气水过渡带，储层含高渗条带，复产后水气比快速上升	/	/	/

K1: 高渗带渗透率; K2: 储层平均渗透率

4.2 平面规律

随着开发进行磨溪地区龙王庙组气藏地层水整体上向气藏内部逐渐侵入，纯气区面积向气藏内部缩减，气水过渡带范围不断增大。根据磨溪地区龙王庙组气藏原始气水分布、产水井井位分布划定了 3 个水侵方向，即 MX9 井区北东翼向气藏内部、MX8 井区南翼向气藏内部和 MX10 井区北翼向气藏内部，并细分出 10 条水侵通道，其中含 3 条优势通道（图 13）。不同井区受主控因素影响表现为不同的水侵模式，MX009-3 井区裂缝发育表现为裂缝水窜模式，气井见水后产水量大；MX10 井区北翼构造平缓，气水过渡带分布广泛，

裂缝和溶洞型高渗层相对不发育，表现为边水舌进模式；MX8 井区溶洞型储层发育，以高渗层指进模式为主（图 13），气井见水后产水量较大。

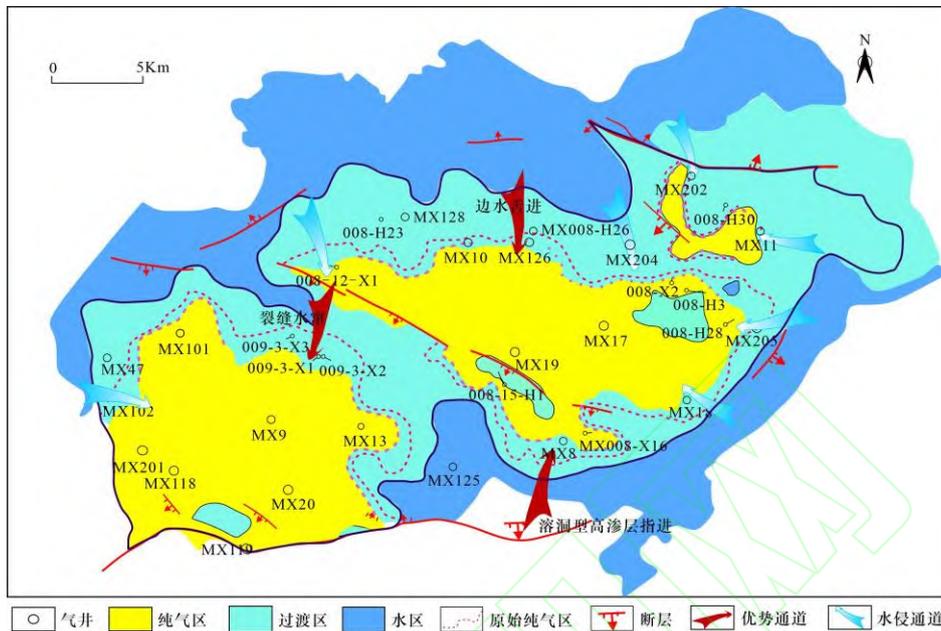


图 13 磨溪地区龙王庙组气藏气水分布及水侵通道

Fig.13 Gas-water distribution and water invasion channels of the Longwangmiao Formation in Moxi area

磨溪区块龙王庙组气藏水侵形势日益严峻，针对不同类型产水井制定相应的开发技术政策是提高气藏采收率的关键。以前期地质认识为基础，综合气藏水侵主控因素、水侵规律以及开发实践分析认为：产水快速上升型气井带水生产，可以有效延缓水侵入周围气井，如 MX009-3 井组坚持排水采气，气藏内部 MX9 井目前仍未见水；产水缓慢上升型产水井适当降低配产，以减缓产水量持续上升；产水量稳定型产水井非必要不提产，保供期必要提产时可适当增加配产，但时间不宜过久，避免提产后内外压差不断增大，加快水侵前缘向气藏内部推进的速度。

5 结论

(1) 气藏产出水类型可分为凝析水、混合液和地层水，依据生产特征和水化学指标可识别产水类型。气井产出地层水时 Gp-Wp 曲线为多段变陡型，WGR 逐渐升高，微量元素含量高，总矿化度大于 100g/L。

(2) 根据气井见水后的水气比随生产时间的变化特征，可将产水井分为稳定型、缓慢上升型、快速上升型和复合型，4 种类型产水井的平均无水采气期依次变短。

(3) 水侵控制因素主要包括裂缝和溶洞型储层发育程度、构造因素以及滩体连通性，不同控制因素耦合控制了气井水侵特征。构造因素影响气井无水采气时间，滩体连通性控制水侵快慢和前缘方向，而不同类型产水井产水特征受裂缝和溶洞型储层发育程度主控。

