

致密气与页岩气耦合成藏机制及其定量评价

——以松辽盆地徐家围子断陷白垩系沙河子组为例

周能武^{1,2,3}, 初众^{1,2,3}, 卢双舫^{1,2,3,4}, 张鹏飞^{1,2,3}, 王民⁴, 林子智⁴, 王军杰^{1,2,3}, 姜新雨⁴,
刘阳⁵, 陈国辉^{1,2,3}, 李文鏢^{1,2,3}

[1. 东北石油大学三亚海洋油气研究院, 海南 三亚 572025; 2. 东北石油大学 多资源协同陆相页岩油绿色开采全国重点实验室, 黑龙江 大庆 163318; 3. 东北石油大学 陆相页岩油气成藏及高效开发教育部重点实验室, 黑龙江 大庆 163318; 4. 中国石油大学 (华东) 地球科学学院, 山东 青岛 266580; 5. 陕西涌鑫矿业有限责任公司, 陕西 榆林 719400]

摘要:松辽盆地徐家围子断陷深层全油气系统主要由源内白垩系沙河子组滞留成藏的页岩气、短距离运移成藏的致密气以及经断裂运移后在基底变质岩和营城组火山岩内聚集形成的气藏共同构成。此全油气系统内,致密气和页岩气并非孤立存在,常常相伴相生,互相影响,但过去多将二者单独研究,未能系统剖析二者的共生特征及其关联性。以徐家围子断陷沙河子组泥页岩和砂砾岩互层为研究对象,将滞留成藏的页岩气与短距离运移成藏的致密气视为致密层系气一起解剖。在明确致密层系中烃源岩生-排气和储层储气能力的基础上,建立“三分烃源岩”和“四分储层”的分级评价标准,考虑砂/泥比配置,通过构建数值模型来阐明不同级别源-储配置条件的致密层系中,致密气和页岩气耦合成藏时的资源量分配和分布规律,从而认识致密气和页岩气的互补或共富关系。研究结果显示:致密气和页岩气耦合成藏类型可划分为24种,其中由Ⅰ级、Ⅱ级烃源岩,Ⅰ级、Ⅱ级致密储层和低于/等于最佳砂/泥比组合形成的4种致密层系为致密气和页岩气的共富区;由Ⅰ级、Ⅱ级烃源岩,Ⅰ级、Ⅱ级致密储层和高于最佳砂/泥比组合形成的4种致密层系为页岩气富集和紧邻烃源岩致密气富集区;由Ⅰ级、Ⅱ级烃源岩,Ⅲ级、Ⅳ级致密储层和任意砂/泥比组合形成的8种致密层系为页岩气富集而致密气贫乏区;由Ⅲ级烃源岩、任意级别致密储层和砂/泥比组合的8种致密层系为页岩气和致密气共贫区。沙河子组致密气和页岩气具有整体共富、局部互补的特征,主要富集区在北部安达—宋站地区,但是二者甜点并非完全重合,建议在达深24井区和宋站区域试着进行联合开发,其余区域以致密气开发为主。

关键词:耦合成藏;全油气系统;致密气;页岩气;成藏机制;沙河子组;徐家围子断陷;松辽盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Coupled accumulation mechanisms and quantitative evaluation of tight and shale gases: A case study of the Cretaceous Shahezi Formation, Xujiaweizi Fault Depression, Songliao Basin

ZHOU Nengwu^{1,2,3}, CHU Zhong^{1,2,3}, LU Shuangfang^{1,2,3,4}, ZHANG Pengfei^{1,2,3}, WANG Min⁴, LIN Zizhi⁴,
WANG Junjie^{1,2,3}, JIANG Xinyu⁴, LIU Yang⁵, CHEN Guohui^{1,2,3}, LI Wenbiao^{1,2,3}

[1. Sanya Offshore Oil & Gas Research Institute of Northeast Petroleum University, Sanya, Hainan 572025, China; 2. State Key Laboratory of Continental Shale Oil, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China; 3. Key Laboratory of Continental Shale Hydrocarbon Accumulation and Efficient Development, Ministry of Education, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China; 4. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China; 5. Shaanxi Yongxin Mining Co., Ltd., Yulin, Shaanxi 719400, China]

Abstract: The deep whole petroleum system in the Xujiaweizi Fault Depression of the Songliao Basin consists primarily of three parts: (1) shale gas retained in the Cretaceous Shahezi Formation source rocks; (2) tight gas reservoirs formed through long-distance migration; and (3) fault-transported gas accumulations in both basement metamorphic rocks and

收稿日期:2025-04-17;修回日期:2025-07-15。

第一作者简介:周能武(1993—),男,副教授、硕士研究生导师,非常规油气地质。E-mail:nengwuzhou@163.com。

通信作者简介:卢双舫(1962—),男,教授、博士研究生导师,非常规油气地质。E-mail:lushuangfang@upc.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(42302183);海南省自然科学基金项目(424MS083)。

volcanic rocks of the Yingcheng Formation. Within this system, tight and shale gases tend to be interrelated rather than occurring independently. However, previous studies largely investigated them separately, failing to systematically analyze their paragenetic characteristics and interrelations. This study examines the stratigraphic interval consisting of shales interbedded with sandy conglomerates in the Shahezi Formation, Xujiaweizi Fault Depression. The shale gas retained and the tight gas that migrates over a short distance are analyzed together as tight sequence gas. Based on the clarification of gas generation and expulsion capabilities of source rocks and the gas storage capacity of reservoirs within the tight sequence system, we establish the three- and four-fold criteria for grading evaluation of source rocks and reservoirs, respectively. Considering the sand-to-mud ratios, we develop numerical models to elucidate the partitioning and distribution patterns of gas resources in the tight sequence system with varying source rock-reservoir configurations during the coupled reservoir formation of tight and shale gases. Accordingly, we determine the complementary or co-enrichment relationships between tight and shale gases. The results indicate that the tight sequence system containing coupled tight and shale gases can be categorized into 24 distinct types. Among these, four types featuring grade I or II source rocks, grade I or II tight reservoirs, and sand-to-mud ratios equal to or below their optimal value represent the co-enrichment areas of tight and shale gases. Four types characterized by grade I or II source rocks, grade I or II tight reservoirs, and sand-to-mud ratios exceeding their optimal value denote areas with shale gas enrichment, and tight gas enrichment immediately adjacent to source rocks. Eight types exhibiting grade I or II source rocks, grade III or IV reservoirs, and any sand-to-mud ratios represent areas enriched in shale gas enrichment but depleted in tight gas. The remaining eight types featuring grade III source rocks, any grades of reservoirs, and any sand-to-mud ratios represent the co-depletion areas of tight and shale gases. Generally, the Shahezi Formation exhibits overall co-enrichment, together with local occurrences of complementation. Major co-enrichment areas are located in the Anda-Songzhan area in the north. However, the sweet spots of the two gases do not completely overlap in these areas. It is recommended that joint exploitation of both gases should be attempted in well block Dashen-24 and the Songzhan area, while highlighting tight gas recovery in other areas.

Key words: coupled reservoir formation, whole petroleum system, tight gas, shale gas, accumulation mechanism, Shahezi Formation, Xujiaweizi Fault Depression, Songliao Basin

引用格式:周能武,初众,卢双舫,等. 致密气与页岩气耦合成藏机制及其定量评价——以松辽盆地徐家围子断陷白垩系沙河子组为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1200–1214. DOI: 10. 11743/ogg20250412.

ZHOU Nengwu, CHU Zhong, LU Shuangfang, et al. Coupled accumulation mechanisms and quantitative evaluation of tight and shale gases: A case study of the Cretaceous Shahezi Formation, Xujiaweizi Fault Depression, Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1200–1214. DOI: 10. 11743/ogg20250412.

中国学者贾承造院士在2017年提出了全油气系统(whole petroleum system)的概念模型,并指出:“全油气系统全面概括描述了含油气盆地内部的全部油气资源,包括常规油气资源和非常规油气资源的生成、运移、聚集保存和富集分布的规律,统一传统常规和新兴非常规油气地质学”^[1–6]。全油气系统研究包括烃类生成演化全过程、常规油气运移成藏及调整破坏、非常规油气原地成藏/运移成藏及其调整以及统一的常规与非常规油气分布富集规律等^[5]。对于常规油气藏,其往往在“生-储-盖-运-圈-保”六要素的作用下,在空间上相对独立聚集,并具有统一的油-水界面和经济效益;而对于非常规油气藏,常见滞留成藏的页岩油气和充注成藏的致密油气,往往是在原地或者就近富集,没有统一的油-水界面,须经压裂改造方能获得经济效益^[7]。

松辽盆地徐家围子断陷沙河子组砂砾岩普遍含气,气藏具有“广覆生烃、弥漫运移、近源成藏”的特点^[8–14]。气-源对比结果显示,沙河子组烃源岩为徐家围子断陷深层气藏的主要来源,不仅为沙河子组致密砂砾岩气藏的形成提供了丰富的天然气,也为营城组火山岩气藏和火石岭组致密砂砾岩气藏,甚至基底变质岩气藏的形成提供了丰富的天然气^[15]。从全油气系统视角来看,理清沙河子组烃源岩烃类生成演化全过程、页岩气滞留成藏和致密砂砾岩气充注成藏的演化过程,以及由沙河子组烃源岩供烃形成的营城组火山岩气藏、火石岭组致密砂砾岩气藏和基底变质岩气藏的成藏演化过程及其各类型气藏之间的耦合关系,有助于全方位评价松辽盆地徐家围子断陷深层全油气系统及有序分布格局。鉴于徐家围子断陷沙河子组源

内天然气成藏过程会制约源外多类型气藏供烃需求,需优先厘清沙河子组内部致密砂砾岩气与页岩气的耦合成藏机制,明确二者在烃类滞留-充注过程中的物质交换与空间配置关系,从而为揭示全油气系统多类型气藏协同演化规律奠定基础。

