

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: 川西坳陷新场—新盛地区须二段致密砂岩气水富集特征及成因机制
作者: 李莎, 陈冬霞, 王翹楚, 陈雨荷, 刘雅利, 岳大力, 屈林博, 廖昌珍
收稿日期: 2024-02-06
网络首发日期: 2024-04-23
引用格式: 李莎, 陈冬霞, 王翹楚, 陈雨荷, 刘雅利, 岳大力, 屈林博, 廖昌珍. 川西坳陷新场—新盛地区须二段致密砂岩气水富集特征及成因机制[J/OL]. 天然气地球科学. <https://link.cnki.net/urlid/62.1177.te.20240419.1047.004>



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。

DOI:10.11764/j.issn.1672-1926.2024.04.011

川西坳陷新场—新盛地区须二段致密砂岩气水富集特征及成因机制

李莎^{1,2},陈冬霞^{1,2},王翹楚^{1,2},陈雨荷^{1,2},刘雅利³,岳大力^{1,2},屈林博^{1,2},廖昌珍³

(1.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.中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要：川西坳陷须家河组致密气资源潜力大，但单井普遍产水是制约须二段气藏高效开发的重要因素。在对新场—新盛地区须二段致密气藏气水富集特征的分析基础之上，结合铸体薄片、核磁共振、高压压汞等实验技术，阐明断缝及基质储层对气水富集的控制作用，揭示致密气藏气水的成因机制。结果表明：①研究区主要划分5种气水关系类型。富气贫水型、含气贫水型气水类型主要分布于近南北向大规模断层附近，纵向上位于浅部上亚段；富气富水型、贫气富水型位于大规模四级断层附近，以中亚段较为集中；贫气贫水型远离断层，下亚段分布较多；②成藏期四级断层、高角度两期裂缝控制气水富集，基质储层的储层物性差异导致的强非均质性造成纵向气水分异，储层微观孔隙结构影响气水渗流及流体赋存进而控制局部气水分布；③受储层非均质性、断缝改造的宏观控制与储层孔隙结构的微观控制的耦合作用，划分五类断缝—砂体组合，其中，断缝区内—高角度裂缝—高孔渗强连通砂体组合最有利于气的富集，非断缝区—低孔渗差连通砂体不利于气水的发育。研究成果将对致密砂岩气藏勘探开发提供有利依据。

关键词：致密气藏;川西坳陷;气水富集特征;须家河组;成因机制

中图分类号：TE122.1 **文献标识码：**A

0 引言

致密砂岩气是非常规天然气的重要组成部分，是增储上产的重要领域^[1-2]。目前全球已发现或推测发育致密砂岩气的盆地有70余个，其致密气总产量约占全球非常规气的70%^[3-4]。中国鄂尔多斯、四川、松辽、吐哈、渤海湾等盆地已发现多个大型致密砂岩气田，2022年致密砂岩气产量 $579 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，约占我国非常规气的63%，是一种极具价值的非常规油气资源^[5-6]。

致密砂岩气藏早期产水较少，近年来随着致密气的大规模勘探开发，出现普遍产水的现象^[7-8]。至2020年底，苏里格气田由于含水较多导致的低产、低效井达57%；库车坳陷、四川盆地等多个地区都具有产水不均，气井初期不产水后期产水，见水后产能迅速下降的现象^[9-11]。气井产水是制约气藏高效开发的关键影响因素，弄清气水富集特征及成因机理对于如何“避水找气”至关重要。

前人已对致密砂岩气的气水特征、气水分布及主控因素等做了大量研究，认为构造、断层、裂缝、储层非均质性、储层微观孔隙结构等对气水分布都有一定的控制作用^[12-14]。川中地区须家河组气藏气水受控于构造，高部位产气高且基本不产水^[15]。鄂尔多斯盆地杭锦旗地区受构造影响导致气水二次分异，高部位产水、低部位产气^[16]。鄂尔多斯北部成岩作用控制储层孔喉结构，气井主要位于优势成岩相区域^[17]。四川充西气田微裂缝发育导致单井生产后期产水量较大。新疆吐哈油田气水分布受储层物性和裂缝发育的共同控制^[18]。

四川盆地是目前我国八大重点勘探区之一^[19-20]。须家河组二段（简称须二段）气藏储量大，产能高，是川西坳陷深部重要的天然气产层，但气水分布及气水关系复杂、气水产出变化大且产水量大，严重制约其天然气的勘探与开发。前人对川西坳陷须二段气藏进行了大量研究，须二段地层水类型以 CaCl_2 为主，呈孤立状，无明显气水界面^[21]，天然气保存条件较好^[22]；产气量受储层有利岩相厚度和高角度构造裂缝控制^[23]；断层控制致密砂岩气藏油气高产富集^[24]；断裂带改善储层渗流能力的同时利于气水富集，气水赋存状态多样，微观孔隙结构决定气藏的产能差异^[25]。新场构造带新场—新盛地区须二段储量占川西的86.7%，其断缝

收稿日期:2024-02-06;修回日期:2024-04-07

基金项目:国家自然科学基金(编号:42302141);中国石油大学(北京)科研基金(编号: 2462023XKBH001)联合资助。

作者简介:李莎(2000-),女,新疆昌吉人,硕士研究生,主要从事油气藏形成机理与分布规律研究.E-mail: 18810857061@163.com.

通信作者:陈冬霞(1974-),女,四川隆昌人,博士,教授,主要从事油气藏形成机理与分布规律研究.E-mail: lindachen@cup.edu.cn.

区气藏产量整体较高,但既有累产气高达 $85\,344\times 10^4\text{m}^3$ 的井,也有基本不产气的井,既有累产水高达 $98.3\,00\,6\times 10^4\text{m}^3$ 的井,也有仅产 400m^3 水的井,气水富集差异巨大,其特征和原因尚不清楚。

因此,本文运用测井、录井、地震、测试与生产等资料,分析气水纵横向富集特征,结合断层、裂缝、断缝组合、储层物性对气水富集的宏观影响机制与致密砂岩孔喉分布、孔喉连通性对气水赋存状态的微观影响分析,综合判识新场—新盛地区致密气藏的气水成因及机制,对于研究区下一步有利勘探区带评价和勘探目标的优选都具有重要意义。

1 区域地质概况

川西坳陷位于我国四川盆地西部,大地构造位置处于龙门山造山带以东、扬子地块西北缘,走向北东,总面积约为 $3.1\times 10^4\text{km}^2$ 。印支期以来的多次构造沉降和隆升变迁形成了川西坳陷“两凹三隆”的构造格局(图1)。

新场—新盛地区处于川西坳陷中段的北东东向新场构造带,受挤压变形,呈现南陡北缓的趋势。自晚三叠世以来经历了多期构造运动^[26],新场构造带形成了西南厚、东北薄的压性箕状盆地构造样式单元^[28]。川西坳陷上三叠统须家河组自下而上可以划分为五段:马鞍塘—小塘子组、须二段、须三段、须四段及须五段。其中,马鞍塘—小塘子组是岩性为湖相暗色泥页岩的主要烃源岩,埋深 $3\,500\sim 5\,000\text{m}$,须三段是区域性盖层发育层位,以暗色泥岩为主。本文以须二段为研究对象,将其自上到下分为上亚段($\text{TX}_2^1\text{—TX}_2^3$ 砂组)、中亚段($\text{TX}_2^4\text{—TX}_2^6$ 砂组)、下亚段($\text{TX}_2^7\text{—TX}_2^9$ 砂组)3个亚段,主要为三角洲前缘沉积环境,沉积厚度约为 700m ,是研究区主要的储层发育区。天然气主要产层为 TX_2^1 、 TX_2^2 、 TX_2^4 砂组,产水层段以中、下亚段为主。

2 气水富集特征

川西坳陷新场构造带主要为辫状河三角洲前缘水下分流河道沉积,以河口坝、水下分流河道砂岩为主,由于多期构造作用及储层致密化作用造成深部储层物性差异较大,断层与裂缝的发育极大地改善了储层,使得气水分布差异较大。

平面上,气水差异富集,根据平均投产日产能数据统计规律,主要分为富气富水型(日产气 $>10\times 10^4\text{m}^3$,日产水 $>50\text{m}^3$)、富气贫水型(日产气 $>10\times 10^4\text{m}^3$,日产水 $<50\text{m}^3$)、含气贫水型[日产气 $(5\sim 10)\times 10^4\text{m}^3$,日产水 $<50\text{m}^3$]、贫气富水型(日产气 $<5\times 10^4\text{m}^3$,日产水 $>50\text{m}^3$)和贫气贫水型(日产气 $<5\times 10^4\text{m}^3$,日产水 $<50\text{m}^3$)5种气水富集类型。近南北向主要断层附近气水广泛分布,主要为富气富水型、富气贫水型及贫气富水型气水类型。新场构造F1断层和新盛构造F8、F9断层附近气水平均日产能大,如新2井平均日产气 $20.60\times 10^4\text{m}^3$,平均日产水 237.33m^3 ;新盛202井平均日产气 $50.73\times 10^4\text{m}^3$,平均日产水 240m^3 ,属于富气富水型。新851井平均日产气 $49.61\times 10^4\text{m}^3$,平均日产水 3.36m^3 ,属于富气贫水型。新201井平均日产气 $3.62\times 10^4\text{m}^3$,平均日产水 207.40m^3 ,属于典型的贫气富水型。与断层距离较远的单井气水相对贫乏,如新场6井日产气仅 $0.88\times 10^4\text{m}^3$,日产水 14.76m^3 ,属于贫气贫水型。含气贫水型与断层及构造关联均不明显,零散分布,如新301井日产气 $7.87\times 10^4\text{m}^3$,日产水 39.84m^3 ,新盛205井日产气 $9.39\times 10^4\text{m}^3$,日产水 16.24m^3 (图2)。