(4) 快速上升型产水井表现为裂缝水窜模式，缓慢上升型产水井表现为溶洞型高渗层指进模式，稳定型产水井表现为边水舌进模式，复合型产水井可归纳为底锥横侵模式。平面上可划分出 3 个水侵方向，即 MX9 井区北东翼向气藏内部、MX8 井区南翼向气藏内部和 MX10 井区北翼向气藏内部，细分出 10 条水侵通道。

参考文献 (References)

- [1]. 杜金虎, 邹才能, 徐春春, 等. 川中古隆起龙王庙组特大型气田战略发现与理论技术创新[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 268-277.
DU J H, ZOU C N, XU C C, et al. Theoretical and technical innovations in strategic discovery of a giant gas field in Cambrian Longwangmiao Formation of central Sichuan paleo-uplift, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 268-277.
- [2]. 张烈辉, 胡勇, 李小刚, 等. 四川盆地天然气开发历程与关键技术进展[J]. 天然气工业, 2021, 41(12): 60-72.
ZHANG L H, HU Y, LI X G, et al. History and key technological progress of natural gas development in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(12): 60-72.
- [3]. 杨威, 魏国齐, 谢武仁, 等. 川中地区龙王庙组优质储层发育的主控因素及成因机制[J]. 石油学报, 2020, 41(4): 421-432.
YANG W, WEI G Q, XIE W R, et al. Main controlling factors and genetic mechanism for the development of high-quality reservoirs in Longwangmiao Formation, central Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(4): 421-432.
- [4]. 孙珂, 徐珂, 陈清华. 低渗透储层构造裂缝长度表征及应用——以四川盆地磨溪—高石梯地区寒武系龙王庙组为例[J]. 石油实验地质, 2022, 44(1): 160-169.
SUN K, XU K, CHEN Q H. Characterization of the length of structural fractures in low permeability reservoirs and its application: a case study of Longwangmiao Formation in Moxi-Gaoshiti areas, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(1): 160-169.
- [5]. 尚墨翰, 赵向原, 曾大乾, 等. 深层海相碳酸盐岩储层非均质性研究进展[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(5): 32-49.
SHANG M H, ZHAO X Y, ZENG D Q, et al. Research progress on heterogeneity of deep marine carbonate reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(5): 32-49.
- [6]. 贾爱林, 唐海发, 韩永新, 等. 塔里木盆地库车坳陷深层大气田气水分布与开发对策[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(6): 908-918.
JIA A L, TANG H F, HAN Y X, et al. The distribution of gas and water and development strategy for deep-buried gasfield in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(6): 908-918.
- [7]. 胡勇, 李熙喆, 万玉金, 等. 裂缝气藏水侵机理及对开发影响实验研究[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(5): 910-917.
HU Y, LI X Z, WAN Y J, et al. The experimental study of water invasion mechanism in fracture and the influence on the development of gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(5): 910-917.
- [8]. 方飞飞, 李熙喆, 高树生, 等. 边、底水气藏水侵规律可视化实验研究[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(12): 2246-2252.
FANG F F, LI X Z, GAO S S, et al. Visual simulation experimental study on water invasion rules of gas reservoir with edge and bottom water[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(12): 2246-2252.
- [9]. 冯异勇, 贺胜宁. 裂缝性底水气藏气井水侵动态研究[J]. 天然气工业, 1998(3): 53-57.
FENG Y Y, HE S N. A research on water invasion performance of the gas wells in fractured bottom water reservoir[J]. Natural Gas Industry, 1998, 18(3): 40-44.
- [10]. 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(3): 87-89.
HE X D, ZOU S L, LU X M. A preliminary discussion on mechanism and recognition of water invasion characteristics in edge water drive gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(3): 87-89.
- [11]. 李元生, 藤赛男. 底水气藏非稳态流动水侵量和动储量预测模型研究[J/OL]. 特种油气藏: 1-11[2023-04-