事实上,国内外学者针对页岩气和致密气已经开展了大量的研究工作,并深入探讨了页岩气的赋存状态、含气性和滞留机理,以及致密气的形成条件、气-水分布、产出规律和富集控制因素等,这些研究成果为页岩气和致密气的勘探开发提供了坚实的科学基础^[13-18]。普遍观点认为,从宏观层面来看,生气能力、储集条件和保存条件是决定页岩气富集的关键因素^[19-21]。而在微观层面,页岩气以游离态、吸附态和溶解态等多种形态存在于页岩储层之中^[22-28],并受到温度、压力、矿物组成和含水率等因素的影响^[29-32]。对于致密气而言,气源规模的宏大、储集体的充分发育以及二者之间大面积的紧密接触是实现规模化聚集的有利条件^[33]。充注压差、充注气量、储层物性、孔隙结构和充注时间等因素也会对致密气的含气性及其含气层厚度产生影响^[34]。整体来看,不论是页岩气的滞留成藏过程还是致密气的充注成藏过程均受烃源岩条件、储层条件以及二者时-空匹配及耦合制约,二者不仅决定着致密气和页岩气各自的分布,也影响着整体气藏的分布格局。烃源岩中生成的油气在近距离充注进致密储层中形成致密油气藏时,其自身通常也会滞留大量油气形成页岩油气藏,这就意味着致密油气和页岩油气并非独立成藏,而是相伴相生。然而,以往的研究多是将致密气和页岩气成藏分别进行研究,割裂了成藏要素之间的匹配和耦合,忽视了不同气藏形成过程中彼此之间的影响,难以认识到两者的互补或共富关系;且对致密气和页岩气成藏研究多是以定性描述或统计研究为主,缺少对致密气或页岩气成藏过程的定量研究,使得对油气成藏机理认识不够深入。对于发育规模大、延伸稳定的海相页岩、陆相大型坳陷和克拉通盆地砂岩而言,如果成藏条件合适,单独的页岩油气或致密油气就具有效益开发规模。然而,对于相变快且规模小的陆相(尤其是陆相断陷)致密油气和页岩油气,单独的致密油气或者页岩油气开发在局部井区可能会实现突破,但往往受限于规模,效益开发难。在已经实现效益开发的致密油气区和页岩油气区,若将致密油气和页岩油气综合评价,立体布局勘探开发,有望降低开发成本,提升规模效益;而在未实现效益开发的致密油气区和页岩油气区更能实现效益开发。

徐家围子断陷沙河子组天然气勘探实践显示,北

部安达地区储层普遍含气,其中沙河子组四段是气藏分布相对集中层段,而沙河子组二段和三段局部分布气层,普遍为差气层和干层,不发育水层或气-水层。与安达-宋站地区储层普遍含气的特征相比,徐东和徐西地区的气藏分布有限,仅在局部层段分布气藏,整体以干层和差气层为主^[34]。虽然对徐家围子断陷沙河子组致密砂砾岩气-水分布和产出特征有了初步了解,但仍存在以下关键科学问题制约深部天然气勘探:①作为为徐家围子断陷深部气藏提供了丰富气源的厚度大、成熟度演化程度高的烃源岩,其页岩气有没有潜力,潜力有多大?②在这种频繁交替的砂-泥岩互层地层中,致密气优势成藏区带的空间展布规律如何?页岩气生成-滞留过程如何制约致密气的成藏过程及气-水分布?③源内(包括沙河子组页岩气和致密气)天然气成藏过程对源外气藏的潜在影响有哪些?这些问题对研究区天然气的整体勘探开发都有重要的意义。

因此,本文以徐家围子断陷沙河子组泥页岩-砂砾岩互层地层为研究对象,将滞留成藏的页岩气与短距离运移成藏的致密气视为致密层系气一起解剖。基于全油气系统理论框架,通过烃源岩有机地球化学分析和储层表征实验(物性、孔隙结构和矿物组成等),结合生烃动力学与物质平衡理论,系统量化致密层系中烃源岩的生-排烃能力及储层容烃能力;在此基础上,基于总有机碳含量(TOC)与排烃效率拐点关系建立的烃源岩分级评价标准,按孔隙度-渗透率差异关系建立的储层分级评价标准,并构建数值模型模拟不同源-储配置条件下致密气与页岩气的耦合成藏时的资源量分配和分布规律,认识致密气和页岩气的互补或共富关系,指导徐家围子断陷沙河子组天然气的勘探,进而为松辽盆地徐家围子断陷深层全油气系统的理论和实践研究奠定基础。

1 研究区地质背景

松辽盆地北部深层划分了西部斜坡区、西部断陷区、北部斜坡区、东北断隆区、东南断陷区、东南断隆区和中央断隆区7个一级构造单元。徐家围子断陷是盆地北部东南断陷区的一个二级构造单元,也是深层断陷群中面积最大的次级断陷,面积达5 350 km²(图1a)。依据深层地层结构、构造特征和火山岩发育情况,徐家围子断陷构造演化过程可分为热隆张裂阶段、裂陷阶段、拗陷阶段和萎缩阶段。在多期拉张和构造挤压作用下,徐家围子断陷平面上分割性强、构造形态多样,断陷构造格局主要受2期断裂带控制:①徐西断裂带,

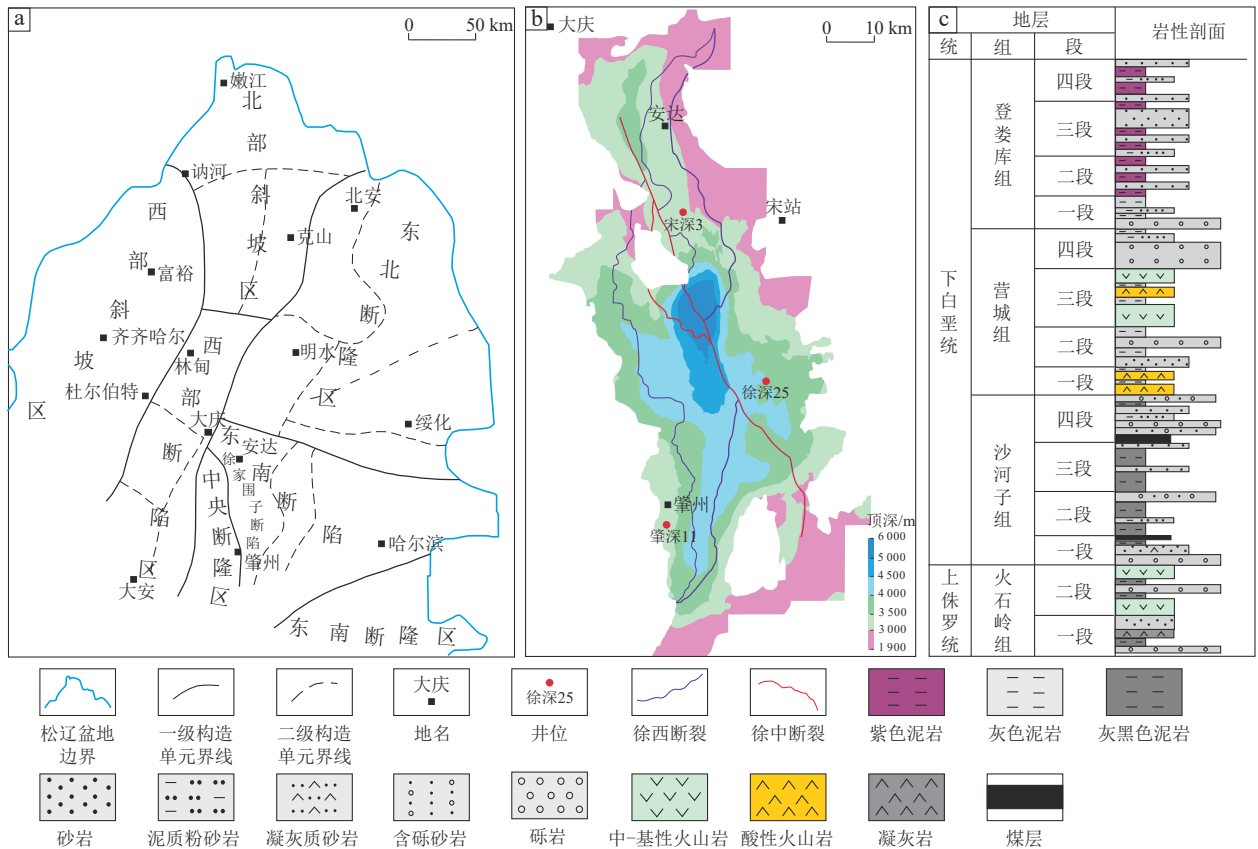


图1 松辽盆地徐家围子断陷基本区域地质情况

Fig. 1 Basic geology of the Xujiaweizi Fault Depression, Songliao Basin

a. 松辽盆地深层断陷构造分布^[35]; b. 沙河子组顶界面及主要断裂分布; c. 上侏罗统-下白垩统柱状图

分布于断陷西侧,被徐中断层错断,断裂带南段总体走向为N向—NW向,延伸长度79.0 km,北段总体走向近N向,延伸长度55.6 km。该断裂带形成于火石岭初期,在沙河子组沉积时期发育规模最大,至营城组沉积时期逐渐衰退,控制了徐家围子断陷的形成、发展和消亡。②徐中-徐东断裂带,发育于断陷中部和东部,走向为N向—NE向,贯穿整个徐家围子断陷中部,延伸长度达119.2 km。该期断裂的大规模活动始于沙河子组沉积末期,强烈的构造运动导致营城组三段火山大面积喷发,尤其在徐东地区多个火山口强烈喷发,存在多个火山局部构造(图1b)。

徐家围子断陷沉积了上侏罗统和下白垩统,自下而上分为火石岭组、沙河子组、营城组和登娄库组(图1c)。本次研究目标层段为沙河子组,其沉积时期,断陷边部广泛发育扇三角洲、辫状河三角洲和湖相沉积,岩性以砂砾岩和泥页岩为主,局部夹有少量火山岩。沙河子组从下到上共分为SQ1, SQ2, SQ3和SQ4共4个层序。其中,沙河子组二段(对应层序SQ2)和三段(SQ3)为烃源岩(暗色泥页岩和煤层)主要分布层位;沙河子组一段(SQ1)和四段(SQ4)主要沉积砂砾岩,是致

密砂砾岩气主要产层(图1c)。近年来钻井结果显示,沙河子组埋深普遍在3 200~4 200 m,最深可达4 500 m,最浅处在宋站地区埋深2 500 m左右;但地震结果显示徐家围子断陷中心沙河子组埋深可达6 000 m。