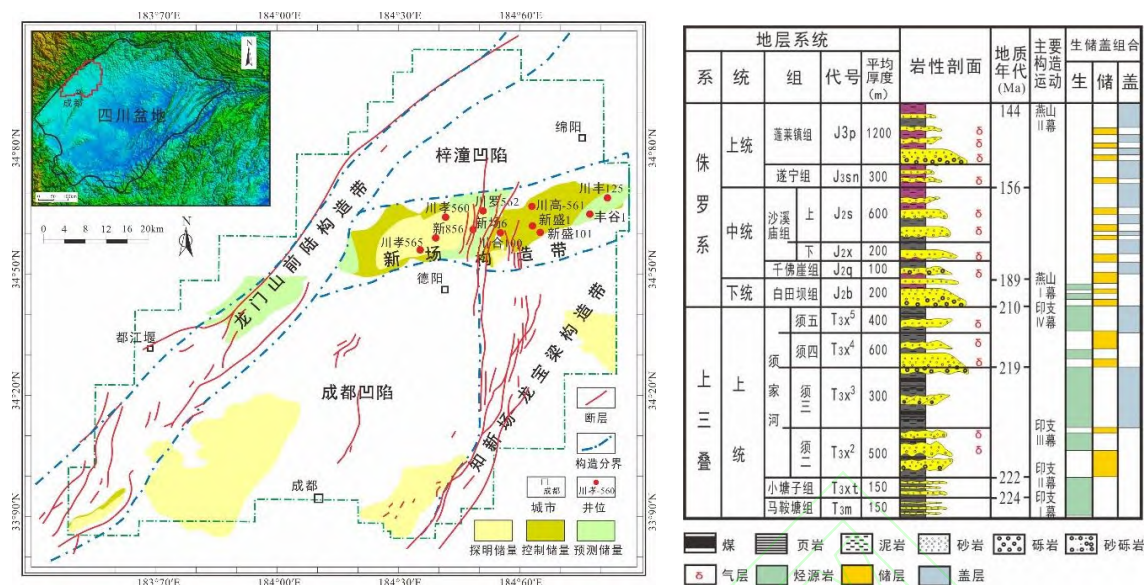


图1 四川盆地川西坳陷新场构造带位置与地层综合柱状图（修改自文献[29]）

Fig.1 The position and comprehensive column map of Xinchang tectonic zone in Western Sichuan Depression, Sichuan Basin(modified from Ref.[29])

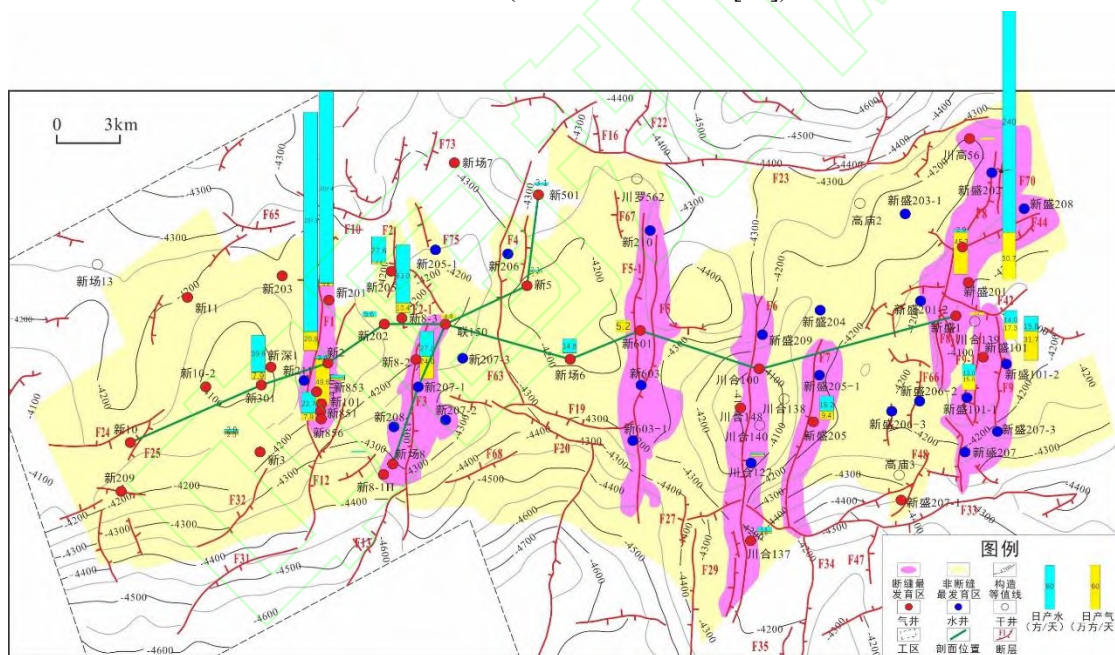


图2 新场—新盛地区须二段平均投产日产能分布平面图

Fig.2 Average daily productivity distribution of TX₂ in Xinchang-Xinsheng area

纵向上，新场—新盛地区须二段气水分布具有“浅部天然气富集，深部地层水较多，近断层处气水共同富集”的特征，存在孤立水。发育气层、差气层、含气层、气水同层、含水气层、含水气层及水层，气水关系复杂，没有统一的气水界面（图3）。上亚段气层多含水层少，气层连片，产水量小，主要为富气贫水型和含气贫水型；中亚段受断层、裂缝改造部位，局部存在高孔渗带，水层、含水层以TX₂⁴⁻⁷砂组为主，多呈孤立状，局部发育层状叠置气水同层，无明显气水界面，日产水井数量变少，但单井产水量较高，以富气富水型、富气贫水型、贫气富水型为主；下亚段气层连续性变差，见水井少，规模较小，以贫气贫水型为主（图3，图4）。

Fig.4 Test productivity distribution of TX₂ in Xinchang-Xinsheng area

(a)上亚段;(b)中亚段;(c)下亚段

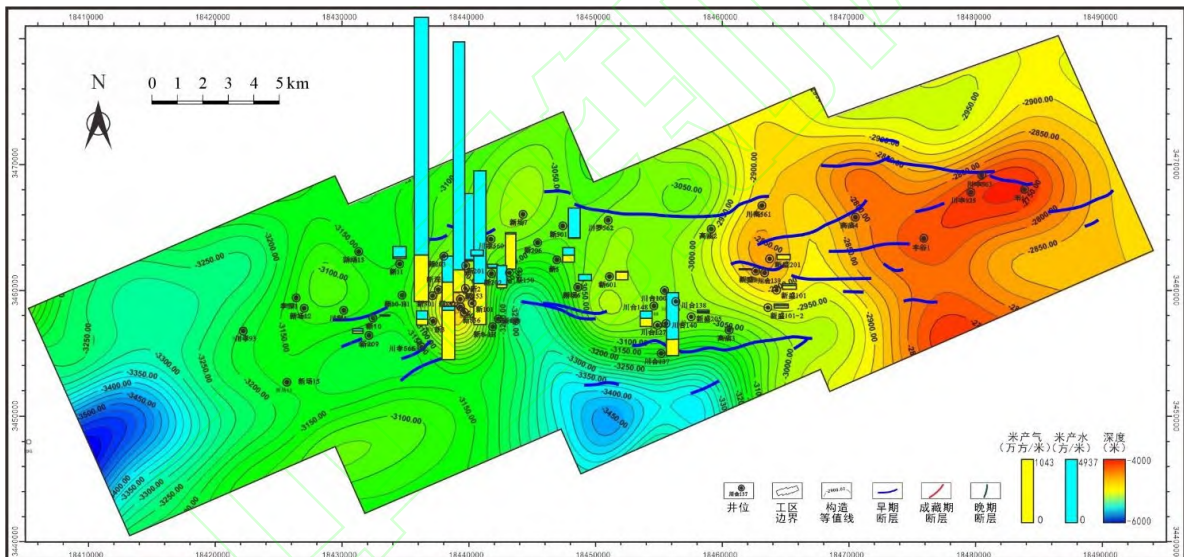
3 致密气藏气水富集控制因素

新场地区气水分布的特征主要受储层类型与特殊断缝组合样式的影响,主要表现为断缝改造区优质储层内气富集,深部储层致密区水富集的特征。断缝发育特征及基质储层的品质对气水分布至关重要,如何影响气水产出对致密砂岩气藏的勘探开发也尤为重要。

