

松辽盆地徐深气田致密火山岩气藏气水分布特征及主控因素

周翔,于世泉,张大智,于海生,陈曦

(中国石油大庆油田分公司勘探开发研究院,黑龙江大庆163712)

摘要:松辽盆地徐深气田是典型的致密火山岩气藏。随着气藏开发不断深入,气井陆续出水,强烈的水侵和水气比不断攀升严重制约了气藏的高效开发,正确认识火山岩气藏内气水关系及其主控因素已成为提高气井产能的重要因素。研究区火山岩气藏气水关系复杂,总体表现为“上气下水”特征,气水分布以火山机构为基本单元,全区无统一气水界面,同一火山机构内可存在多个气水系统,不同的气水系统也可具相同的气水界面。在营城组火山机构刻画的基础上,综合利用生产测试和物性、压汞、薄片等动静态资料,系统分析徐深气田致密火山岩气藏气水分布特征,明确火山岩气藏气水关系主控因素。结果表明:烃源岩展布控制了营城组火山岩气藏气水的宏观分布,火山机构和构造联合作用影响天然气的聚集、调整,火山岩复杂的孔隙微观结构制约着储层内气水分异。

关键词:气水关系;火山机构;火山岩气藏;营城组;徐深气田;松辽盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Characteristics and major controlling factors of gas-water distribution in tight volcanic gas reservoir in Xushen gas field, Songliao Basin

Zhou Xiang, Yu Shiquan, Zhang Dazhi, Yu Haisheng, Chen Xi

(Exploration and Development Research Institute, Daqing Oilfield Branch Company, Daqing, Heilongjiang 163712, China)

Abstract: Xushen gas field is a typical tight volcanic gas reservoir located in Songliao Basin. With the development of gas reservoir in depth, water breakthrough in wells appears, and the intensive water invasion and rising gas-water ratio have severely restricted the efficient development of volcanic gas reservoir. Therefore, the understanding of inner gas-water distribution, along with its major controlling factors, has becoming a key in enhancing gas well productivity. In the study area, the gas-water distribution is complex in the volcanic gas reservoir, and characterized by “gas on top and water at bottom” overall. Besides, volcanic edifice is the elementary cell of gas-water distribution; there is no unified gas-water interface throughout the study area, while more than one gas-water systems may exist in the same volcanic edifice; and different gas-water systems may share a gas-water interface. Based on the description of volcanic edifices in the Yingcheng Formation, we systematically analyzed the gas-water distribution characteristics of, and clarified the major factors controlling the gas-water distribution in the tight volcanic gas reservoir in Xushen gas field, using production test, as well as some static data in terms of physical property, mercury intrusion porosimetry (MIP) and thin section. The results show that the source rock distribution controls the macroscopic gas-water distribution in the volcanic gas reservoir in the Yingcheng Formation, while the volcanic edifice and structure have jointly had an influence on the accumulation and adjustment of gas, and the complicated microstructure of volcanic rocks is a key to gas-water fractionation in the reservoir.

Key words: gas-water distribution, volcanic edifice, volcanic gas reservoir, Yingcheng Formation, Xushen gas field, Songliao Basin

地下储集空间内各种流体的分布特征是油气开发的核心。近年来随着致密砂岩、页岩和火山岩等非常

规油气储层的发现,人们逐渐认识到储层中油、气、水的分布不仅仅是构造和重力作用的结果,储层物性、烃

收稿日期:2018-03-12;修订日期:2019-05-20。

第一作者简介:周翔(1988—),男,博士、工程师,储层地质与有机地球化学。E-mail:zhouxiang2206@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(40372066);国家科技重大专项(2016ZX05047-001)。