2 致密层系气的源-储条件评价

2.1 气源条件与分级评价

徐家围子断陷沙河子组发育暗色泥岩和煤层两类烃源岩,暗色泥岩在全区发育,厚度普遍超过200 m,最大超过800 m;煤层主要分布在宋站地区,厚度普遍大于30 m,最厚可达100 m(图2)。有机地球化学参数统计结果显示,泥岩TOC为0.33%~6.24%,主要分布在0.50%~1.50%,平均值为1.43%;煤层TOC普遍大于10.00%,主要分布在35.00%~84.44%,平均值为44.80%。热解结果显示,生烃潜量(S_1+S_2 ,游离烃含量+裂解烃含量)为0.16~5.94 mg/g,多小于1.00 mg/g;最高热解峰温(T_{max})为486~535 °C,普遍大于530 °C。镜检结果显示干酪根类型以Ⅲ型占绝对主导,少量Ⅱ

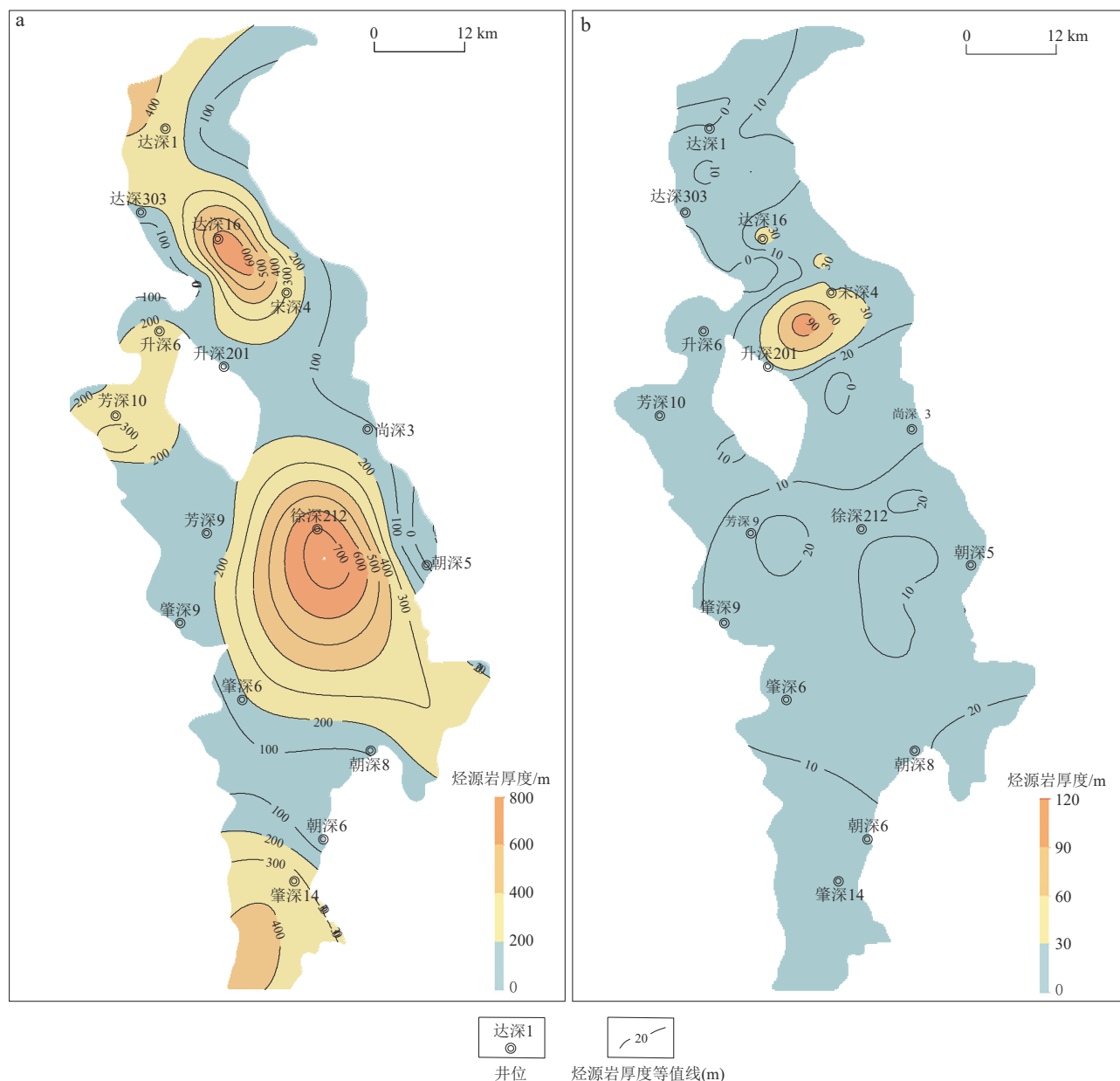


图2 徐家围子断陷沙河子组烃源岩厚度等值线分布

Fig. 2 Isopach maps of source rocks in the Shahezi Formation, Xujiaweizi Fault Depression

a. 泥页岩; b. 煤层

型。成熟度(镜质体反射率 R_o)为1.27%~3.56%,处于高-过成熟演化阶段(图3)。气-源对比和生气评价结果显示,沙河子组烃源岩为徐家围子断陷深层气藏主要来源,生气强度普遍高于 $50 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,局部地区生气强度可达 $200 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,具有形成大规模气区的潜力,其中泥页岩贡献占比达70%^[36-38]。

并非所有烃源岩都会对致密气成藏做出贡献,只有生成并排出气、且充注进致密储层的烃源岩才会对致密气成藏有贡献。以往研究中,烃源岩排烃能力一般根据生烃势指数法确定^[37-41],但沙河子组烃源岩生烃潜力值过低,生烃势指数法并不能用来确定烃源岩

排烃门限。因此,本文采用生气量减去滞留气量的物质平衡法来确定泥页岩排气能力。烃源岩生气量通过生烃热模拟实验结合生烃动力学理论进行确定;而滞留气量主要包括游离气量和吸附气量,前者采用气体状态方程估算^[42-43],后者通过甲烷吸附实验并结合吸附势理论完成计算(具体的原理和计算过程见文献[44]),建立的适用于沙河子组的泥页岩吸附气量评价方程见公式(1):

$$Q_{\text{吸附}} = 0.67e^{-[(\varepsilon - 5950)/9383]^2} \text{TOC} \times 100 + 0.69e^{-[(\varepsilon - 4453)/7335]^2} \quad (1)$$

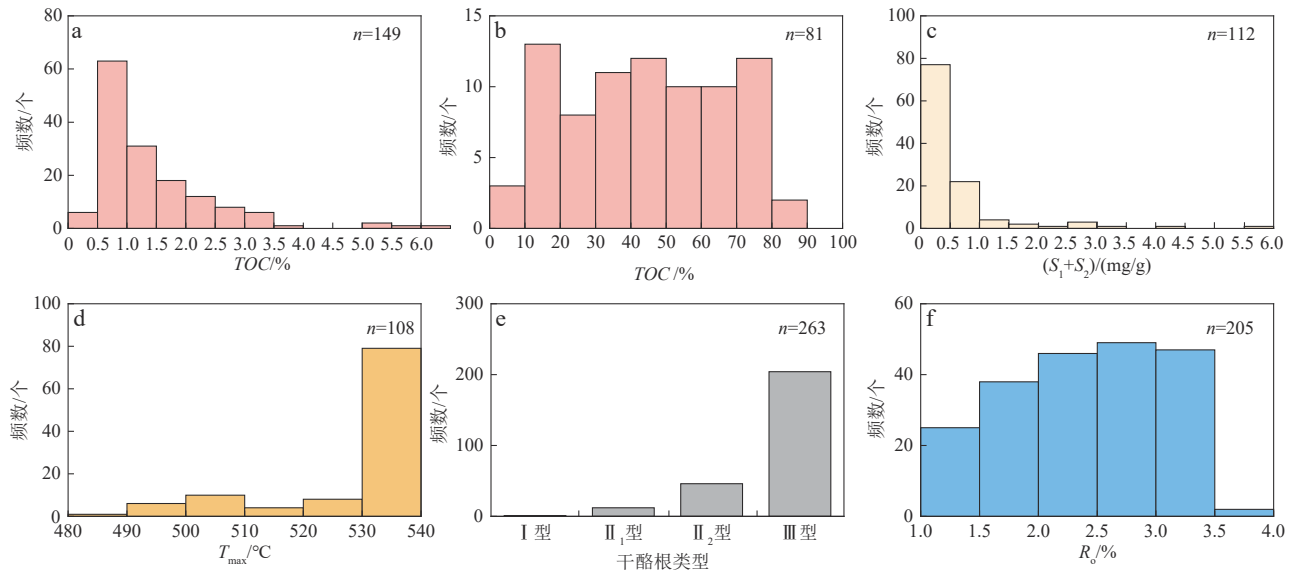


图3 徐家围子断陷沙河子组烃源岩有机地化特征频数分布直方图

Fig. 3 Geochemical characteristics of source rocks in the Shahezi Formation, Xujiaweizi Fault Depression

a. 泥页岩 TOC; b. 煤层 TOC; c. 泥页岩 S_1+S_2 ; d. 泥页岩 T_{max} ; e. 泥页岩+煤层干酪根类型分布柱状图; f. 泥页岩+煤层 R_o

[n 为样本个数; TOC 为总有机碳含量; S_1+S_2 为游离烃含量 + 裂解烃含量, 即生烃潜量; T_{max} 为最高热解峰温; R_o 为镜质体反射率。]

式中: $Q_{\text{吸附}}$ 为吸附气量, cm^3/g ; ε 为吸附势能, J; TOC 为总有机碳含量, %。

依据物质平衡原理, 建立沙河子组烃源岩排烃效率与 TOC 关系图版, 结果显示排烃效率随着 TOC 的增大呈现典型三分性特征(图4)。当 $\text{TOC} \leq 0.6\%$ 时, 单位岩石排烃效率为 0, 意味着此类烃源岩不会对致密气成藏做出贡献, 可定义此类烃源岩为无效(Ⅲ级)烃源岩; 当 TOC 为 $0.6\% \sim 1.8\%$ 时, 单位岩石排烃效率快速增加, 定义此类烃源岩为有效(Ⅱ级)烃源岩; 当 $\text{TOC} > 1.8\%$ 时, 单位岩石排烃效率维持在高值, 且基本不在变化(变化幅度 $< 1\%$), 定义此类烃源岩为优质(Ⅰ级)烃源岩(表1)。