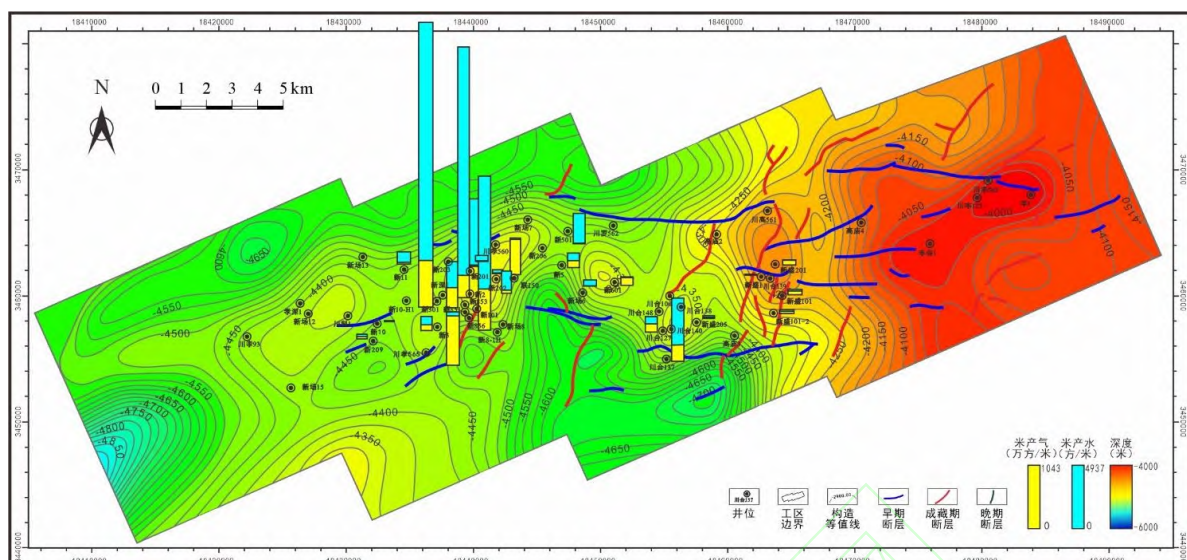
3.1 断缝发育对气水富集的控制作用

3.1.1 断层

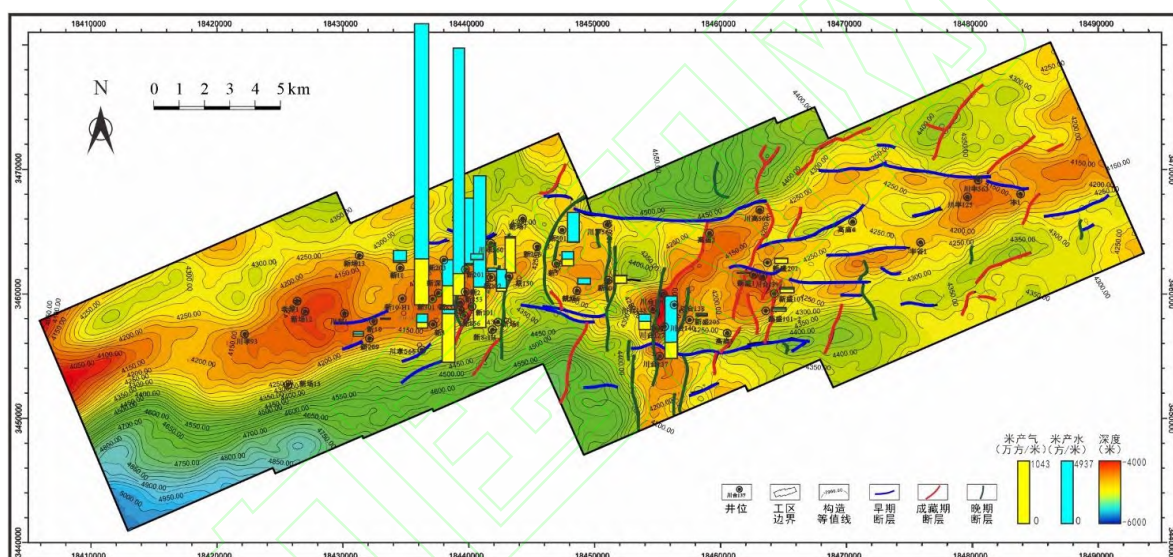
新场—新盛地区须二段断裂整体较发育,断距10~200 m,三、四级断层发育^[30],主要以近EW向、NE向、SN向走向的逆断层为主,分别在早期、成藏期及晚期形成^[14,23]。早期(中侏罗世)主要发育EW向断层,多为三级断裂,分布在合兴场构造带南北两翼,此时天然气尚未充注^[31-32],断层与气水分布关联较小[图5(a)];成藏时期(晚侏罗世末期—早白垩世中期)主要发育四级NE向断层,可为须二段气藏大量供烃提供输导条件,该时期断层与气水产能关联明显,近断层处高产气水井较发育,主要为富气富水型、富气贫水型气水类型[图5(b)],如新2、新201、新203、新853、新856等井,无边水底水。成藏期后至现今发育SN向晚期断层发育,四级断层为主,横切构造主体,以富气贫水型、含气富水型为主,如联150井、川合137井[图5(c)]。



(a)



(b)



(c)

图5 不同时期新场构造带断层分布

Fig.5 Fault distribution in Xinchang tectonic zone in different periods

(a)中侏罗世;(b)早白垩世;(c)现今

3.1.2 裂缝

根据裂缝倾角大小划分,川西须家河组发育立缝、高角度缝、斜缝、低角度缝及平缝等多种裂缝类型^[33-35]。通过成像测井图像、岩心观察、镜下铸体薄片分析与统计,裂缝的发育改善储层,影响气水富集。研究区储层孔隙度与渗透率相关性较差,低孔高渗储层主要受裂缝改造作用影响,局部渗透性得以改善[图6(a)]。整体低角度缝最为发育,高角度缝相对不发育,集中于2砂组和4砂组分布[图6(b)],其气水层更发育[图6(c)]。不同类型的裂缝发育程度与气水产出具有较大的关联性,斜缝、高角度缝及立缝等倾角较大的构造裂缝控制气水的富集,以富气富水型、富气贫水型、贫气富水型气水类型为主,平缝及低角度缝占比较大的单井气水相对较少,气水类型为含气贫水型、贫气贫水型。以新856井为例,该井成像测井识别的高角度缝及斜缝条数比例占60%,铸体薄片可见明显的裂缝,为富气富水型的高产井(图7)。因此,高角度裂缝是控制气水富集的主要裂缝类型,其改善储层物性使得裂缝发育的储层渗透率更高,气水层更富集。

新场构造带经历多期构造运动,裂缝发育具有多期性^[36-38]。根据前期是否发育东北向断层,新场一新盛

地区的裂缝可划分为两期裂缝和晚期裂缝。前期北东向断层发育便伴生裂缝，后经晚期裂缝进一步改善储层^[39]，日产易获高产，累计产气量较大，以富气富水、富气贫水、含气富水型为主。如新2井、新861井、新853井和新856井位于前期发育北东向断层的区域[图5(b)]，发育两期裂缝，新2井累计产气85 343.88×10⁴m³，累计产水983 006.50 m³，新856井累计产气36 648.39×10⁴ m³，累计产水105 019.70 m³。因此，两期裂缝较发育的区域气水富集。

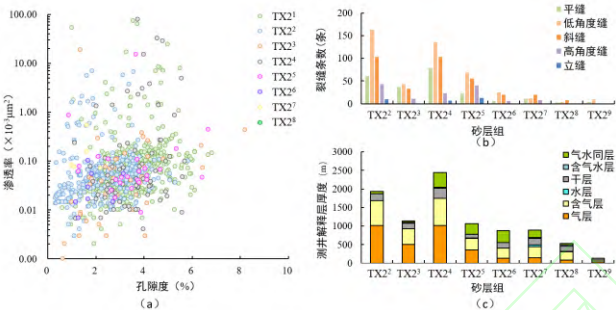


图6 新场地区须二段储层孔渗关系(a)、成像测井裂缝发育条数(b)和测井解释层累计层数图(c)
Fig.6 The pore and permeability relationship(a), number of fractures in imaging logging(b) and cumulative layer number of logging interpretation layers(c) of TX₂ in Xinchang area

气水富集类型	成像测井裂缝条数占比	成像测井照片	岩心/铸体薄片照片	产能数据
富气富水型 (例: 新856井)				测试产气: 59.91万方/天 测试产水: 水9.5方/天 累计产气: 3.6亿方 累计产水: 10.50万方
富气贫水型 (例: 新150井)				测试产气: 5.76万方/天 测试产水: 0.5方/天 累计产气: 2.16亿方 累计产水: 0.17万方
贫气富水型 (例: 新5井)				测试产气: 8.58万方/天 测试产水: 115方/天 累计产气: 0.6亿方 累计产水: 0.75万方
含气贫水型 (例: 新10井)				测试产气: 10.33万方/天 测试产水: 31.2方/天 累计产气: 0.2亿方 累计产水: 0.07万方
贫气贫水型 (例: 川孝565井)				测试产气: 0.17万方/天 测试产水: 0方/天

图7 新场地区须二段裂缝与产能关系
Fig.7 The relationship between fracture and productivity of TX₂ in Xinchang area

3.1.3 断缝体

断缝体是由褶皱、断层及其伴生裂缝构成的高孔渗的地质体，主要由断层滑动面、滑动破碎带和诱导裂缝带组成^[35,40]。新场一新盛地区须二段主产层TX₂⁴砂组断缝体分布如图8所示，其展示断层滑动面和裂缝发育带(滑动破碎带和诱导裂缝带)的平面展布情况，黑线为断层，滑动破碎带为靠近断层的黄色—红色区域，诱导裂缝带为绿色—蓝色区域，颜色越接近蓝色，裂缝的发育程度越强。结合钻井及试采资料，产水与裂缝发育程度关系密切，平面上断缝体裂缝发育带的单井产水量较大(图8)，中部川孝560井、新5井等和东部新盛101-2井裂缝较发育的井地层产水量较大，位于其西部的裂缝发育程度相对差的新11、新301井等产水量变少。

断缝体为沟通深部地层水的运移提供了通道，影响气水分布。以新场地区新场8—新501井南北向气水剖面为例(图9)，F3断层主要为南北向晚期四级断裂，规模较大，为主成藏期气水运聚提供有效通道。断裂沟通下伏烃源岩，有充足的气源供给，气充注强度较大，断缝体对储层具有明显渗流性能的改善作用，促进深部地层水沿断缝体向上运聚。晚期裂缝进一步改造储层，为气水格局的改变提供空间，改变成藏期的气水分布格局。测井解释以气层—含气层为主，纵向叠置，上中亚段连片分布，集中在TX₂²、TX₂⁴砂组，气层厚度较大，下亚段厚度减薄，连续型变差。含水层在近断层和南北两翼构造低部位分布，有叠置的气水同层，也

存在孤立水层。联150井构造位置较为有利，受褶皱和微断裂影响，高角度裂缝较为发育，储层物性较好，形成了褶皱与裂缝共同控制的褶皱型储层甜点，有利于气层的富集，生产开发中呈中产稳产，且累产较高，属于富气贫水型气水类型。新207-1井处于构造低部位，处于F3断裂带，受一条断层与裂缝的共同控制形成单一断缝型裂缝体。成藏期处于构造低部位，且晚期断层F3向下断至雷口坡组沟通深部地层水，导致产水量较大。测井流体解释显示TX₂⁴砂组出现多层叠置气水同层及含水气层，测试与生产数据也显示该井水产能较大，体积压裂后测试日产水12 m³，截至2023年5月30日，累产气6 442.46×10⁴ m³，累产水高达19 523.30 m³，属于含气富水型气水富集类型。