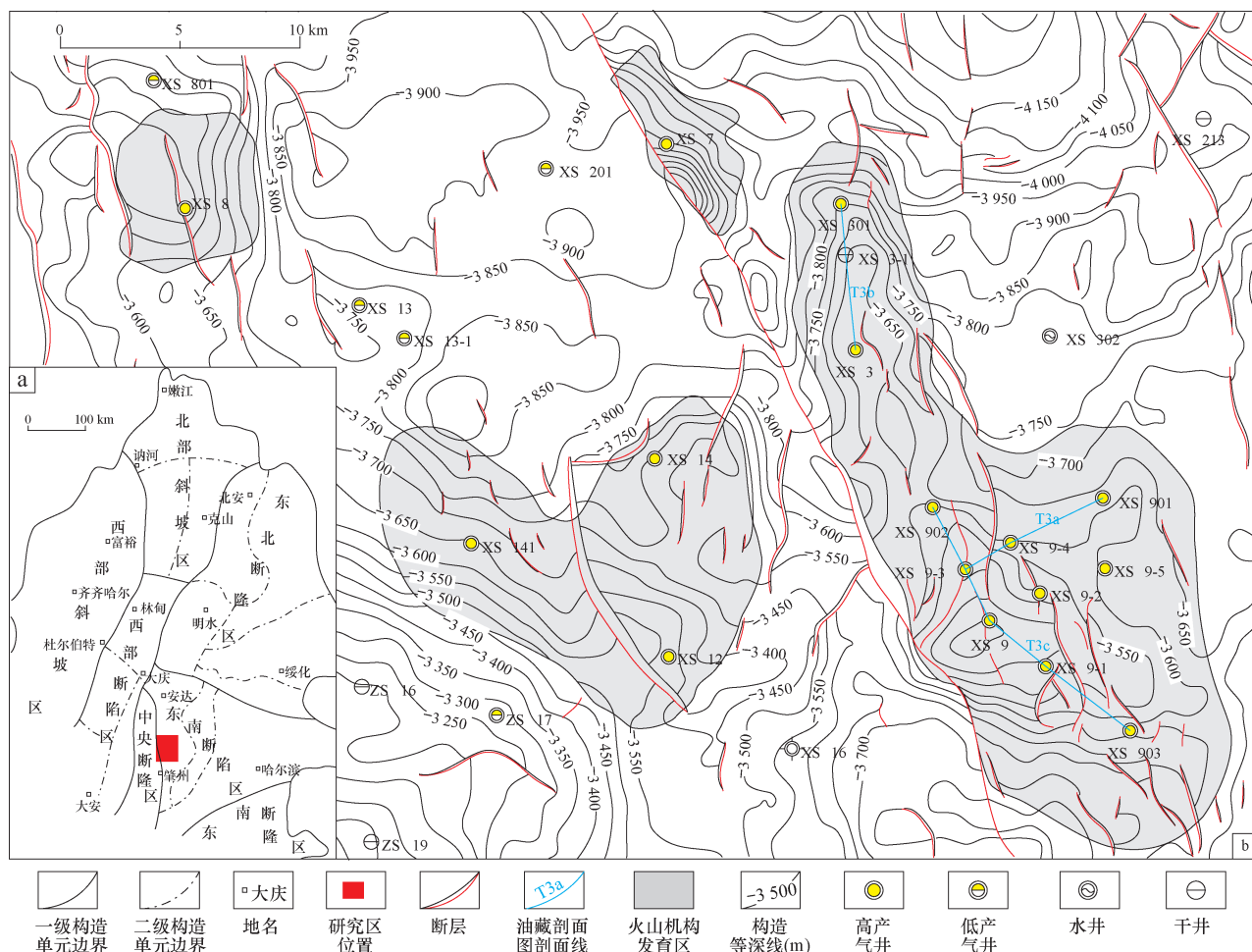


图1 研究区构造位置(a)及营一段火山岩顶面构造图(b)

Fig.1 The location of the study area (a), and a structural map showing the top surface of the 1st member of the Yingcheng Formation(b)