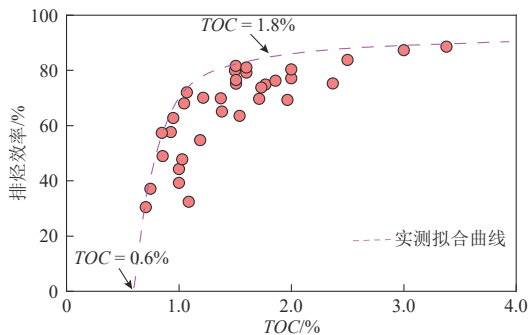


图4 徐家围子断陷沙河子组烃源岩排烃效率与总有机碳含量 (TOC) 关系图版

Fig. 4 Hydrocarbon expulsion efficiency varying with the TOC content in the Shahezi Formation, Xujiaweizi Fault Depression

表1 徐家围子断陷沙河子组致密气有效烃源岩下限及分级评价标准

Table 1 Limits and grading evaluation criteria for lower tight gas source rocks from the Shahezi Formation, Xujiaweizi Fault Depression

储集层分级	TOC/%	排烃效率	成储界限
Ⅰ级烃源岩	> 1.8	基本不再变化	优质烃源岩下限
Ⅱ级烃源岩	$0.6 \sim 1.8$	随 TOC 的增大逐渐增加	有效烃源岩下限
Ⅲ级烃源岩	≤ 0.6	0	—

注: “—”表示无统计意义。TOC 为总有机碳含量。

2.2 储层条件及分级评价

氦气孔隙度和渗透率测试结果显示徐家围子断陷沙河子组砂砾岩储层物性较差, 属于典型的致密储层。孔隙度为 $1.10\% \sim 9.36\%$, 平均值为 5.41% , 主要分布在 $2.00\% \sim 8.00\%$ 。渗透率值为 $(1.600 \times 10^{-5} \sim 0.270) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均值为 $0.023 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 主要分布在 $(0.001 \sim 0.100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。不同地区孔隙度统计结果显示, 在徐家围子断陷, 安达—宋站地区砂砾岩储层平均孔隙度最高, 其次为徐西地区和徐东地区, 肇州地区储层平均孔隙度最低。从层序来看, SQ4 砂砾岩储层的平均孔隙度最高, 其次为 SQ2, 而 SQ1 和 SQ3 砂砾岩储层的平均孔隙度相对较低(图5)。

通过利用水膜厚度法、充注动力法、试气产能法和力学平衡法等来厘定物性理论下限、物性成藏下限、物

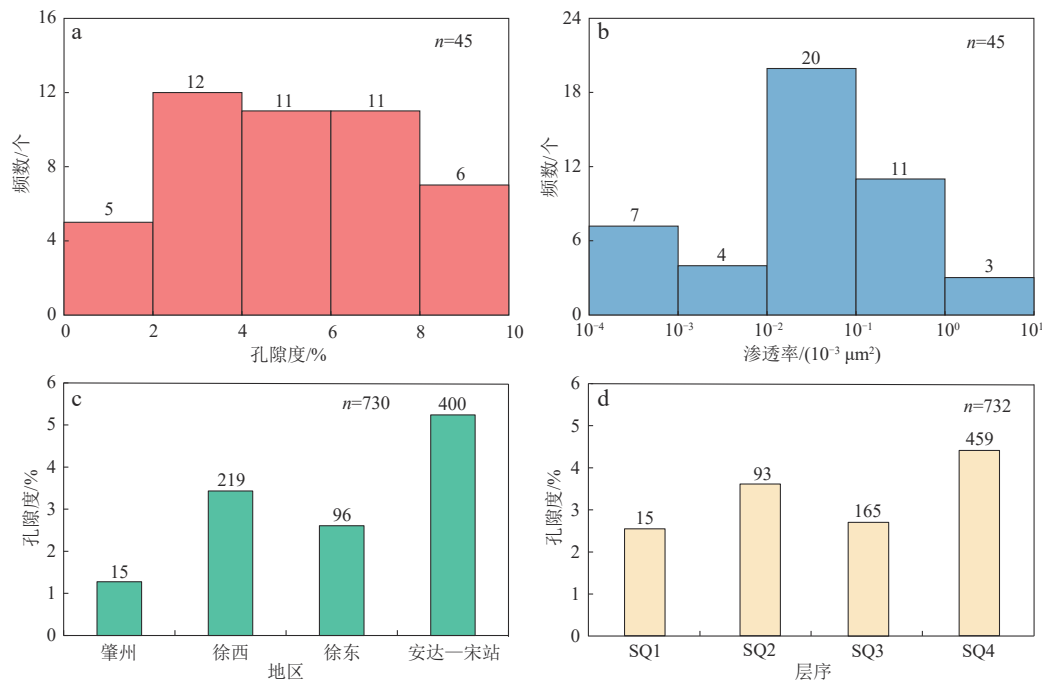


图5 徐家围子断陷沙河子组砂砾岩储层物性分布特征

Fig. 5 Histograms showing the physical properties of sandy conglomerate reservoirs in the Shahezi Formation, Xujiaweizi Fault Depression
a. 孔隙度频数分布直方图; b. 渗透率频数分布直方图; c. 不同地区孔隙度分布柱状图; d. 不同层序孔隙度分布柱状图
(n为样本个数。)

性有效渗流下限和致密岩石物性上限,结合对孔喉结构聚类分析建立的储层分级评价标准的分析^[44-45],可将沙河子组致密储层分为4级(表2)。致密储层与常规储层的分级界限对应物性上限,这意味着如果研究区储层物性普遍高于物性上限,则天然气为常规气藏,勘探时需要寻找圈闭,而不是储层甜点;Ⅱ级致密储层和Ⅲ级致密储层分级界限对应有有效渗流下限,意味着在目前技术手段下,Ⅱ级致密及以上级别的储层中天然气能够渗流出来,可能具有商业价值;而Ⅲ级致密储层和Ⅳ级致密储层的界限对应成藏下限,意味着Ⅲ级储层含天然气,但目前还开采不出来,是潜在资源区块。

3 页岩气和致密气耦合成藏机理及甜点评价

3.1 致密层系气耦合成藏机理

当泥页岩和砂砾岩储层都具有一定规模时,则需要对致密气和页岩气的耦合成藏进行研究,认识致密气和页岩气的共富和互补关系,寻找致密层系气的甜点。理论上,在泥页岩生气量只能满足泥页岩储层容气能力时,无论砂砾岩储层条件好坏,致密砂砾岩气藏都不会形成,致密层系中只有页岩气可能具有勘探潜

表2 徐家围子断陷沙河子组致密气储层成储参数界限及分级评价标准

Table 2 The formation parameters thresholds and grading evaluation criteria for tight gas reservoirs in the Shahezi Formation, Xujiaweizi Fault Depression				
储层分级	平均孔隙半径/μm	孔隙度/%	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	成储界限
常规储层	> 0.400	> 9.0	> 0.100 00	物性上限
Ⅰ级致密储层	0.100 ~ 0.400	8.0 ~ 9.0	0.010 00 ~ 0.100 00	
Ⅱ级致密储层	0.025 ~ 0.100	5.0 ~ 8.0	0.001 00 ~ 0.010 00	有效渗流下限
Ⅲ级致密储层	0.010 ~ 0.025	3.5 ~ 5.0	0.000 20 ~ 0.001 00	
Ⅳ级致密储层	0.004 ~ 0.010	2.0 ~ 3.5	0.000 05 ~ 0.000 20	成藏下限
非储层	≤ 0.004	≤ 2.0	≤ 0.000 05	理论下限

力。泥页岩规模大、储层质量好时,形成致密气贫乏、页岩气富集的致密层系气;泥页岩规模小、储层质量差时,形成页岩气和致密气共贫的致密层系气。在泥页岩生气量满足页岩储层容气能力后,依据排气量以及泥页岩和砂砾岩储层的物性差异,可能形成以下6种类型的致密层系气:①泥页岩和砂砾岩储层物性都差,形成页岩气和致密气共贫的致密层系气;②泥页岩储层物性好而砂砾岩储层物性差,形成页岩气富集而致密气贫乏的互补型致密层系气;③泥页岩储层物性差而砂砾岩储层物性好,排气量不能完全驱替砂砾岩储层中可动水,形成页岩气贫乏而临近源-储界面致密气富集的互补型致密层系气;④泥页岩储层物性差而砂砾岩储层物性好,排气量能完全驱替砂砾岩储层中的可动水,形成页岩气贫乏而致密气富集的互补型致密层系气;⑤泥页岩储层物性好且砂砾岩储层物性好,排气量不能完全驱替砂砾岩储层中的可动水,形成页岩气富集且临近源-储界面致密气富集的共富型致密层系气;⑥泥页岩储层物性好且砂砾岩储层物性好,排气量能完全驱替砂砾岩储层中的可动水时,形成页岩气和致密气共富型致密层系气。

假设厚度为 H_1 (cm)的泥页岩在满足自身天然气富集的基础上,单位质量烃源岩排气量为 V_g (cm³/g),则排出气体的物质的量 n (mol)为:

$$n = \frac{V_g p_{\text{标}}}{RT_{\text{标}}} H_1 S_{\text{烃}} \rho_{\text{泥页岩}} \quad (2)$$

式中: $p_{\text{标}}$ 为标准状态压力,取101.325 kPa; $T_{\text{标}}$ 为标准状态温度,取273.15 K; R 为气体常数,无量纲; $S_{\text{烃}}$ 为烃源岩面积,cm²; $\rho_{\text{泥页岩}}$ 为泥页岩岩石密度,取2.6 g/cm³。

当烃源岩排气量刚好能够充注进致密砂砾岩中形成不含游离水的致密气藏时,对应的砂砾岩厚度为 H_2 (cm),则依据物质平衡原理:

$$n = \frac{p_0}{ZRT_0} H_2 S_{\text{储}} \Phi_{\text{fw}} \quad (3)$$

式中: p_0 为地层压力,MPa; T_0 为地层温度,K; Z 为气体压缩系数,无量纲; $S_{\text{储}}$ 为储层面积,cm²; Φ_{fw} 为致密砂砾岩储层的游离水孔隙度,%。

依据公式(2)和公式(3)可得:

$$\alpha = \frac{H_2}{H_1} = \frac{p_{\text{标}} Z T_0 V_g \rho_{\text{泥页岩}}}{T_{\text{标}} p_0 \Phi_{\text{fw}}} \quad (4)$$