3.2 基质储层对气水富集的控制作用

3.2.1 储层物性、非均质性

岩层的差异压实、成岩作用等的不均一性所导致的储层的非均质性和多期构造作用及储层致密化导致的物性差异是造成纵向上的气水差异分布的重要原因。

新场一新盛地区须二段储层以次棱角状为主，分选好一中等，岩性以岩屑砂岩、长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩为主，中、上亚段总体上中粗粒较多，下亚段多中粒、细粒砂岩，纵横向上砂体叠置形成的储层非均质性造成气水分布的不规律。须二段储层平均孔隙度为3.791%，平均基质渗透率为0.08×10⁻³ μm²，属于典型的致密—超致密储层。纵向上以中亚段的TX₂⁴、TX₂⁵和上亚段的TX₂³储层孔隙度较大，其孔隙度平均值均大于4%，不同层位的物性差异导致储层渗流能力存在差异，其测井解释的气水层累计厚度都明显高于其他砂组（图10），因此，中亚段主要以富气富水型、富气贫水型、贫气富水型等气水富集类型为主。相对而言，上亚段储层埋深相对浅，压实作用比深部弱，渗透率较高，气层厚度较大，以富气贫水型、含气贫水型为主。下亚段储层埋深大、物性低，以贫气贫水型为主。

此外，储层非均质性对须二段气水产出具有一定的影响。受多期构造作用，在裂缝非发育区的基质储层致密化程度较大、非均质性强，天然气可能富集在孔隙度相对较高的储层中，但也可能发育在孔隙度较低的储层，基质储层的孔隙度对气的影响较断缝改造后的储层影响有限，储层孔隙度在3%~6%范围内的无阻流量值较大（图11），这与储层微观孔隙结构也有一定关系。通过测试产能段的孔隙度对比（表1），干层孔隙度明显低于气层和含水气层，含水气层物性更高。水层处于物性更好的储集体是由其复杂的成藏过程决定，部分相对高效的气藏主要为超致密储层的物性遮挡形成的相对物性较好的区域，局部气水关系即为“气上水下”，此水层的孔隙度也相应较高。整体而言，干层物性较低，气水不易被储集于物性较差、强致密化程度的基质储层，高孔渗基质储层气水赋存可形成“甜点”，但由于致密砂岩储层的强非均质性，局部物性一般的基质储层也可能富集气水。

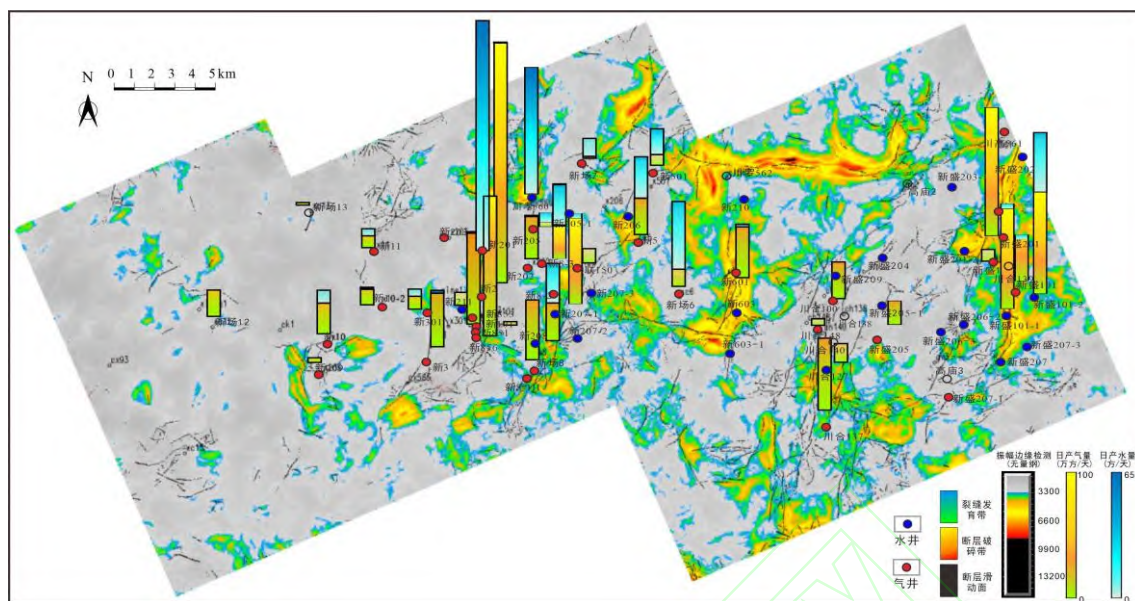


图8 新场—新盛地区须二段TX₂⁴砂组断缝体与测试产能分布

Fig.8 Distribution of fault-fracture reservoir and test productivity of TX₂⁴ sand group in Xinchang-Xinsheng area

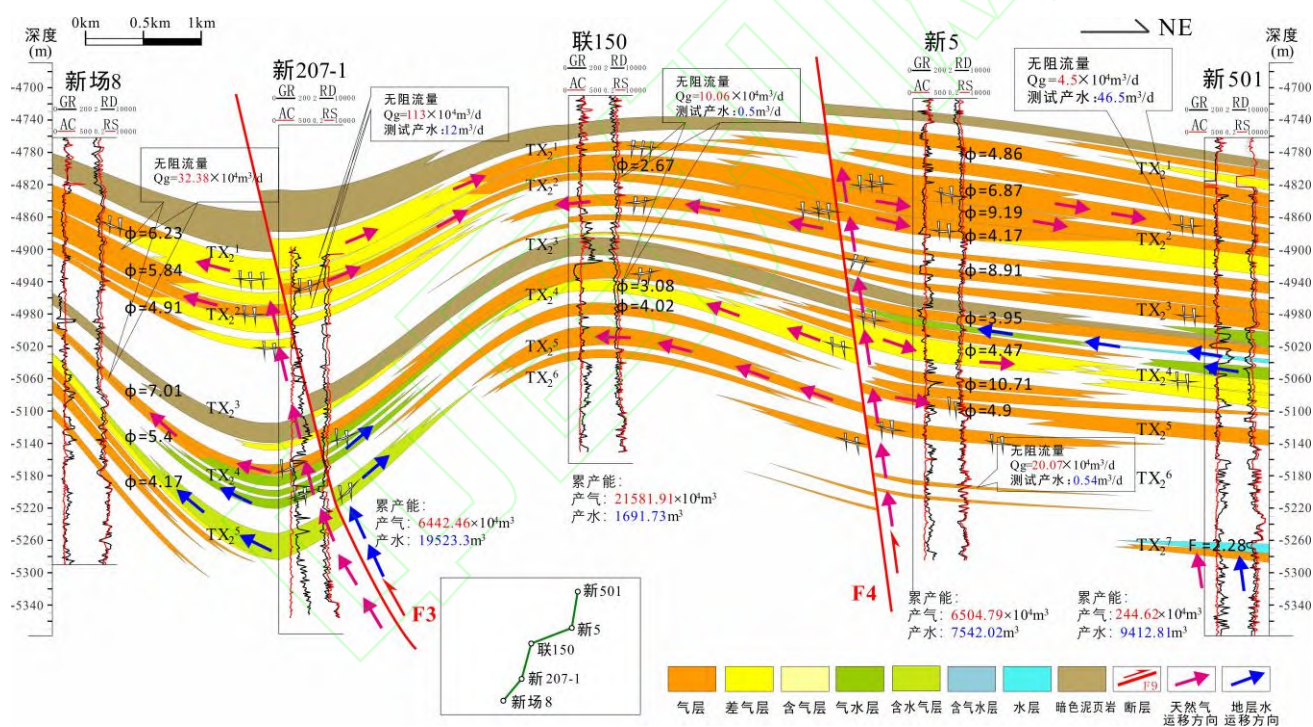


图9 新场地区须二段新场8井—新501井气水剖面图

Fig.9 Gas-water profile of Wells XC8-X501 of TX₂ in Xinchang area

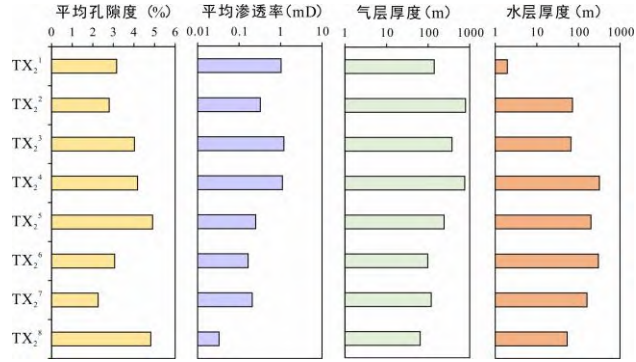


图10 新场—新盛地区须二段储层物性与测井解释气水层厚度对比图

Fig.10 The correlation map between reservoir physical properties and logging interpretation of gas-water layer thickness in Xinchang-Xinsheng area

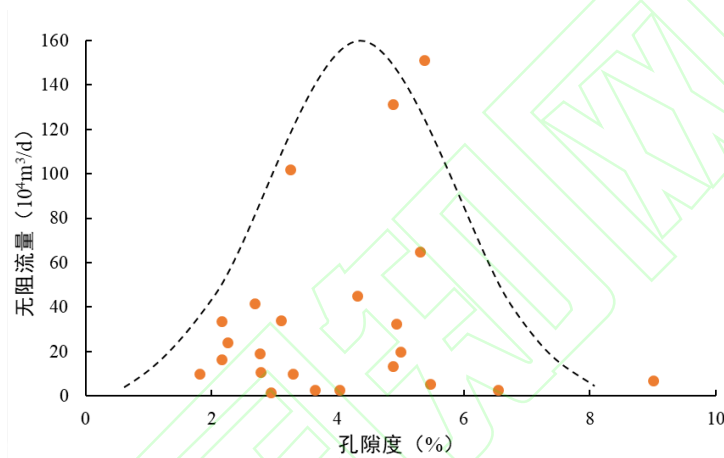


图11 新场—新盛地区须二段基质储层物性与无阻流量关系图

Fig.11 Relational graph of physical properties and open flow of the matrix reservoir of TX₂ in Xinchang-Xinsheng area

表1 新场—新盛地区测试产能与实测孔隙度统计情况

Table 1 Statistics of tested productivity and measured porosity in Xinchang-Xinsheng area