- 16]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/21.1357.TE.20230224.1620.002.Html>.
- LI Y S, TENG S N. Study on prediction model of unsteady flowing water intrusion and dynamic reserves in bottom water and gas reservoirs[J/OL]. *Special Oil & Gas Reservoirs*: 1-11[2023-04-16]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/21.1357.TE.20230224.1620.002.Html>.
- [12]. 谭晓华, 彭港珍, 李晓平, 等. 考虑水封气影响的有水气藏物质平衡法及非均匀水侵模式划分[J]. *天然气工业*, 2021, 41(3): 97-103.
- TAN X H, PENG G Z, LI X P, et al. Material balance method and classification of non-uniform water invasion mode for gas reservoirs with water considering the effect of water sealed gas[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(3): 97-103.
- [13]. 吴亚军, 刘莉萍, 代平, 等. 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[J]. *海相油气地质*, 2021, 26(3): 245-252.
- WU Y J, LIU L P, DAI P, et al. Gas-water distribution characteristics and early identification of water invasion of Permian Changxing Formation gas reservoir in Yuanba, Sichuan Basin[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2021, 26(3): 245-252.
- [14]. 刘群明, 唐海发, 吕志凯, 等. 超深层气藏裂缝发育模式及水侵规律研究——以塔里木盆地克深 2、9、8 气藏为例[J/OL]. *天然气地球科学*: 1-12[2023-04-16]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/62.1177.te.20230227.0916.002.html>.
- LIU Q M, TANG H F, LÜ Z K, et al. Study on gas-water distribution and water invasion law under different fracture development models in ultra-deep gas reservoir-Taking “keshen 2, 9, 8” gas reservoirs of Tarim Basin as an example [J/OL]. *Natural Gas Geoscience*, 1-12[2023-04-16]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/62.1177.te.20230227.0916.002.html>.
- [15]. 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 X, PENG X, LI L X, et al. Influence of reservoir heterogeneity on water invasion differentiation in carbonate gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(6): 67-75.
- [16]. 李熙喆, 郭振华, 万玉金, 等. 安岳气田龙王庙组气藏地质特征与开发技术政策[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(3): 398-406.
- LI X Z, GUO Z H, WANG Y J, et al. Geological characteristics and development strategies for Cambrian Longwangmiao Formation gas reservoir in Anyue gas field, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(3): 398-406.
- [17]. 张满郎, 谢增业, 李熙喆, 等. 四川盆地寒武纪岩相古地理特征[J]. *沉积学报*, 2010, 28(1): 128-139.
- ZHANG M L, XIE Z Y, LI X Z, et al. Characteristics of Lithofacies Paleogeography of Cambrian in Sichuan Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2010, 28(1): 128-139.
- [18]. 谢武仁, 杨威, 李熙喆, 等. 四川盆地川中地区寒武系龙王庙组颗粒滩储层成因及其影响[J]. *天然气地球科学*, 2018, 29(12): 1715-1726.
- XIE W R, YANG W, LI X Z, et al. The origin and influence of the grain beach reservoirs of Cambrian Longwangmiao Formation in Central Sichuan area, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2018, 29(12): 1715-1726.
- [19]. 张春, 杨长城, 刘义成, 等. 四川盆地磨溪区块龙王庙组气藏流体分布控制因素[J]. *地质与勘探*, 2017, 53(3): 599-608.
- ZHANG C, YANG C C, LIU Y C, et al. Controlling factors of fluid distribution in the lower Cambrian Longwangmiao Formation, Moxi area, Sichuan Basin. *Geology and Exploration*, 2017, 53(3): 599-608.
- [20]. 阮基富, 庞进, 袁权, 等. 安岳气田磨溪区块深层含水碳酸盐岩气藏驱动能量变化规律[J]. *特种油气藏*, 2021, 28(2): 83-88.