式中: α 为砂/泥比(砂岩/泥岩厚度比值),无量纲;取储层面积等于烃源岩面积,即 $S_{\text{储}}=S_{\text{烃}}$ 。定义致密气和页岩气共富耦合成藏时的最佳砂/泥比为 α_0 。当致密层系中 $\alpha > \alpha_0$ 时,烃源岩排气量只能驱替厚度等于 α_0 倍烃源岩厚度($\alpha_0 H_1$)的砂砾岩储层中的可动水形成致密气藏;当致密层系中 $\alpha \leq \alpha_0$ 时,烃源岩排出的天然气能把砂砾岩储层中的游离水全部驱替出去,形成致密气藏。

公式(4)中需要确定2个关键参数:烃源岩排气量和砂砾岩储层游离水孔隙度。其中,烃源岩排气量通过TOC与排气量关系图版确定(图6a),而砂砾岩储层游离水孔隙度通过离心-核磁实验测试结果的储层孔隙度与游离水孔隙度关系图版确定^[32](图6b)。

徐家围子断陷沙河子组泥页岩TOC普遍小于4.0%,砂砾岩储层孔隙度小于10%,利用公式(4)分别计算出不同泥页岩TOC和砂砾岩储层不同孔隙度条件下源-储匹配最佳砂/泥比(图7)。依据建立的致密气烃源岩分级评价标准(三分性)和致密气储层分级评价标准(四分性)以及是否高于最佳砂/泥比(二分性)源-储配置关系特征,将徐家围子断陷沙河子组致密层系气耦合成藏类型分为24种类型。

有效烃源岩下限结果显示沙河子组烃源岩TOC > 0.6%才会排出天然气,因此,烃源岩TOC ≤ 0.6%对应的8种致密层系中致密砂砾气藏气源条件不好。同时,TOC低,页岩含气量也不高。储层有效渗流下限显

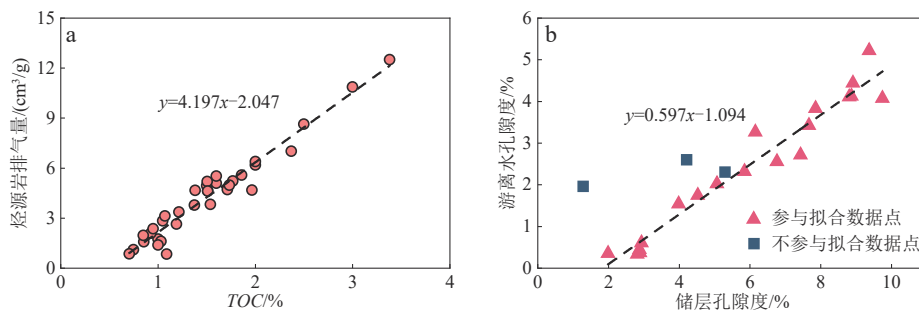


图6 徐家围子断陷沙河子组最佳砂/泥比计算中关键参数确定图版

Fig. 6 Cross plots for determining the critical parameters of optimal sand-to-mud ratio calculation in the Shahezi Formation, Xujiaweizi Fault Depression

a. TOC vs. 烃源岩排气量; b. 储层孔隙度 vs. 游离水孔隙度
(TOC为总有机碳含量。)

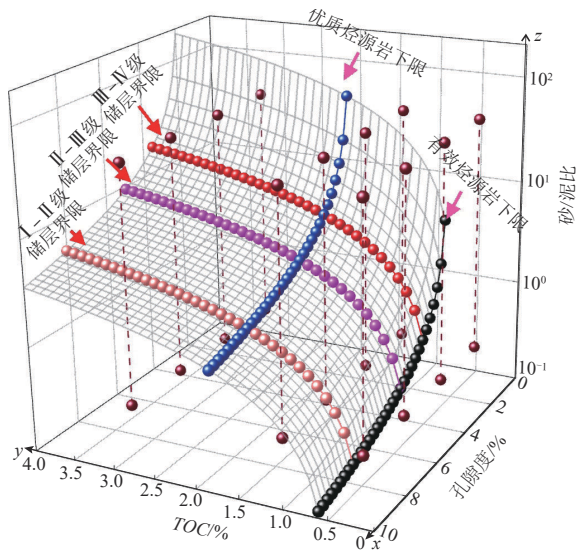


图7 徐家围子断陷沙河子组致密层系气耦合成藏的烃源岩条件、储层条件和源-储耦合匹配三维图

Fig. 7 Three-dimensional plot of source rock TOC, reservoir porosity, and source rock-reservoir configurations for the coupled reservoir formation of tight sequence gas in the Shahezi Formation, Xujiaweizi Fault Depression
TOC: 总有机碳含量

示砂砾岩储层孔隙度 $\leq 5\%$,致密气可能成藏,但无法有效渗流,现今条件下致密气开发潜力有限。除去以上2种情况下形成的致密层系,I级、II级烃源岩,I级、II级致密储层以及任意砂/泥比组合的8种致密层系气藏中致密气和页岩气才有存在共富的可能,是致密层系气勘探重点(表3)。

在I级烃源岩($TOC > 1.8\%$)和I级储层(孔隙度 $> 8\%$)组合形成的致密层系气藏中,最佳砂/泥比计算值为1.47~4.83。①当砂/泥比低于或等于该值时,形成页岩气和致密气共富成藏的致密层系气。泥页岩TOC高,页岩气富集;致密砂砾岩储层孔隙度高,

含气孔隙度大,开发时不产水。当砂/泥比低到泥页岩层系范畴(砂砾岩厚度累计不超过储层厚度的30%)时,其中夹杂的砂砾岩储层通常也被定义为页岩气有利夹层。②当砂/泥比高于该值时,排出的天然气会在靠近源-储界面的致密砂砾岩中形成纯气层,而在远离源-储界面的致密砂砾岩中形成气-水层,该类致密层系气中页岩气和紧邻泥页岩的致密气共富成藏。泥页岩TOC高,页岩气富集;靠近烃源岩的致密砂砾岩含气孔隙度高,但远离页岩层段的致密砂砾岩含气孔隙度随充注厚度逐渐降低,且含游离水。如果对致密砂砾岩储层整段进行压裂处理,则该层致密气藏产水。

在I级烃源岩($TOC > 1.8\%$)和II级储层($5\% < \text{孔隙度} \leq 8\%$)组合形成的致密层系气藏中,最佳砂/泥比计算值为1.94~9.41。①当砂/泥比低于或等于该值时,形成致密气和页岩气共富的致密层系气藏。与I级烃源岩-I级储层组合形成的致密层系气藏相比,该组合致密气单位厚度可容纳气量少,因此开采时单位厚度产气量比第一种低,但产液中同样不含水。②当砂/泥比高于该值时,天然气在靠近源-储界面的致密岩石中形成气层,整体形成页岩气富集和紧邻页岩致密气富集的致密层系气藏。该类源-储组合形成的致密层系气藏中致密气层厚度大,但含气孔隙度低,因此开发时压裂成本高,单位厚度产气量低,且产液中含水。

在II级烃源岩($0.6\% < TOC \leq 1.8\%$)和I级储层(孔隙度 $> 8\%$)组合的致密层系气藏中,最佳砂/泥比计算值为0.11~1.74。①当砂/泥比低于或等于该值时,形成致密气和页岩气共富的致密层系气藏。与I级烃源岩-I级储层组合的致密层系气藏相比,由于烃源岩条件差,页岩气含气性差;致密气单位厚度可容纳气量相似,但气层厚度薄。致密层系气在开发过程中,产液中不含水。②当砂/泥比高于该值时,形成页岩气富集

表3 徐家围子断陷沙河子组致密层系气共富耦合成藏特征

Table 3 Coupled reservoir formation characteristics of co-enrichment of tight-sequence gases in the Shahezi Formation, Xujiaweizi Fault Depression

气藏类型 编号	烃源岩 级别	储层级别	是否低于或 等于最佳砂/泥比	致密气和页岩气耦合关系	致密气藏特点
1	I级	I级	是	致密气和页岩气共富区	含气孔隙度高,气层厚度大,不产水
2	I级	I级	否	页岩气富集和紧邻烃源岩致密气富集区	含气孔隙度高,气层厚度大,产水
3	I级	II级	是	致密气和页岩气共富区	含气孔隙度低,气层厚度大,不产水
4	I级	II级	否	页岩气富集和紧邻烃源岩致密气富集区	含气孔隙度低,气层厚度大,产水
5	II级	I级	是	致密气和页岩气共富区	含气孔隙度高,气层厚度小,不产水
6	II级	I级	否	页岩气富集和紧邻烃源岩致密气富集区	含气孔隙度高,气层厚度小,产水
7	II级	II级	是	致密气和页岩气共富区	含气孔隙度高,气层厚度小,不产水
8	II级	II级	否	页岩气富集和紧邻烃源岩致密气富集区	含气孔隙度高,气层厚度小,产水

与紧邻页岩的致密气富集的致密层系气藏,其中致密气藏厚度薄,且含游离水,开发过程中产液中含水。

当Ⅱ级烃源岩($0.6\% < TOC \leq 1.8\%$)和Ⅱ级储层($5\% < \text{孔隙度} \leq 8\%$)的源-储组合致密层系时,最佳砂/泥比计算值为 $0.15 \sim 3.12$ 。①当砂/泥比低于或等于该值时,形成致密气和页岩气共富的致密层系气藏。该类致密层系气藏中砂砾岩单位厚度储层可容纳气量与Ⅰ级烃源岩-Ⅱ级储层组合类型的致密层系气藏相似,但气藏厚度更薄,与Ⅱ级烃源岩-Ⅰ级储层组合类型的致密层系气藏相比也更高,但气藏含气孔隙度低。②当砂/泥比高于该值时,形成页岩气与紧邻页岩的致密气富集的致密层系气藏,但气藏厚度薄,且含水,因此开发时压裂成本高,单位厚度产气量低,且产液中含水(图8)。