井号	砂组	深度		测试产能		产层类型	平均孔隙度/%
		顶深/m	底深/m	气/(10 ⁴ m ³ /d)	水/(m ³ /d)		
新场12	TX ₂ ³	4 695.65	4 840.34	0.005 0	0.0	干层	3.15
川合100	TX ₂ ¹	4 533.70	4 536.39	0.006 3	0.0	干层	3.18
		4 537.89	4 555.21				
川合100	TX ₂ ²	4 619.93	4 655.00	0.500 0	75.0	气层	3.21
川孝560	TX ₂ ¹⁻⁸	4 698.85	5 238.00	0.350 0	360.0	气层	3.23
新856	TX ₂ ⁴⁺⁵	4 818.10	4 862.41	59.916 1	9.5	气层	3.81
新2	TX ₂ ²⁻⁴	4 646.50	4 852.30	100.524 6	0.0	气层	4.87
新10	TX ₂ ⁴⁺⁵	4 887.00	4 975.00	3.156 8	0.0	气层	4.88
新851	TX ₂ ⁴	4 823.00	4 846.00	30.208 9	3.0	气层	5.37
新场7	TX ₂ ⁶	5 186.09	5 216.09	0.259 8	25.6	含气水层	9.04

3.2.2 储层微观孔隙结构

新场—新盛地区深层须二段溶蚀作用广泛发育，储层储集空间以粒间溶孔和粒内溶孔为主，主要是基质、胶结物、长石岩屑颗粒的溶解，个别井的井段可见发育残余粒间孔。深部压实作用强，是减孔最主要的原因，砂岩颗粒接触关系主要为线—凹凸接触，裂缝是改善致密砂岩储层渗透性重要因素，也是致密砂岩储层能否高产的决定性因素（图8）。而不同砂组储层存在强烈的储层非均质性，本文以孔隙度与渗透率测试数据为基础，选取不同地区、不同层位、不同流体解释的样品进行高压压汞实验，对储层孔径分布及孔喉大小进行表征。压汞曲线显示分选中等—差、粗歪度[图12(a)]，排驱压力高达6.49 MPa[图12(b)]、中值半径平均0.07 μm [图12(c)]，孔喉较小，最大进汞饱和度平均达到88.70%，最大退汞效率达到64.35%，孔喉连通性较好。尽管TX₂²基质储层样品排驱压力较大，中值半径不大，但裂缝发育，气层集中分布于裂缝最发育的TX₂²、TX₂⁴砂组（图7），水层分布与孔隙结构参数呈正相关关系，即孔渗性好、排驱压力低、孔喉半径大的TX₂⁴⁻⁷砂组存在较多水层或含水层。

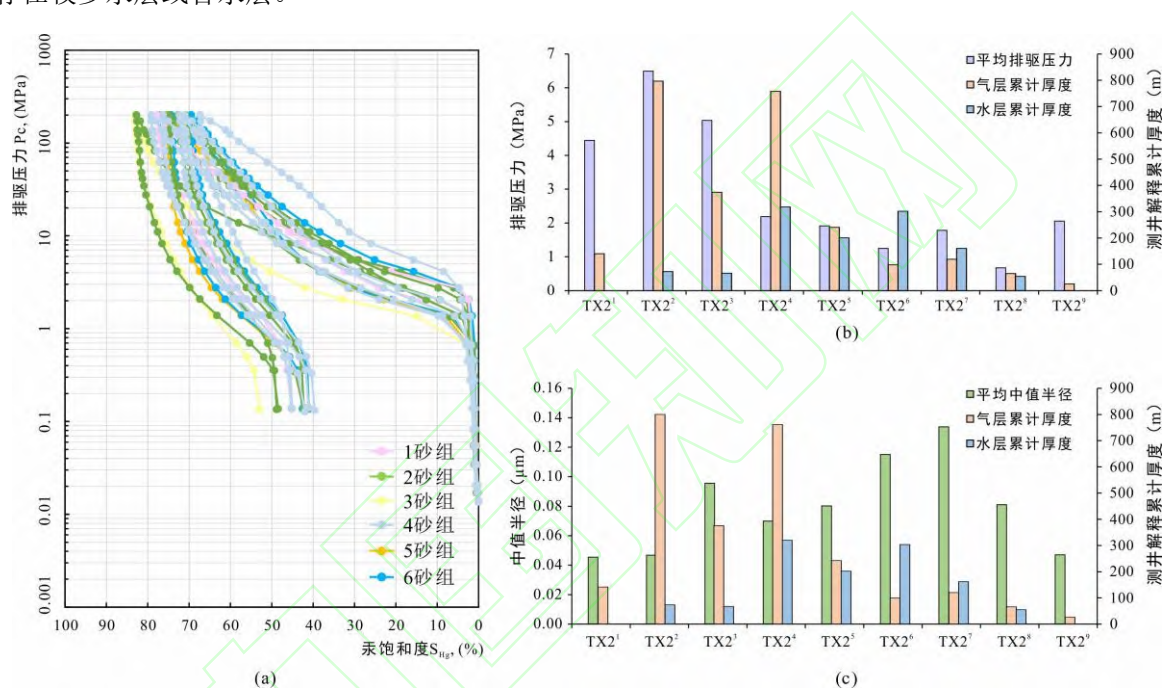


图12 新场—新盛地区须二段储层高压压汞数据及气水层厚度关系图

Fig.12 Relational graph between high-pressure mercury injection and thickness of gas-water layer of TX₂ in Xinchang-Xinsheng area

(a)高压压汞曲线;(b)各砂组排驱压力与气水层厚度直方图;(c)各砂组中值半径与气水层厚度直方图

同一砂组内部孔隙结构存在较大差异，不同的孔隙结构也导致在同一砂组内部气水分布存在一定的差异性。核磁共振主要测试岩石孔隙中含氢流体的弛豫时间 T_2 来表征不同大小的孔隙半径，氢质子在磁场中的信号（NMR）取决于岩心中水的分布^[41]。岩心完全饱和水时，多孔介质的孔径越大，存在于孔中的水弛豫时间越长；孔径越小，存在于孔中的水受到的束缚程度越大，弛豫时间越短，即峰的位置与孔径大小有关，峰的面积大小与对应孔径的多少有关，岩心完全饱和水时测试的核磁 T_2 曲线反映孔隙内全部水的体积。核磁共振实验结果表明，研究区 T_2 谱呈现单峰及双峰特征（图13），同一砂组内的样品，其可动孔隙空间和束缚孔隙空间亦存在较大的差异。孔隙空间大，孔喉连通性好的储层区域内，天然气和地层水均以自由流体形式存在，并随开发过程产出，表现为气水同层或含水气层；随着孔渗性降低和连通性变差，地层水逐渐由自由水转变为束缚水，难以自由流动，此时开发产出状态以气、差气层为主；随着储层致密化程度的进一步加深，可动流体空间和束缚流体空间均进一步减小或基本消失，孔隙空间内部的天然气充注阻力增大，天然气亦较难充注，测井解释表现为含气层或干层（图14）。孔径中的毛细管力是其运移的主要渗流阻力，物性好的

储层，其相应的微观孔隙孔径大，毛细管力小，天然气优先向物性好的储层中运移。储层物性越差，储层中的孔喉结构越细小，在天然气充注成藏时孔隙中残存的地层水越多，储层含水饱和度越高。

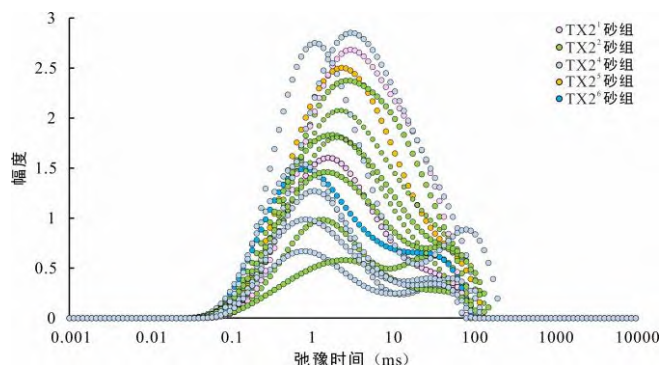


图13 新场—新盛地区须二段储层核磁共振 T_2 谱分布

Fig.13 Distribution of NMR T_2 spectrum of the reservoir of TX2 in Xinchang-Xinsheng area

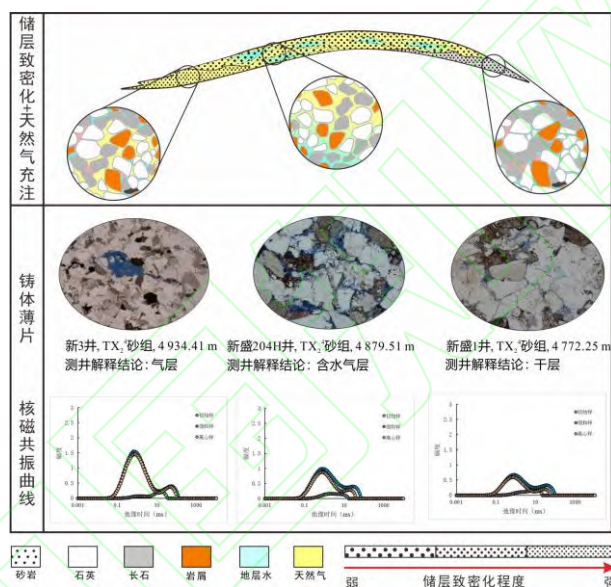


图14 新场—新盛地区须二段储层非均质性及气水状态组合图

Fig.14 The combination diagram of the heterogeneity and gas-water state of the reservoir of TX2 in Xinchang-Xinsheng area

3.3 气水富集的主控因素

通过以上分析，气水富集受断层、裂缝、断缝体、储层物性、储层非均质性、储层微观孔隙结构等多种因素的影响，对天然气及地层水的主控因素分析有利于解决致密气藏勘探与开发过程中的气水复杂性问题。

本文选用皮尔森相关系数（Pearson Correlation Coefficient）和灰色关联法（Grey Relation Analysis）对影响因素进行特征分析，判断气藏的控制因素参数与天然气及地层水产量的相关性。