源岩展布和微观孔隙结构对地下流体分布的形成也具有重要控制作用^[1]。对致密储层内流体分布特征,国内外许多学者进行了大量研究,如 Spencer(1989)发现圣胡安盆地致密砂岩气藏中存在广泛的气水倒置现象^[2];Low(2002)提出储层物性制约气水过渡带的厚度,气藏不同部位储层孔隙结构差异导致纵向上气水过渡带厚度不一^[3];樊茹等(2009)认为烃源岩与薄层砂岩间互式分布、供烃能力分散,是造成须家河组致密砂岩气藏含气层段多、气水关系复杂的根本原因^[4];桑琴等(2012)强调不同岩溶区域的水动力条件控制了蜀南地区茅口组碳酸盐岩气藏气水分布,而构造运动影响气水分布的调整^[5];孟德伟等(2016)发现苏里格气田盒8段致密砂岩气藏无统一气水界面,气水分布受生烃强度、储集层距烃源岩的距离、砂泥岩的配置关系及复合砂体内部物性差异等因素的联合作用^[6]。这些研究表明致密岩性气藏内气水关系受多种因素制约,具有复杂的分布特征。

火山岩气藏是形成于一定构造背景下的岩性气藏,气水分布兼具构造气藏和岩性气藏特征,气藏内气水分

布特征及其主控因素更为复杂,强烈的非均质性和复杂的岩性制约了这类气藏气水分布特征的认识。本次研究在徐深气田火山机构刻画的基础上,结合气藏成藏条件分析,系统总结致密火山岩气藏气水分布规律及主控因素,以期为这类气藏的高效开发提供依据。

1 区域地质概况

徐深气田是中国东部最大的火山岩气藏,构造上位于松辽盆地深层中央坳陷区徐家围子断陷带南部(图1),主要含气层位下白垩统营城组以酸性喷发岩为主,储层致密,孔隙度小于5%,渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属典型的中-低孔、低-特低渗储层^[7]。研究区火山岩气藏为不同喷发期次形成的相对独立的火山机构所控制,形成大面积叠置分布的火山岩岩性气藏及岩性-构造气藏。自2000年发现至今,徐深气田已累积提交地质储量近 $3000 \times 10^8 \text{ m}^3$,随着气藏开发的深入,气井水侵现象严重、水气比不断攀升,已成为制约气藏开发的主要因素。因此,明确该气藏气水分布特征及主控因

素,就成为徐深气田火山岩气藏高效开发的关键。

2 火山机构精细刻画

火山机构是在一定时空范围内源于同一火山通道具有共生关系的所有火山物质经堆积而形成的具有特定形状和规模的地质体,包括火山通道、火山口、火山锥、放射状和环状岩墙群等与火山作用有关的岩石-构造体^[8]。研究区营城组火山岩属裂隙-中心式喷发,早白垩世受伊泽奈奇板块向北西方向高速俯冲,松辽盆地发生大规模火山活动^[9],形成大面积叠置的火山机构构成了松辽盆地深层良好的天然气储层。研究区营城组火山机构与上覆围岩间反射特征差异明显,剖面上营一段火山机构外形呈丘状,内部则表现为强振幅、低频的反射特征,同相轴呈断续分布,具有低角度斜交、平行和空白杂乱反射结构(图2)。同时营城组火山岩范围内同相轴频率较低,连续性较差,和外围地层存在明显的界限,在时间切片上与围岩差异明显,通过时间切片和相干体时间切片可有效识别研究区营城组火山口和火山通道的平面分布^[10]。依据地震反射特征,结合单井岩性、岩相特征,在研究区营一段火山岩中共识别出29个火山机构。营一段火山机构埋藏深度约3 000~4 200 m,主要分布在3 600 m左右,沿徐中断裂呈串珠状分布,纵向上火山机构相互叠

置,不同火山机构间以岩性、岩相为分界面,反射特征存在差异;平面上火山机构叠加连片,面积从4.50~171.89 km²不等,形成近500 km²的火山岩分布区,是研究区深层天然气藏的主要发育区。

3 气藏气水分布特征

受重力分异作用影响,天然气通常向上汇聚于构造高部位,而地层水则下渗聚集在构造低部位,形成随构造起伏而变化的气水界面,在同一构造上常具有统一的气水界面^[11]。而营城组致密火山岩气藏气水分布以火山机构为单位,相邻火山机构内气水分布彼此独立,同一火山机构内也可存在多个气水系统。