3.2 致密层系气甜点评价

图9展示了徐家围子断陷北部宋站地区宋深3井、中部徐东地区徐深25井和南部肇州地区肇深14井的致密层系气评价单井图,结果分析如下。

3.2.1 北部宋站地区宋深3井

宋深3井沙河子组整体为泥页岩夹砂岩的砂-泥互层型致密层系,其中泥页岩累计厚度可达400 m。含

气性评价结果显示其总含气量平均值为 $1.568 \text{ cm}^3/\text{g}$,吸附气量平均值为 $0.205 \text{ cm}^3/\text{g}$,游离气量平均值为 $1.423 \text{ cm}^3/\text{g}$,垂向上含气量分布较为均匀。相比之下,砂砾岩储层累计厚度只有150 m,但储层的分级评价结果显示砂砾岩以Ⅰ级和Ⅱ级致密储层为主,由于烃源岩条件较好,这些砂砾岩也能成为天然气富集的优势层位,砂砾岩储层甜点厚度等于Ⅰ级和Ⅱ级致密储层厚度。从页岩气和致密气耦合成藏结果上看,宋深3井砂-泥互层型致密层系气整体为共富耦合成藏,对应图8中第1种共富耦合成藏模式。此外,气测全烃结果也显示宋深3井沙河子组从上到下全烃信号值均高于基线,指示整个层段天然气均有富集的可能。对于这种共富耦合成藏的致密层系气,后期的开发过程中应考虑整段压裂,一起开发。

3.2.2 中部徐东地区徐深25井

与宋深3井相比,中部徐深25井沙河子组层厚较薄,整体钻遇厚度为300 m左右,其中泥页岩占主导,累计厚度占钻遇沙河子组层厚的2/3。含气性评价结果显示泥页岩总含气量为 $0.160 \sim 4.340 \text{ cm}^3/\text{g}$,大部分层段总含气量在 $1.500 \text{ cm}^3/\text{g}$ 以下;其中,吸附气含量为 $0.040 \sim 1.380 \text{ cm}^3/\text{g}$ 、平均值为 $0.160 \text{ cm}^3/\text{g}$,游离气含量介于 $0.014 \sim 3.080 \text{ cm}^3/\text{g}$ 、平均值为 $1.520 \text{ cm}^3/\text{g}$ 。从

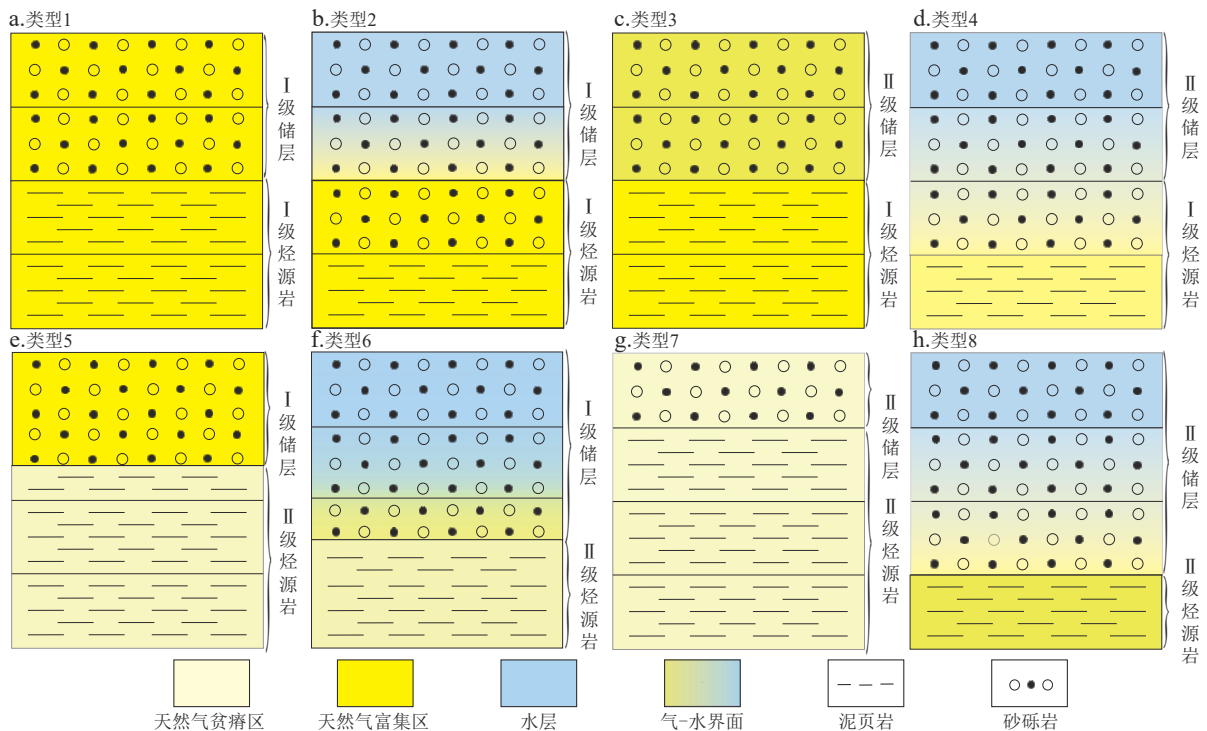


图8 徐家围子断陷沙河子组致密层系气8种耦合成藏模式

Fig. 8 Eight models of coupled reservoir formation of tight-sequence gases in the Shahezi Formation, Xujiaweizi Fault Depression

(类型1—8分别对应表3中的气藏类型编号。)

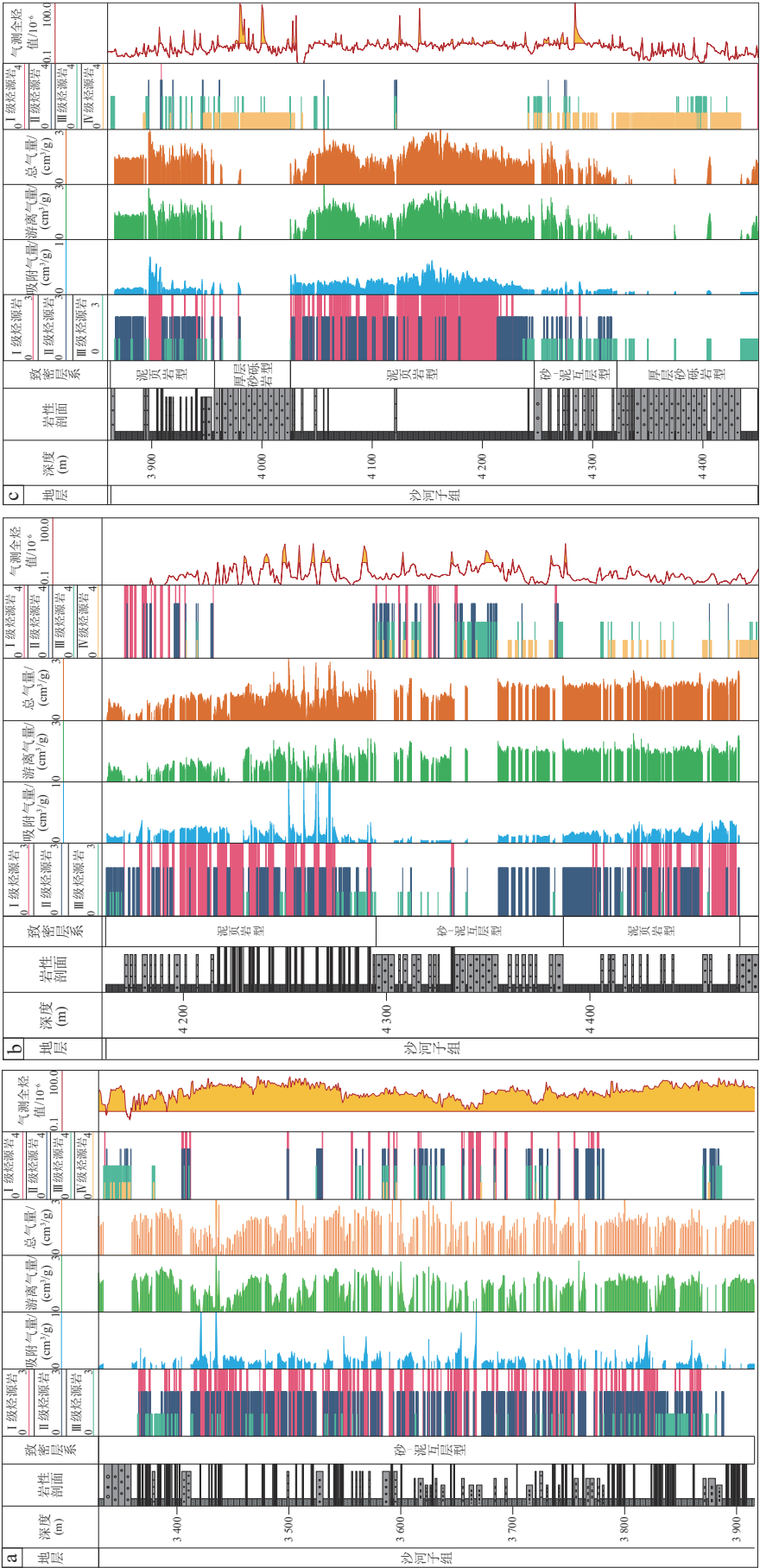


图9 徐家围子断陷不同区域致密层系气综合评价
Fig. 9 Comprehensive evaluation of tight-sequence gases across varying areas in the Xujiaweizi Fault Depression
a. 宋站地区宋深3井; b. 徐东地区徐深25井; c. 肇州地区肇深14井

源-储空间配置来看,徐深25井上部和下部为泥页岩型致密层系气,中部为砂-泥互层型致密层系气。上部泥页岩型致密层系气中,烃源岩主要以Ⅰ级和Ⅱ级为主,泥页岩储层的含气性下部高于上部,而砂砾岩储层以Ⅲ级致密储层为主,因此该致密层系气中致密气不发育,为页岩气富集而致密气贫乏区;中部砂-泥互层型致密层系气和下部泥页岩型致密层系气,页岩储层中含气量较高,砂砾岩储层以Ⅲ级致密储层夹少量Ⅱ级致密储层为主,因此该层段为页岩气富集,而致密气局部层段富集,对应图8中第7种耦合成藏模式。同时,相比于中部砂-泥互层型致密层系气中的页岩气,泥页岩型致密层系气中的页岩气含气性更高。因此,徐深25井致密层系气为页岩气富集而致密气贫乏的耦合成藏关系。由于砂砾岩储层较差,虽然页岩气含量较高,但气测全烃信号值仅在局部层段均高于基线,也指示页岩气富集而致密气贫乏的耦合成藏特征。