皮尔森相关系数是由统计学家卡尔·皮尔逊提出的数学分析方法，主要用于对数据相关性进行分析，皮尔森系数的值域在 $[-1,1]$ 内，越接近 ± 1 ，表示2种数据的相关性越强^[42]。本文选取气井与四级断层距离，斜缝、高角度缝及立缝等构造缝条数，断缝体属性，产层段平均孔隙度与平均渗透率，储层压汞数据的排驱压力等参数，分别与投产平均日产气、日产水做相关性分析，结果如图15所示，断缝体属性、平均渗透率、构造缝条数对投产日产气量及日产水量都具有极强相关性，孔隙度与气水的相关性较强。气井距四级断层距离与日产气相关性较强，但与日产水相关性相对较弱。因此，经过皮尔森相关系数定量分析，断层、裂缝、断缝

体对气的影响较储层物性、非均质性、微观孔隙结构的影响强度更大，地层水与距四级断层的距离关联性一般，优先在断缝区的优质储层内找气更有利于致密气藏的勘探开发。

灰色关联法是一种多因素统计方法^[43]，关联度越大，其相关性越强，可以用于分析各气水控制因素参数之间的影响强弱。各参数与日产气关联度结果显示（图16），构造缝条数、断缝体属性与日产气相关性最强，距四级断层距离与平均孔隙度、储层压汞数据排驱压力其次，平均渗透率对天然气产能是影响较其他因素略差。因此，断缝区内孔隙度较高的储层更有利于气的富集，非断缝区内储层孔隙度较高、储层微观孔隙结构好的区域也利于气的赋存。

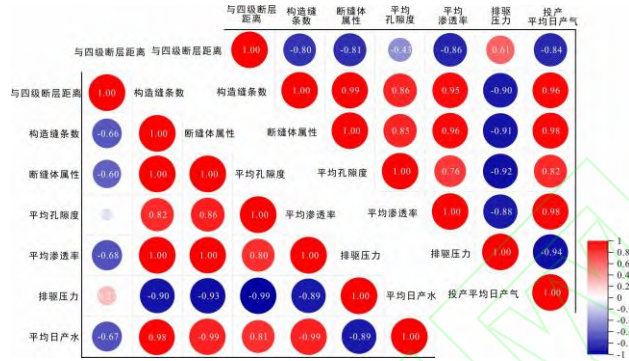


图15 各控制因素与日产气、日产水的皮尔森相关系数热力图

Fig.15 Thermal map of Pearson correlation coefficient between each controlling factor and daily gas and water

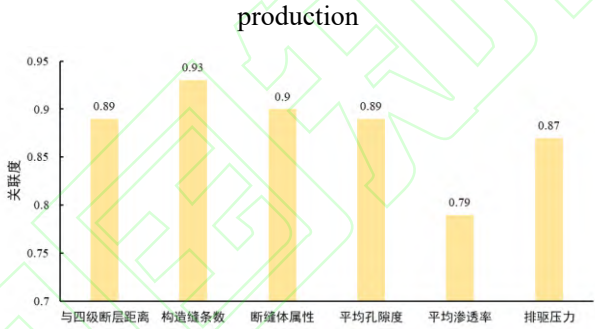


图16 各控制因素参数与日产气的关联度

Fig.16 Correlation degree between each controlling factor and daily gas production

4 气水成因机制

断缝区中断裂、褶皱以及由其衍生的裂缝形成的断缝体是气水富集的主要控制因素。研究区成藏期发育主要发育近NE向四级断层，断缝体形成气水运移的通道，天然气容易发生散失，大规模断层沟通深部地层水，深部地层水顺断缝带向上运移，使得浅部位高孔渗储层也出现气水同层及水层；近断层且存在岩性封堵时，高孔渗、强孔喉连通的储层天然气富集。因此，断缝区不仅出现高产气也有高产水井，主要形成富气富水型、富气贫水型及含气富水型等气水富集类型。

而非断缝区内的基质储层随着致密化作用增强及天然气充注，储层物性、非均质性及微观孔隙结构同样影响流体赋存，进而造成气水的差异富集（3.2节已述）。储层致密化之前，天然气尚未充注，高孔渗、强孔隙连通性的储层中流体主要为地层水，以自由水形式存在，浮力起主导作用；在主成藏时期（晚侏罗世—早白垩世），储层尚未完全致密化，随着源岩大量生烃，天然气优先充注构造相对高部位的较高孔渗、较强孔隙连通性的储层，地层水和天然气同时存在，浮力主导；主成藏期后（晚白垩世晚期），烃源岩大规模排烃终止，碳酸盐胶结物沉淀，储层持续致密化，较低孔渗、较差孔隙连通性的储层经天然气充注后以毛细管水为主，气体分子可流动，毛细管力主导，气水关系复杂。极低孔渗、差孔隙连通性的储层中，地层水几乎全

部为束缚水，分子扩散力主导，气体分子难以充注（图17）。喜马拉雅期构造调整及改造作用使得地层抬升，超致密化储层形成岩性封堵可以阻挡部分天然气向断裂带运移，对气的保存具有积极作用，使得部分构造相对低部位也存在气层。因此，经天然气充注后的相对高孔渗、强孔喉连通性的基质储层也可形成富气富水型、富气贫水型、含气富水型气水类型，低孔渗、差孔隙连通性的储层则以含气贫水型、贫气贫水型等为主。

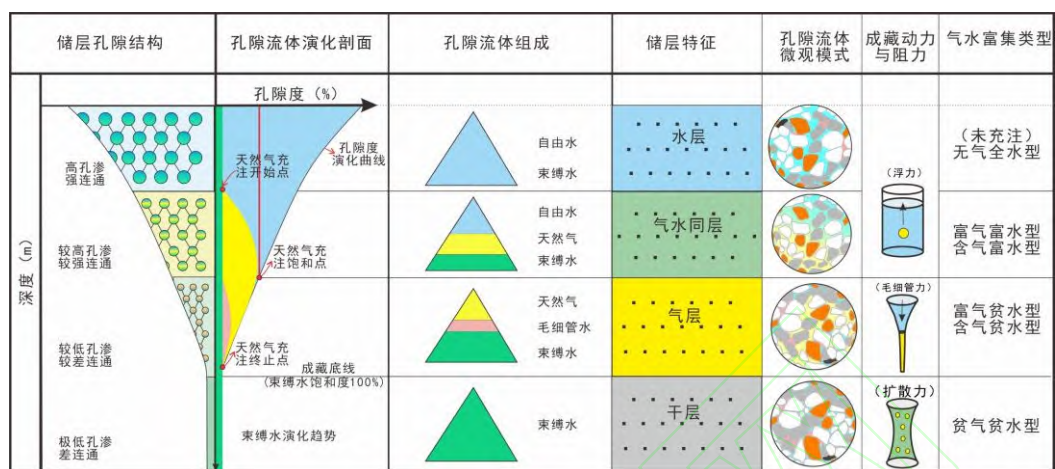


图17 孔隙流体组成及气水赋存特征（修改自文献[38]）

Fig.17 Relational graph of pore fluid composition and gas-water occurrence characteristics (modified from Ref.[38])

新场—新盛地区须二段气藏具有良好的生储盖组合条件，砂体厚度大，分布范围广，并且具有整体含气的特征，但富集区主要呈不均质性发育的特征，气水分布受储层非均质性、断缝改造的宏观控制与储层孔隙结构的微观影响，主要划分5种断缝—砂体组合类型（图18）。其中，I类：断缝区内一高角度裂缝—高孔渗强连通砂体组合最有利于气的富集，以富气富水型、富气贫水型为主；II类：断缝区内一低角度裂缝—较高孔渗较强连通砂体组合产水量较大，以富气富水型、贫气富水型为主；III类：非断缝区一低角度裂缝—较低孔渗较差连通砂体组合局部分布气水，以含气贫水型、贫气富水型为主；IV类：非断缝区—水平裂缝—较低孔渗较差连通砂体组合局部分布气水，以贫气富水型为主；V类：非断缝区—低孔渗差连通砂体发育差气层及干层，主要为贫气贫水型气水类型。在“先成藏后致密”和“边致密边成藏”的成藏机制下^[23]，天然气优先充注到阻力最小的断缝区内一高角度裂缝—高孔渗强连通砂体组合中。

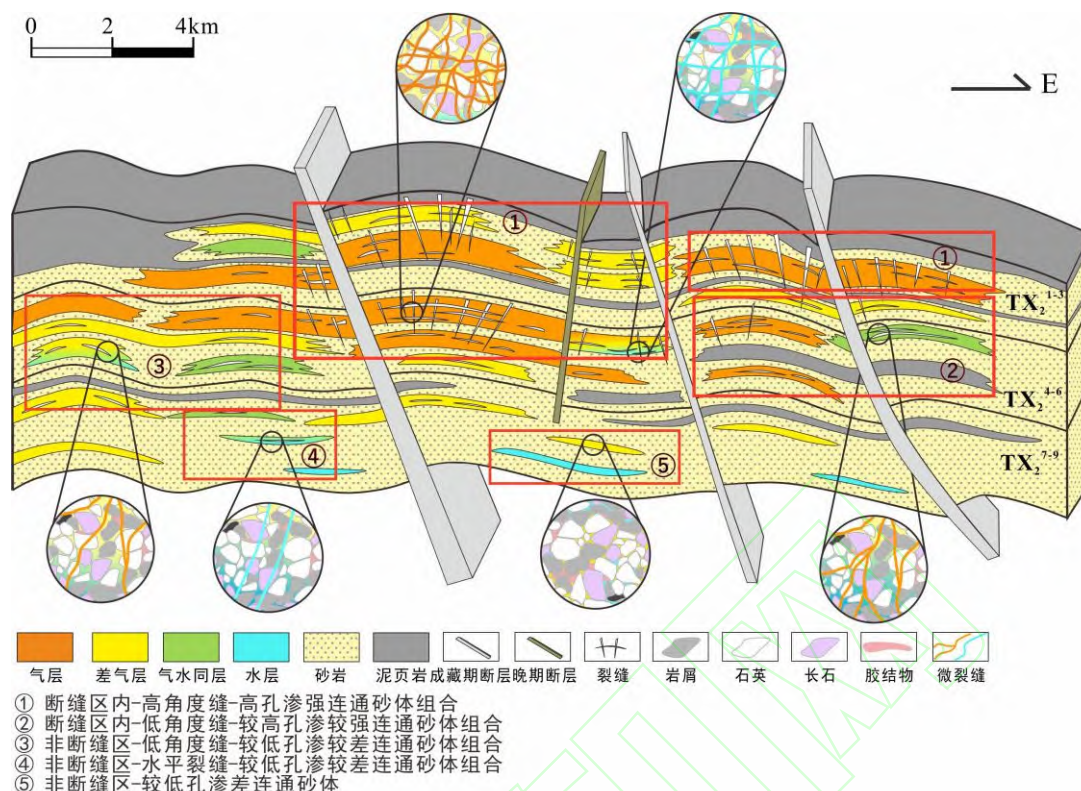


图18 川西坳陷新场—新盛地区须二段致密气藏气水分布模式

Fig.18 Gas-water distribution model of tight gas reservoir of TX₂ in Xinchang-Xinsheng area of Western Sichuan Depression