3.1 不同火山机构具有不同气水界面

研究区火山岩气藏气水分布不均,纵向上气层、差气层分布于营一段Ⅲ气层组,气水同层、水层则集中于营一段Ⅰ、Ⅱ气层组,总体呈上气下水的分布特征。气藏分布受火山机构所围限,不同火山机构间气水分布差异明显,具有不同的气水界面。如徐深9-3井钻遇⑥号火山机构,深度3 682.0~3 776.0 m解释为气层,压后日产气 36.66×10^4 m³,深度3 776.0~3 955.7 m为气水同层,气水界面深度为3 600 m;而相邻9-4井钻遇⑦号火山机构,深度3 783.2~3 841.0 m解释为

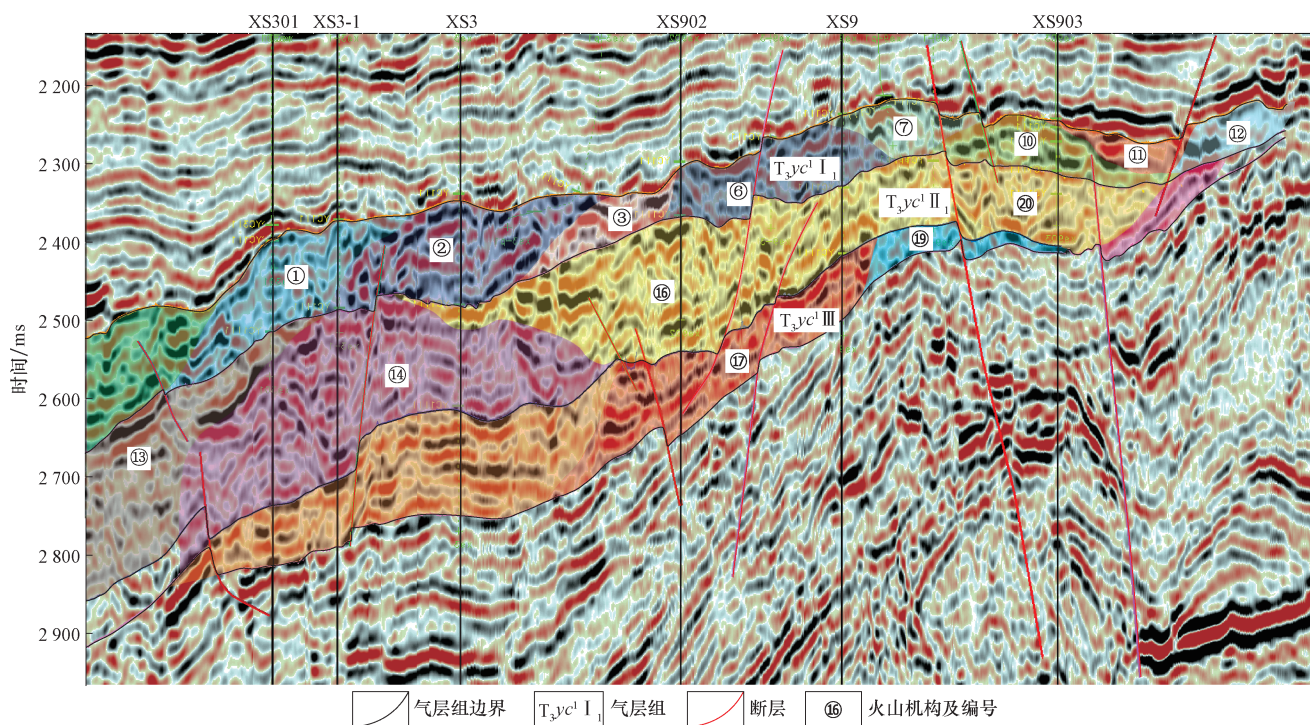


图2 徐深气田营城组一段火山机构分布特征

Fig. 2 Features of volcanic edifice distribution in the 1st member of the Yingcheng Formation, Xushen gas field