3.2.3 南部肇州地区肇深14井

南部肇深14井沙河子组厚度较大,其中泥页岩层厚在400 m左右,集中分布在埋深3 875 ~ 3 945 m和4 025 ~ 4 240 m。含气性评价结果显示泥页岩总含气量为0.040 ~ 3.670 cm³/g、平均值为1.540 cm³/g,吸附气含量为0.038 0 ~ 0.690 cm³/g、平均值为0.190 cm³/g,游离气含量为0.003 ~ 3.250 cm³/g、平均值为1.360 cm³/g。与宋深3井有所区别的是,肇深14井中部相对厚的泥页岩型致密层系中页岩气含量高于上部相对薄的泥页岩型致密层系中的页岩气含量,也高于下部砂-泥互层型致密层系中的页岩气含量。而对于上部厚层砂砾岩型的致密层系气,储层分级评价结果显示该层段砂砾岩储层为Ⅳ级致密储层,该层段致密气并不富集,因此从埋深3 875 m到4 240 m的层段,整体为页岩气富集而致密气贫乏的耦合成藏关系。气测全烃也指示该层段在局部Ⅲ级砂砾岩储层层段全烃信号值高于基线,而在其他层段该值在基线附近。对于下部砂-泥互层型和厚层砂砾岩型的致密层系储层,由于烃源岩质量不好,致密层系气为致密气和页岩气共贫耦合成藏关系,气测全烃信号值低于基线。

3.2.4 整体致密层系气甜点评价

从页岩气含量和致密气优质储层厚度平面分布来看,研究区致密气与页岩气具有整体共富、局部互补的特征,主要富集区都在北部安达—宋站地区,但是二者甜点并非完全重合(图10)。北部安达—宋站地区页岩气在宋深4井以东和达深24井附近具有较好的潜力,

致密气优质甜点在宋深4井西北方向;南部页岩气由于埋深大,可能不具有开发的潜力,致密气在徐东、徐西和肇州地区存在局部甜点。源-储配置是致密层系气富集的核心因素,在徐家围子断陷沙河子组中,烃源岩厚度大、生-排气强度高,因此储层质量是能否形成甜点的关键。北部安达—宋站地区的泥页岩埋深相对较浅、TOC高,且广泛发育埋深相对较浅的沙河子组四段砂砾岩储层,因此北部安达—宋站地区致密气和页岩气呈现整体共富的特征。徐深地区凹陷中心泥页岩TOC高但埋深较深,因此页岩气甜点分布有限;砂砾岩储层主要在埋深相对较深的沙河子组二段和三段沉积,镜下显示只有经历了明显溶蚀储层物性才相对较好,因此致密气仅存在局部甜点。对于徐家围子断陷沙河子组致密气和页岩气,建议在达深24井区以及宋站区域试着进行联合开发,其余区域以致密气开发为主。对于页岩气,考虑到成本问题以及工程甜点问题,需要进一步综合考虑。

从全油气系统视角来看,如果能够定量刻画沙河子组天然气沿徐中—徐西断裂带、沙河子组与营城组间不整合面向营城组火山岩、基底变质岩及火石岭组砂砾岩的运移通量与散失量,构建“源内滞留—源外充注—散失调整”协同演化定量模型,便能揭示常规与非常规气藏的资源分配规律及保存机制,完善全油气系统动态定量评价框架;同时,通过明确断裂带控制的天然气运移“高速公路”与高风险散失区,能够指导深层多类型气藏立体勘探靶区优选与开发方案优化,为松辽盆地乃至陆相断陷盆地多类型天然气资源评价与效益开发提供理论依据与技术范式,推动全油气系统理论从概念整合向定量及动态预测跨越,助力中国非常规油气勘探从单点突破迈向系统布局。

4 结论

1) 根据烃源岩残余有机碳与排气效率的拐点关系确定出残余有机碳含量为0.6%和1.8%是致密气有效和优质烃源岩下限,据此将致密气烃源岩划分为优质烃源岩(Ⅰ级:TOC > 1.8%)、低效烃源岩(Ⅱ级:0.6% < TOC ≤ 1.8%)和无效烃源岩(Ⅲ级:TOC ≤ 0.6%)。

2) 依据烃源岩排气量和致密砂砾岩储层容气能力,确定致密气和页岩气共富耦合成藏时的最佳砂/泥比边界条件。依据三分性的致密气烃源岩分级评价标准、四分性的致密气储层分级评价标准以及是否是最佳砂/泥比源-储配置的标准,将致密气和页岩气耦合成藏类型划分为24种,其中4种组合为致密气和页岩

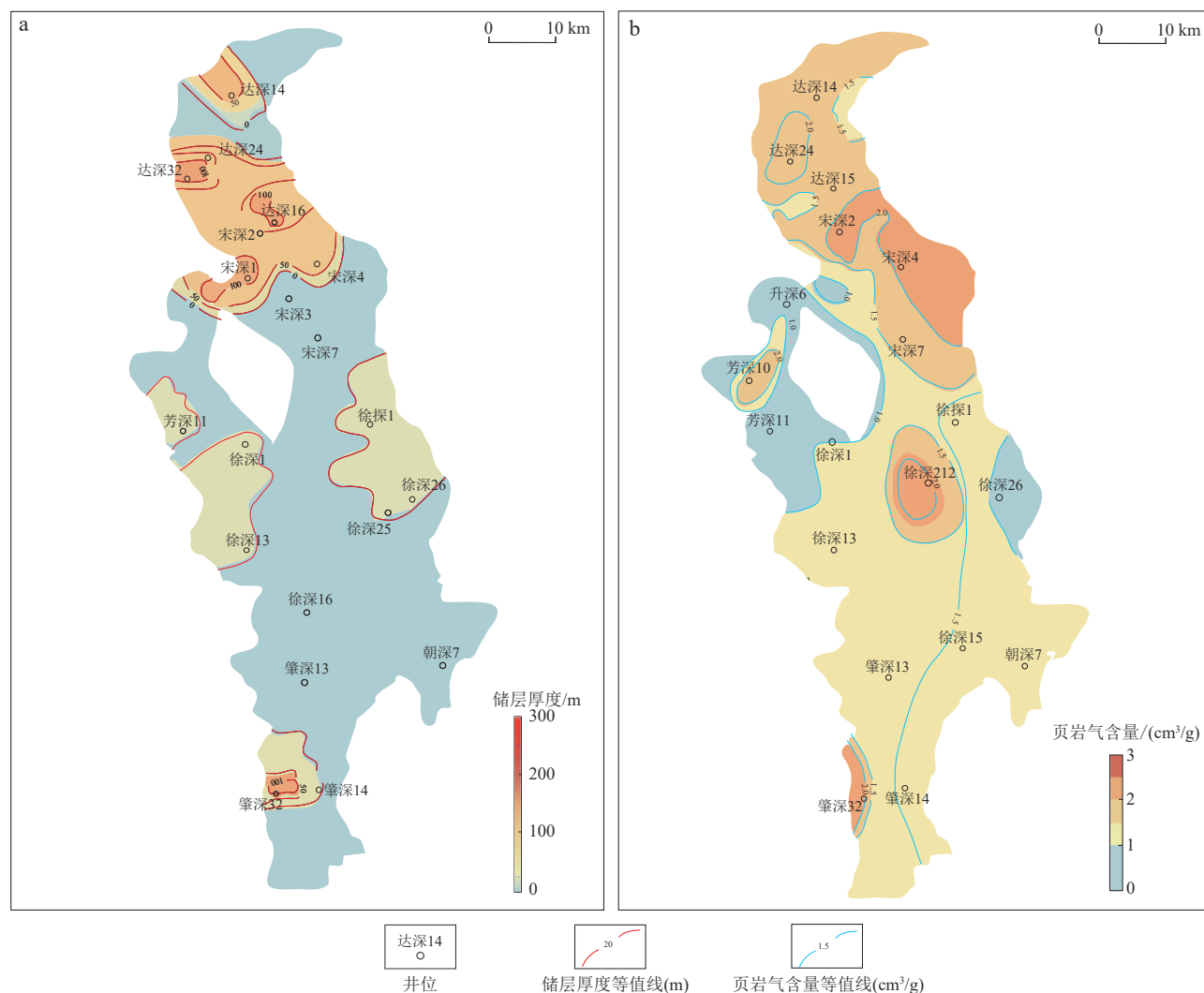


图10 徐家围子断陷致密层系中页岩气和致密气耦合成藏甜点分布

Fig. 10 Distribution of sweet spots of shale and tight gases under coupled reservoir formation mechanisms in the tight sequence system of the Shahezi Formation, Xujiaweizi Fault Depression

a. 天然气充注的Ⅰ级及Ⅱ级致密砂砾岩储层厚度;b. 页岩气含量等值线图

气共富区,4种组合为页岩气富集及紧邻烃源岩致密气富集区,8种为页岩气富集而致密气贫乏区,8种为页岩气和致密气共贫区。

3) 徐家围子断陷沙河子组致密气和页岩气具有整体共富、局部互补特征。主要富集区都在北部安达—宋站地区,但是二者甜点并非完全重合。对于徐家围子断陷沙河子组致密气和页岩气,建议在达深24井区以及宋站区域试着进行联合开发,其余区域以致密气开发为主。考虑到成本问题以及工程甜点问题,页岩气开发需要进一步综合考虑。

参 考 文 献

- [1] 贾承造. 论非常规油气对经典石油天然气地质学理论的突破及意义[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 1-11.
JIA Chengzao. Breakthrough and significance of unconventional

oil and gas to classical petroleum geological theory[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 1-11.

- [2] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩. 论非常规油气成藏机理: 油气自封闭作用与分子间作用力[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 437-452.

JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. The mechanism of unconventional hydrocarbon formation: Hydrocarbon self-containment and intermolecular forces[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 437-452.

- [3] 贾承造, 郑民, 张永峰. 非常规油气地质学重要理论问题[J]. 石油学报, 2014, 35(1): 1-10.

JIA Chengzao, ZHENG Min, ZHANG Yongfeng. Four important theoretical issues of unconventional petroleum geology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(1): 1-10.

- [4] JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. Whole petroleum system and ordered distribution pattern of conventional and unconventional oil and gas reservoirs [J]. Petroleum Science, 2023, 20(1): 1-19.