5 结论

(1) 川西坳陷新场—新盛地区须二段气水具有“浅部天然气富集，深部地层水较多，近断层处气水共同富集”的特征。富气贫水型、含气贫水型等气水类型主要分布于近南北向中—大规模断层处，纵向上位于浅部上亚段；富气富水型、贫气富水型位于大规模断层附近，以中亚段较为集中；贫气贫水型远离断层，下亚段分布较多。

(2) 成藏期断层、高角度两期裂缝控制气水分布，断缝区利于气水富集形成高产井，TX₂²、TX₂⁴砂组裂缝最发育，气层分布最多；基质储层的储层物性、非均质性造成纵向气水差异分布，储层微观孔隙结构影响气水渗流能力及流体赋存状态进而控制局部气水差异富集，孔渗性较好、排驱压力低、孔喉半径大的TX₂⁴砂组存在较多含水层。断缝区的优质储层内更富集天然气，非断缝区内物性高、微观孔隙结构好的储层也有一定的潜力。

(3) 气水富集受储层非均质性、断缝改造的宏观控制与储层孔隙结构的微观控制的耦合作用，划分五类断缝—砂体组合，其中，断缝区内—高角度裂缝—高孔渗强连通砂体组合最有利于气的富集，非断缝区—低孔渗差连通砂体不利于气水的发育。

参考文献 (References)

- [1] SPENCER C W. Geologic aspects of tight gas reservoirs in the Rocky mountain region[J]. Journal of Petroleum Technology, 1985, 37(8): 1308-1314.
- [2] SPENCER C W. Review of characteristic of low-permeability gas reservoirs in Western United State[J]. AAPG Bulletin, 1989, 75(5): 613-629.
- [3] ZOU C N, TAO S Z, ZHANG X X, et al. Geologic characteristics, controlling factors and hydrocarbon

accumulation mechanisms of China's large gas provinces of low porosity and permeability[J]. Science in China Series D: Earth Sciences,2009,52(8):1068-1090.

[4]何登发,孙方源,翟咏荷,等.鄂尔多斯盆地西缘石沟驿向斜的形成演化与致密砂岩气成藏模式[J].石油与天然气地质,2021,42(2):370-390.

HE D F, SUN F Y, ZHAI Y H, et al. Syncline development and tight sandstone gas accumulation model in Shigouyi area at western margin of Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology,2021,42(2):370-390.

[5]邹才能,杨智,董大忠,等.非常规源岩层系油气形成分布与前景展望[J].地球科学,2022,47(5):1517-1533.

ZOU C N, YANG Z, DONG D Z, et al. Formation, distribution and prospect of unconventional hydrocarbons in source rock strata in China[J]. Earth Science,2022,47(5):1517-1533.

[6]邹才能,杨智,张国生,等.非常规油气地质学理论技术及实践[J].地球科学,2023,48(6):2376-2397.

ZOU C N, YANG Z, ZHANG G S, et al. Theory, technology and practice of unconventional petroleum geology[J]. Earth Science,2023,48(6):2376-2397.

[7]魏国齐,张福东,李君,等.中国致密砂岩气成藏理论进展[J].天然气地球科学,2016,27(2):199-210.

WEI G Q, ZHANG F D, LI J, et al. Progress in the theory of tight sandstone gas accumulation in China[J]. Natural Gas Geoscience,2016,27(2):199-210.

[8]易发新,庞宏,赵国英,等.鄂尔多斯盆地苏 39 区块致密气藏气水分布及其主控因素[J].天然气地球科学,2023,34(10):1815-1827.

YI F X, PANG H, ZHAO G Y, et al. Gas-water distribution and main controlling factors of tight gas reservoir in block Su 39, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience,2023,34(10):1815-1827.

[9]孟德伟,贾爱林,冀光,等.大型致密砂岩气田气水分布规律及控制因素——以鄂尔多斯盆地苏里格气田西区为例[J].石油勘探与开发,2016,43(4):607-614,635.

MENG D W, JIA A L, JI G, et al. Water and gas distribution and its controlling factors of large scale tight sand gas: A case study of western Sulige gas field, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development,2016,43(4):607-614,635.

[10]高树生,叶礼友,熊伟,等.大型低渗致密含水气藏渗流机理及开发对策[J].石油天然气学报,2013,35(7):93-99.

GAO S S, YE L Y, XIONG W, et al. Seepage mechanism and strategy for development of large and low permeability and tight sandstone gas reservoirs with water content[J]. Journal of Oil and Gas Technology,2013,35(7):93-99.

[11]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 gas field in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience,2019,30(6):908-918.

[12]BERRY F A F. Hydrodynamics and Geochemistry of the Jurassic and Cretaceous Systems in the San Juan Basin, Northwestern New Mexico and Southwestern Colorado[M]. Palo Alto: Stanford University,1959.

[13]GIES R M. Case history for a major Alberta deep basin gas trap: The Cadomin Formation[J]. AAPG Special Volume,1984,A013:115-140.

[14]吴见萌,康建云,缪祥禧,等.川西新场地区须二气藏气水分布规律[J/OL].天然气地球科学:1-12[2024-01-12].<http://kns.cnki.net/kcms/detail/62.1177.TE.20231227.1606.004.html>.

WU J M, KANG J Y, MIAO X X, et al. Study on the complex gas water distribution law of Xu-2 gas reservoir in Xinchang area, Western Sichuan[J/OL]. Natural Gas Geoscience:1-12[2024-01-12].
<http://kns.cnki.net/kcms/detail/62.1177.TE.20231227.1606.004.html>.

[15]王雷.川西坳陷陆相气水分布特征与主控因素及成因机理[D]. 北京: 中国石油大学(北京). 2012.

WANG L. Research on the Characteristics, Main Controlling Factors and Formation Mechanism of Gas and Water

Distribution of Terrestrial Areas in the Middle West Sichuan Depression[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing).2012.

[16]胡向阳,张广权,魏修平,等.杭锦旗地区南部气水识别及复杂气水关系成因[J].东北石油大学学报,2019,43(2):41-48,7-8.

HU X Y, ZHANG G Q, WEI X P, et al. Identification of gas-water reservoir and geneses of complicated gas-water relationships in southern region of Hangjinqi area[J]. Journal of Northeast Petroleum University,2019,43(2):41-48,7-8.

[17]于红岩,魏丽,秦晓艳,等.鄂尔多斯盆地西北部奥陶系马家沟组气水分布及成因[J].石油勘探与开发,2016,43(3):396-402.

YU H Y, WEI L, QIN X Y, et al. Gas and water distribution of Ordovician Majiagou Formation in Northwest of Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development,2016,43(3):396-402.

[18]王国亭,何东博,程立华,等.吐哈盆地巴喀气田八道湾组致密砂岩气藏气水分布特征[J].现代地质,2012,26(2):370-376.

WANG G T, HE D B, CHENG L H, et al. Gas-water distribution characteristics of tight sand reservoirs in Badaowan Formation in Baka Gas Field, Tuha Basin[J]. Geoscience,2012,26(2):370-376.

[19]何春蕾,王柏苍,辜穗,等.四川盆地致密砂岩气产业可持续高质量发展战略管理[J].天然气工业,2022,42(1):170-175.

HE C L, WANG B C, GU S, et al. Strategic management for the sustainable high-quality development of tight sandstone gas industry in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry,2022,42(1):170-175.

[20]张道伟,杨雨.四川盆地陆相致密砂岩气勘探潜力与发展方向[J].天然气工业,2022,42(1):1-11.

ZHANG D W, YANG Y. Exploration potential and development direction of continental tight sandstone gas in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry,2022,42(1):1-11.

[21]陈冬霞,庞雄奇,李林涛,等.川西坳陷中段上三叠统须二段气水分布特征及成因机理[J].现代地质,2010,24(6):1117-1125.

CHEN D X, PANG X Q, LI L T, et al. Gas-water distribution characteristics and genetic mechanism of the second sector of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Middle of the Western Sichuan Depression[J]. Geoscience,2010,24(6):1117-1125.

[22]吴浩,郑丽,慈建发.新场气田须二段地层水地球化学特征及其石油地质意义[J].天然气勘探与开发,2012,35(4):41-44,9.

WU H, ZHENG L, CI J F. Geochemical characteristics of formation water in Xujiahe 2 Member, Xinchang Gas field[J]. Natural Gas Exploration & Development,2012,35(4):41-44,9.

[23]刘忠群,徐士林,刘君龙,等.四川盆地川西坳陷深层致密砂岩气藏富集规律[J].天然气工业,2020,40(2):31-40.

LIU Z Q, XU S L, LIU J L, et al. Enrichment laws of deep tight sandstone gas reservoirs in the Western Sichuan Depression, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry,2020,40(2):31-40.

[24]谢刚平,朱宏权,叶素娟,等.四川盆地叠覆型致密砂岩气区地质特征与评价方法[M].北京:科学出版社,2018.

XIE G P, ZHU H Q, YE S J, et al. The Geological Characteristics of Tight Sandstone Gas Reservoirs in West Sichuan Basin[M]. Beijing: Science Press,2018.

[25]高树生,胡志明,刘华勋,等.不同岩性储层的微观孔隙特征[J].石油学报,2016,37(2):248-256.