气层,压后日产气 $14.56 \times 10^4 \text{ m}^3$,深度 3 841.0 ~ 3 844.0 m 为干层,气水界面深度为 3 653 m,比相邻⑥号火山机构低约 50 m(图 3a)。

3.2 相邻火山机构内气水分布彼此独立

相邻两个相互叠置的火山机构间不同的气水系统也可具有相同的气水界面(图 3b)。如徐深 301 井和徐深 3 井分别钻遇相邻的①号、②号火山机构,其中徐

深 301 井深度 3 934.0 ~ 4 010.0 m 解释为差气层,压后日产气 $7.94 \times 10^4 \text{ m}^3$,深度 4 010.0 ~ 4 074.6 m 和 4 074.6 ~ 4 238.0 m 分别为干层和水层,气水界面深度为 3 830 m;徐深 3 井深度 3 934.2 ~ 3 951.8 m 处解释为差气层,压后日产气 $4.19 \times 10^4 \text{ m}^3$,深度 3 951.8 ~ 3 957.0 m 和 3 957.0 ~ 3 987.8 m 分别为干层和汽水同层,气水界面深度为 3 830 m。徐深 301 井和徐深 3 井虽具有相同的气水界面,但位于二者之间的徐深 3-1 井

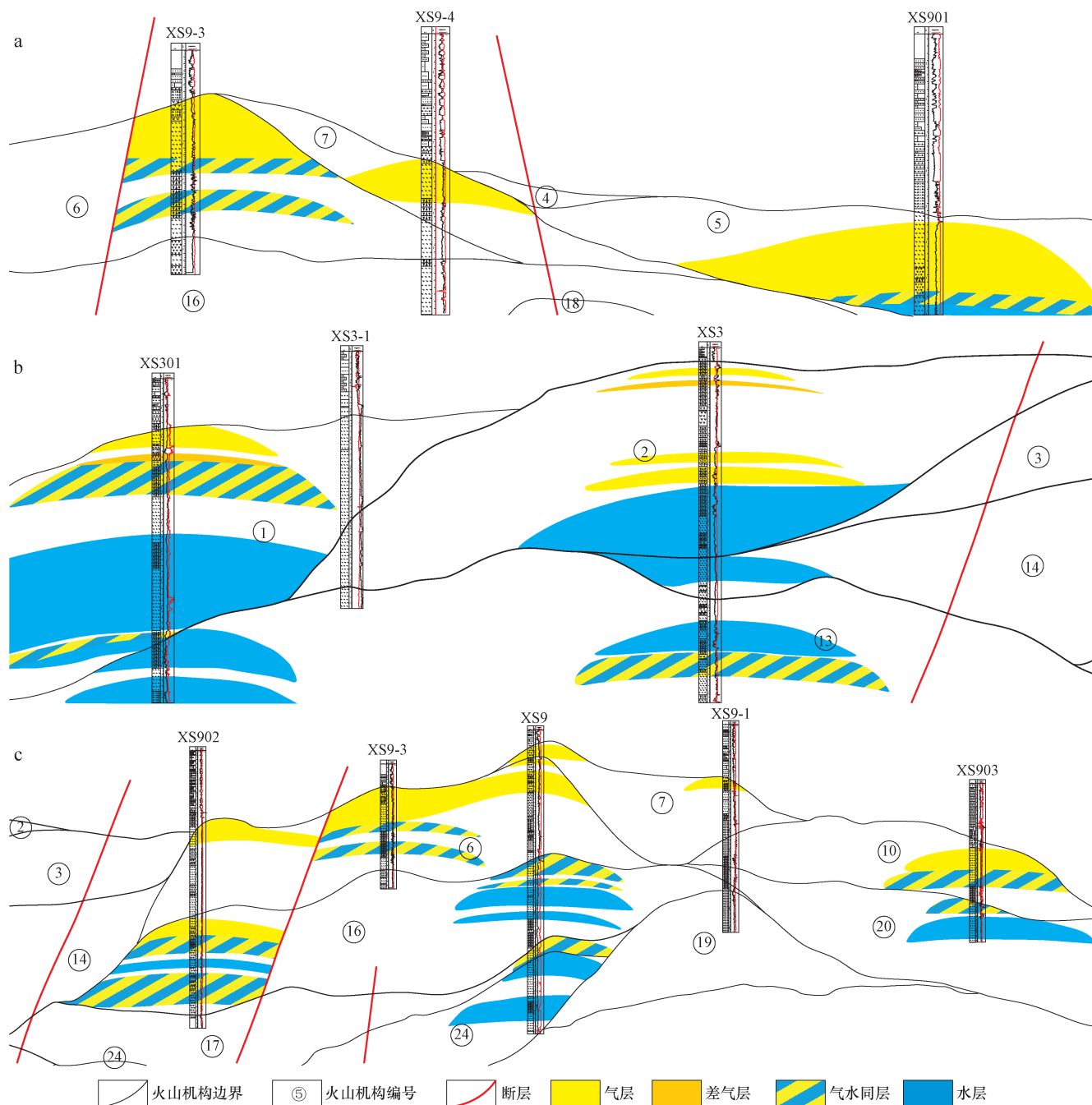


图3 徐深气田营一段火山岩气藏剖面(剖面位置见图1)

Fig.3 A diagram showing the cross-section of the volcanic gas reservoir in the 1st member of the Yingcheng Formation, Xushen gas field (see Fig.1 for the cross-section location)

a. 过 XS9-4 井—XS901 井气藏剖面; b. 过 XS301 井—XS3 井气藏剖面; c. 过 XS902 井—XS903 井气藏剖面

以干层为主,表明二者之间的气、水层不连通,属于两个相对独立的气水系统。

3.3 同一火山机构具有不同的气水系统