- [5] 庞雄奇, 贾承造, 宋岩, 等. 全油气系统定量评价: 方法原理与实际应用[J]. 石油学报, 2022, 43(6): 727-759.
PANG Xiongqi, JIA Chengzao, SONG Yan, et al. Quantitative evaluation of whole petroleum system: Principle and application [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(6): 727-759.
- [6] 宋岩, 贾承造, 姜林, 等. 全油气系统内涵与研究思路[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(6): 1199-1210, 1226.
SONG Yan, JIA Chengzao, JIANG Lin, et al. Connotation and research strategy of the whole petroleum system [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(6): 1199-1210, 1226.
- [7] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 343-350.
JIA Chengzao, ZOU Caineng, LI Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343-350.
- [8] 赵政璋, 杜金虎, 邹才能, 等. 大油气区地质勘探理论及意义[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(5): 513-522.
ZHAO Zhengzhang, DU Jinhu, ZOU Caineng, et al. Geological exploration theory for large oil and gas provinces and its significance [J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(5): 513-522.
- [9] 赵靖舟, 曹青, 白玉彬, 等. 油气藏形成与分布: 从连续到不连续——兼论油气藏概念及分类[J]. 石油学报, 2016, 37(2): 145-159.
ZHAO Jingzhou, CAO Qing, BAI Yubin, et al. Petroleum accumulation from continuous to discontinuous: Concept, classification and distribution [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(2): 145-159.
- [10] 赵靖舟. 非常规油气有关概念、分类及资源潜力[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(3): 393-406.
ZHAO Jingzhou. Conception, classification and resource potential of unconventional hydrocarbons [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(3): 393-406.
- [11] 邹才能, 杨智, 崔景伟, 等. 页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 14-26.
ZOU Caineng, YANG Zhi, CUI Jingwei, et al. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of nonmarine shale oil in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 14-26.
- [12] 杨华, 李士祥, 刘显阳. 鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 1-11.
YANG Hua, LI Shixiang, LIU Xianyang. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 1-11.
- [13] 胡素云, 朱如凯, 吴松涛, 等. 中国陆相致密油效益勘探开发[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 737-748.
HU Suyun, ZHU Rukai, WU Songtao, et al. Profitable exploration and development of continental tight oil in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 737-748.
- [14] 邵翌一, 吴朝东, 张大智, 等. 松辽盆地徐家围子断陷沙河子组储层特征及控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(1): 101-108.
SHAO Zhaoyi, WU Zhaodong, ZHANG Dazhi, et al. Reservoir characteristics and controlling factors of Shahezi Formation in Xujiaweizi Fault Depression, Songliao Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(1): 101-108.
- [15] 霍秋立. 松辽盆地徐家围子断陷深层天然气来源与成藏研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2007.
HUO Qiuli. Study on the origins and accumulation dating of natural gas in Xujiaweizi rift depression, Songliao Basin [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2007.
- [16] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 致密油与页岩油内涵、特征、潜力及挑战[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2015, 34(1): 3-17, 1-2.
ZOU Caineng, ZHU Rukai, BAI Bin, et al. Significance, geologic characteristics, resource potential and future challenges of tight oil and shale oil [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2015, 34(1): 3-17, 1-2.
- [17] 朱如凯, 邹才能, 吴松涛, 等. 中国陆相致密油形成机理与富集规律[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1168-1184.
ZHU Rukai, ZOU Caineng, WU Songtao, et al. Mechanism for generation and accumulation of continental tight oil in China [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1168-1184.
- [18] 胡素云, 陶士振, 王民, 等. 陆相湖盆致密油充注运聚机理与富集主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(3): 481-490, 529.
HU Suyun, TAO Shizhen, WANG Min, et al. Migration and accumulation mechanisms and main controlling factors of tight oil enrichment in a continental lake basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(3): 481-490, 529.
- [19] 郭旭升, 胡东风, 文治东, 等. 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素——以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 中国地质, 2014, 41(3): 893-901.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEN Zhidong, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: A case study of the Wufeng-Longmaxi Formation of Jiaoshiba area [J]. Geology in China, 2014, 41(3): 893-901.
- [20] 王志刚. 涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(1): 1-6.
WANG Zhigang. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1): 1-6.
- [21] 金之钧, 胡宗全, 高波, 等. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 1-10.
JIN Zhijun, HU Zongquan, GAO Bo, et al. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 1-10.
- [22] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [23] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.
- [24] 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(6): 641-653.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of

- shale gas in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(6): 641–653.
- [25] 李伟, 申建, 李超, 等. 沁水盆地榆社-武乡区块深部煤层气赋存条件及开发甜点预测[J]. *大庆石油地质与开发*, 2023, 218(4): 9–19.
- LI Wei, SHEN Jian, LI Chao, et al. Occurrence conditions and development sweet spots prediction of deep coalbed methane in Yushe-Wuxiang block of Qinshui Basin[J]. 2023, 218(4): 9–19.
- [26] SANDER R, PAN Zhejun, CONNELL L D, et al. Controls on methane sorption capacity of Mesoproterozoic gas shales from the Beetaloo sub-basin, Australia and global shales[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2018, 199: 65–90.
- [27] 邹才能, 董大忠, 熊伟, 等. 中国页岩气新区带、新层系和新类型勘探进展、挑战及对策[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(2): 309–326.
- ZOU Caineng, DONG Dazhong, XIONG Wei, et al. Advances, challenges, and countermeasures in shale gas exploration of underexplored plays, sequences and new types in China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(2): 309–326.
- [28] 包书景, 葛明娜, 赵培荣, 等. 中国页岩气勘探开发现状、潜力与发展建议[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(2): 348–364.
- BAO Shujing, GE Mingna, ZHAO Peirong, et al. Status-quo, potential, and recommendations on shale gas exploration and exploitation in China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(2): 348–364.
- [29] LARSEN J W, AIDA M T. Kerogen chemistry 1. Sorption of water by type II kerogens at room temperature[J]. *Energy & Fuels*, 2004, 18(5): 1603–1604.
- [30] MONTGOMERY S L, JARVIE D M, BOWKER K A, et al. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential[J]. *AAPG Bulletin*, 2005, 89(2): 155–175.
- [31] POLLASTRO R M. Total petroleum system assessment of undiscovered resources in the giant Barnett Shale continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth Basin, Texas[J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 551–578.
- [32] ROSS D J K, BUSTIN R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation[J]. *AAPG Bulletin*, 2008, 92(1): 87–125.
- [33] 赵文智, 卞从胜, 徐兆辉. 苏里格气田与川中须家河组气田成藏共性与差异[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(4): 400–408.
- ZHAO Wenzhi, BIAN Congsheng, XU Zhaohui. Similarities and differences between natural gas accumulations in Sulige Gas Field in Ordos Basin and Xujiache Gas Field in central Sichuan Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(4): 400–408.
- [34] 周能武, 卢双舫, 张鹏飞, 等. 致密气充注聚集机理及数理模型[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(6): 1233–1244.
- ZHOU Nengwu, LU Shuangfang, ZHANG Pengfei, et al. Tight gas charging and accumulation mechanisms and mathematical model[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(6): 1233–1244.
- [35] 陈海峰, 王凤启, 王民. 徐家围子断陷沙河子组致密砂砾岩气藏特征与资源潜力[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2018, 49(1): 141–149.
- CHEN Haifeng, WANG Fengqi, WANG Min. Characteristic and resource potential of tight sandy conglomerate gas reservoir in Shahezi Formation of Xujiaweizi Depression[J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2018, 49(1): 141–149.
- [36] 刘超. 松辽盆地徐家围子地区沙河子组气烃源岩与致密砂砾岩气资源潜力评价[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(3): 429–438.
- LIU Chao. Source rocks and tight conglomerate gas resource potential evaluation in Shahezi Formation of Xujiaweizi Depression, Songliao Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(3): 429–438.
- [37] 徐立恒, 卢双舫, 陈践发, 等. 徐家围子断陷深层烃源岩生气评价[J]. *石油学报*, 2008, 29(6): 846–852.
- XU Liheng, LU Shuangfang, CHEN Jianfa, et al. Gas-generation evaluation of deep hydrocarbon source rocks in Xujiaweizi fault depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2008, 29(6): 846–852.
- [38] 戴金星, 邹才能, 陶士振, 等. 中国大气田形成条件和主控因素[J]. *天然气地球科学*, 2007, 18(4): 473–484.
- DAI Jinxing, ZOU Caineng, TAO Shizhen, et al. Formation conditions and main controlling factors of large gas fields in China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2007, 18(4): 473–484.
- [39] 庞雄奇. 排烃门限控油气理论与应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995.
- PANG Xiongqi. Theory and application of hydrocarbon exclusion threshold control for oil and gas[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995.
- [40] 白雪峰, 刘家军, 陆加敏, 等. 松辽盆地北部中央古隆起带基岩风化壳气藏富集规律[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2023, 53(2): 343–355.
- BAI Xuefeng, LIU Jiajun, LU Jiamin, et al. Gas Enrichment in Basement Weathering Crust in the Central Paleouplift Belt in Northern Songliao Basin[J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2023, 53(2): 343–355.
- [41] PEPPER A S. Estimating the petroleum expulsion behaviour of source rocks: A novel quantitative approach[J]. *Geological Society, London, Special Publications*, 1991, 59(1): 9–31.
- [42] LIU Aihua, FU Xuehai, WANG Kexin, et al. Investigation of coalbed methane potential in low-rank coal reservoirs-Free and soluble gas contents[J]. *Fuel*, 2013, 112: 14–22.
- [43] ZHOU Qin, XIAO Xianming, TIAN Hui, et al. Modeling free gas content of the Lower Paleozoic shales in the Weiyuan area of the Sichuan Basin, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2014, 56: 87–96.
- [44] ZHOU Nengwu, LU Shuangfang, ZHANG Pengfei, et al. Continental shale gas dynamic enrichment and evolution over geological time[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2022, 251: 103914.
- [45] 王军杰, 卢双舫, 林子智, 等. 致密砂砾岩成储界限及分级评价标准——以松辽盆地徐家围子断陷白垩系沙河子组为例[J]. *石油实验地质*, 2024, 46(3): 553–564.
- WANG Junjie, LU Shuangfang, LIN Zizhi, et al. Reservoir limits and grading evaluation criteria of tight glutenite: A case study of Cretaceous Shahezi Formation in Xujiaweizi Fault Depression, Songliao Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(3): 553–564.