- RUAN J F, PANG J, YUAN Q, et al. Variation rules of driving energy of deep aqueous carbonate gas reservoirs in Moxi block of Anyue gas field[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2021, 28(2): 83-88.
- [21]. 刘斐, 陆正元, 黄河, 等. X8 井气水产出关系分析[J]. *断块油气田*, 2007(2): 42-43.
LIU F, LU Z Y, HUANG H, et al. Analysis of gas-water production relationship for Well X8[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2007(2): 42-43.
- [22]. 李锦, 王新海, 朱黎鹂, 等. 气藏产水来源综合判别方法研究[J]. *天然气地球科学*, 2012, 23(6): 1185-1190.
LI J, WANG X H, ZHU L Y, et al. A study of comprehensive discriminant methods of the source of water-yielding in gas reservoirs[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2012, 23(6): 1185-1190.
- [23]. 欧家强, 王小蓉, 袁权, 等. 安岳气田磨溪区块龙王庙组气藏产水类型识别[J]. *天然气勘探与开发*, 2017, 40(1): 58-62.
OU J Q, WANG X R, YUAN Q, et al. Type identification of water produced from Longwangmiao Fm gas reservoirs in Moxi Block of Anyue Gas field[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2017, 40(1): 58-62.
- [24]. 徐轩, 梅青燕, 陈颖莉, 等. 气藏水侵与开发动态实验综合分析方法[J]. *天然气地球科学*, 2020, 31(10): 1355-1366.
XU X, MEI Q Y, CHEN Y L, et al. Experimental analysis method for water invasion and development performance of gas reservoir[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(10): 1355-1366.
- [25]. 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 H X, REN D, GAO S S, 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.
- [26]. 徐昌海, 陶佳丽, 王俊杰, 等. 一种边水气藏水侵方向定量识别方法——以川东地区黄龙场长兴组生物礁气藏为例[J]. *天然气勘探与开发*, 2019, 42(4): 90-96.
XU C H, TAO J L, WANG J J, et al. A quantitative recognition method on water-invasion direction in edge-water gas reservoirs: An example from bioreef gas reservoirs of Changxing Formation, Huanglongchang structure, eastern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2019, 42(4): 90-96.
- [27]. 苏云河, 李熙喆, 万玉金, 等. 孔洞缝白云岩储层连通性评价方法研究及应用[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(8):1219-1225.
SU Y H, LI X Z, WAN Y J, et al. Research on connectivity evaluation methods and application for dolomite reservoir with fracture-cave[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(8): 1219-1225.
- [28]. 吕志凯, 张建业, 张永宾, 等. 超深层裂缝性致密砂岩气藏储层连通性及开发启示——以塔里木盆地库车坳陷克深 2 气藏为例[J]. *断块油气田*, 2023, 30(1): 31-37.
LÜ Z K, ZHANG J Y, ZHANG Y B, et al. Reservoir connectivity of ultra-deep fractured tight sandstone gas reservoir and development enlightenment: taking Keshen 2 gas reservoir in Kuqa Depression of Tarim Basin as an example[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2023, 30(1): 31-37.

Water invasion law of carbonate gas reservoir of Longwangmiao Formation in Moxi area, Sichuan Basin

LI Mingqiang^{1,2}, MA Zike³, TANG Song^{1,2,3}, YUE Dali^{1,2}, LI Qing^{1,2}, ZHANG Jinfu^{1,2},
TAN Ling^{1,2}, AN Keqin^{1,2}, LI Wei^{1,2}, WANG Wurong^{1,2}

(1. *National Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing),*

Beijing 102249, China;

2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

3. Central Sichuan Oil and Gas District, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company,

Suining 629000, China)

Abstract: The Longwang Formation gas reservoir in Moxi area of Sichuan Basin has great resource potential, but the gas reservoir has strong heterogeneity and complicated gas-water relationship. The main controlling factors of water invasion under different water invasion modes are not clear, and the increasingly severe water invasion situation makes it difficult to effectively use the reserves, thus affecting the gas reservoir recovery. Based on the data of core, thin section, conventional and imaging logging, seismic and production dynamics, the types of producing wells are divided, and the main control factors and rules of water invasion in different well areas are determined by combining dynamic and static. The results show that: (1) According to the characteristics of water production, wells can be divided into fast rising type, slow rising type, stable type and compound type, and the water production characteristics of four types of wells are obviously different; (2) Different water production types are controlled by the coupling of the fracture development degree, the distribution of karst cavern high permeability layer, the tectonic amplitude and reservoir connectivity. Fast-rising water-producing wells are mainly controlled by the degree of fracture development, continuous-rising water-producing wells are mainly controlled by the distribution of dissolved cave-type high-permeability layers, stable water-producing wells have relatively homogeneous reservoirs, and composite water-producing wells are controlled by multiple factors. (3) Different well areas show different water invasion modes under the influence of different main controlling factors: The water influx mode in the MX009-3 well area is fractured water channeling type with fast water influx speed and high water production; the water influx mode in the MX8 well area is the high permeability layer fingering type, and the water production rate rises rapidly and then tends to be stable; The MX10 well area is an apparently homogeneous reservoir, the water invasion mode is edge water tongue type, and edge water advance is relatively uniform; The well area MX204 is located in the gas-water transition zone, which shows the bottom cone transgression type. The research results can provide geological guidance for improving gas reservoir recovery and adjusting development technology policy, and provide reference for the research and development evaluation of water invasion law in the same type of water gas reservoir.

Key words: Sichuan basin; Longwangmiao Formation; Carbonate rocks; Water invasion regularity; Main controlling factors

Foundation items: The National Natural Science Foundation Project of China (Grant No. 41872107); The National Natural Science Foundation Project of China (Grant No. 42272186).