GAO S S, HU Z M, LIU H X, et al. Microscopic pore characteristics of different lithological reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica,2016,37(2):248-256.

[26]李忠平,黎华继,冉旭,等.致密碎屑岩气藏成藏机理深化研究及开发应用——以新场气田须二段气藏为例[J].天然气工业,2013,33(4):48-51.

LI Z P, LI H J, RAN X, et al. A deep investigation into tight elastic gas pooling mechanism and its application: A case study of the 2nd member of the Xujiahe Formation gas reservoirs in the Xinchang Gas Field, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(4): 48-51.

[27] 赵爽, 雍自权. 川中充西须四段致密砂岩气田气水分布特征及成因[J]. 成都理工大学学报, 2012, 39(2): 164-169.

ZHAO S, YONG Z Q. Gas-water distribution and genesis of the tight sandstone gas field in Member 4 of Xujiahe Formation in Chongxi of Central Sichuan, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology, 2012, 39(2): 164-169.

[28] 朱如凯, 赵霞, 刘柳红, 等. 四川盆地须家河组沉积体系与有利储集层分布[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(1): 46-55.

ZHU R K, ZHAO X, LIU L H, et al. Depositional system and favorable reservoir distribution of Xujiahe Formation in Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(1): 46-55.

[29] 陈洪德, 刘磊, 林良彪, 等. 川西坳陷西部龙门山隆升时期上三叠统须家河组沉积响应[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(4): 801-815.

CHEN H D, LIU L, LIN L B, et al. Depositional responses of Xujiahe Formation to the uplifting of Longmenshan during the Late Triassic, Western Sichuan Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(4): 801-815.

[30] 邵绪鹏, 刘振峰, 刘忠群, 等. 川西坳陷新场地区须二段断缝体地震预测与地质发育模式[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(4): 1-11.

SHAO X P, LIU Z F, LIU Z Q, et al. Seismic prediction and geological development mode of fault-fracture bodies in 2nd Member of Xujiahe Formation in Xinchang area of western Sichuan Depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(4): 1-11.

[31] 黎华继, 陈兰, 刘叶, 等. 新场气田须二气藏成藏机理深化研究[J]. 天然气勘探与开发, 2015, 38(4): 37-40, 11.

LI H J, CHEN L, LIU Y, et al. reservoir-forming mechanisms of Xujiahe 2 gas reservoir, Xinchang gas field[J]. Natural and Gas Exploration & Development, 2015, 38(4): 37-40, 11.

[32] 张世华, 田军, 叶素娟, 等. 川西坳陷新场构造带须二段气藏成藏过程[J]. 天然气工业, 2019, 39(S1): 17-22.

ZHANG S H, TIAN J, YE S J, et al. Hydrocarbon accumulation processes of the gas reservoirs in the 2nd member of the Xujiahe Formation of Xinchang tectonic zone in the Western Sichuan Depression[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(S1): 17-22.

[33] 李王鹏, 刘忠群, 胡宗全, 等. 四川盆地川西坳陷新场须家河组二段致密砂岩储层裂缝发育特征及主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(4): 884-897, 1010.

LI W P, LIU Z Q, HU Z Q, et al. Characteristics of and main factors controlling the tight sandstone reservoir fractures in the 2nd member of Xujiahe Formation in Xinchang area, Western Sichuan Depression, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(4): 884-897, 1010.

[34] 刘君龙, 刘忠群, 刘振峰, 等. 四川盆地新场构造带深层须二段致密砂岩断褶裂缝体特征和地质模式[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(3): 530-540.

LIU J L, LIU Z Q, LIU Z F, et al. Geological characteristics and models of fault-fold-fracture body in deep tight sandstone of the second member of Upper Triassic Xujiahe Formation in Xinchang structural belt of Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(3): 530-540.

[35] 刘振峰, 刘忠群, 郭元岭, 等. “断缝体”概念、地质模式及其在裂缝预测中的应用——以四川盆地川西坳陷新场地区须家河组二段致密砂岩气藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(4): 973-980.

LIU Z F, LIU Z Q, GUO Y L, et al. Concept and geological model of fault-fracture reservoir and their application in seismic fracture prediction: A case study on the Xu 2 Member tight sandstone gas pool in Xinchang area, Western

Sichuan Depression in Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology,2021,42(4):973-980.

[36] 马旭杰,周文,唐瑜,等.川西新场地区须家河组二段气藏天然裂缝形成期次的确定[J].天然气工业,2013,33(8):15-19.

MA X J, ZHOU W, TANG Y, et al. Timing of natural fractures formed in the gas reservoirs of the 2nd member of Xujiahe Fm in the Xinchang area, western Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry,2013,33(8):15-19.

[37] 邓虎成,周文,周秋媚,等.新场气田须二气藏天然裂缝有效性定量表征方法及应用[J].岩石学报,2013,29(3):1087-1097.

DENG H C, ZHOU W, ZHOU Q M, et al. Quantification characterization of the valid natural fractures in the 2nd Xu Member, Xinchang gas field[J]. Acta Petrologica Sinica,2013,29(3):1087-1097.

[38] 杨克明,朱宏权,叶军,等.川西致密砂岩气藏地质特征[M].北京:科学出版社,2012.

YANG K M, ZHU H Q, YE J, et al. The Geological Characteristics of Tight Sandstone Gas Reservoirs in West Sichuan Basin[M]. Beijing: Science Press,2012.

[39] 王鹏威,陈筱,庞雄奇,等.构造裂缝对致密砂岩气成藏过程的控制作用[J].天然气地球科学,2014,25(2):185-191.

WANG P W, CHEN X, PANG X Q, et al. The controlling of structure fractures on the accumulation of tight sand gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience,2014,25(2):185-191.

[40] 王威,凡睿.四川盆地北部须家河组“断缝体”气藏特征及勘探意义[J].成都理工大学学报(自然科学版),2019,46(5):541-548.

WANG W, FAN R. Characteristics of Xujiahe Formation fault-fracture reservoirs in the northern Sichuan Basin and its exploration significance[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition),2019,46(5):541-548.

[41] 孔星星,肖佃师,蒋恕,等.联合高压压汞和核磁共振分类评价致密砂岩储层——以鄂尔多斯盆地临兴区块为例[J].天然气工业,2020,40(3):38-47.

KONG X X, XIAO D S, JIANG S, et al. Application of the combination of high-pressure mercury injection and nuclear magnetic resonance to the classification and evaluation of tight sandstone reservoirs: A case study of the Linxing Block in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry,2020,40(3):38-47.

[42] 张晓彬,于渤.基于皮尔森相关性分析和 BP 神经网络的北京城市雾霾治理对策[J].系统工程,2023,41(2):26-34.

ZHANG X B, YU B. Beijing urban haze control strategy based on Pearson correlation analysis and BP neural network[J]. Systems Engineering,2023,41(2):26-34.

[43] 谭学瑞,邓聚龙.灰色关联分析:多因素统计分析新方法[J].统计研究,1995,12(3):46-48.

TAN X R, DENG J L. Grey correlation analysis: A new method of multi-factor statistical analysis[J]. Statistical Research,1995,12(3):46-48.

Gas-water enrichment characteristics and genetic mechanism of the 2nd Member of Xujiahe Formation tight sandstone in Xinchang-Xinsheng area of Western Sichuan Depression

LI Sha^{1,2}, CHEN Dongxia^{1,2}, WANG Qiaochu^{1,2}, CHEN Yuhe^{1,2}, LIU Yali³, YUE Dali^{1,2}, QU Linbo^{1,2},
LIAO Changzhen³

(1. National Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, Beijing 102249, China; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 3. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

Abstract: The potential of tight gas resource of Xujiahe Formation in the Western Sichuan Depression is great, but the water productivity of a individual well is an important factor restricting the efficient development of the gas

reservoir of the 2nd Member of Xujiahe Formation (TX₂) generally. In view of this, this paper used logging data, drilling data, geochemical and productivity data to analyze the gas-water enrichment characteristics of tight gas reservoirs in Xinchang area of TX₂ in western Sichuan. Based on the analysis of gas-water distribution, the controlling effects of the distribution of faults, the development of fractures and heterogeneity of the reservoirs on the gas-water distributions were illustrated by the application of multiple experiments, including thin section of cast, nuclear magnetic resonance, high-pressure mercury injection. Ultimately, the genetic mechanism of gas-water in tight gas reservoirs was revealed. The results showed that: (1) There are five types of gas-water relationship in the study area, which are rich gas - rich water type, rich gas - poor water type, little gas - poor water type, poor gas - rich water type and poor gas - poor water type. The rich gas - rich water type and little gas - poor water type gas-water relations are mainly distributed in the upper shallow submember of the TX₂ along with the large-scale faults. The rich gas - rich water type and poor gas - rich water type gas-water relations are distributed in the middle submember near the fourth-grade faults which were widely developed in the study area. The poor gas - poor water type gas-water relations were mainly distributed in the lower submember and far away from the developed faults. (2) The fourth-grade faults which were active in the hydrocarbon charging periods and the two-period fractures in high degree are dominant for the accumulation of the gas and water. Furthermore, the heterogeneity disparity of the sandstone reservoir led by the disparity of the reservoir physical properties caused the differentiation between the gas and water in the lateral. The microscopic pore structures of the tight sandstone reservoirs had influences on the gas-water interaction and seepage and hence the partial gas-water distribution. (3) Gas and water enrichment is coupled by the macro control of reservoir heterogeneity and fracture reconstruction and the micro control of reservoir pore structure, and five types of fracture-sand body assemblage were divided. Among them, the tight sandstone reservoirs characterized by high porosity and permeability with the development of high-degree fractures in the fault-fracture zone is most conducive to gas enrichment, while the sandstone reservoirs characterized by low porosity and permeability in the non-fault-fracture zone is not conducive to gas and water development. The research results will provide a favorable basis for the exploration and development of tight sandstone gas reservoirs.

Key words: Tight gas reservoir; Western Sichuan Depression; Gas-water enrichment characteristics; Xujiahe Formation; Genetic mechanism

Foundation item: the National Natural Science Foundation of China (Grant No.42302141) and Research Foundation of China University of Petroleum (Beijing) (Grant No. 2462023XKBH001).