同一火山机构内也可存在多个不同的气水系统。如钻遇⑥号火山机构的徐深902井、徐深9-3井和徐深9井具有不同的气水界面(图3c),其中徐深902井深度3 763.6~3 822.4 m为差气层,压后日产气 $21.11 \times 10^4 \text{ m}^3$,深度3 822.4~4 012.0 m和4 012.0~4 101.6 m分别为干层和含水层,综合判断气水界面深度为3 640 m;徐深9-3井深度3 682.0~3 776.0 m解释为气层,压后日产气 $36.66 \times 10^4 \text{ m}^3$,深度3 776.0~3 955.7 m为气水同层,气水界面为3 600 m;徐深9井深度3 648.6~3 706.8 m处解释为气层,压后日产气 $20.94 \times 10^4 \text{ m}^3$,深度3 706.8~3 848.0 m和3 852.0~3 911.4 m分别为干层和气水同层,气水界面深度为3 690 m,其中位于构造高部位的徐深9-3井比相对低部位的徐深902井气水界面高40 m,表明⑥号火山机构内存在多个气水系统(图4)。

4 气水关系主控因素

4.1 烃源岩展布控制气水宏观分布

火山岩自身不具备生烃能力,只有临近有利烃源岩才能形成油气藏^[12]。研究区主力烃源岩沙河子组为湖沼相腐植型煤系烃源岩,目前处于高-过成熟阶

段,其中TOC大于0.5%的暗色泥岩厚度一般在200~500 m,最大可达1 000 m,凹陷中部生气强度普遍超过 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,最大可达 $(120 \sim 250) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。巨厚的烃源岩层不仅为火山岩气藏形成提供了充足的物质基础,也控制了气水的宏观展布。由于火山岩气藏储层致密且非均质性强,天然气难以进行远距离侧向运移,因此只有靠近生烃凹陷的火山机构中气层发育,如徐深14和徐深3等靠近生烃凹陷中心暗色泥岩厚度大于400 m、生气强度大于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 的井多为高产气井,且含水饱和度较低,而远离生烃凹陷烃源岩厚度小于400 m或缺乏有效通源断层的火山机构的钻井如芳深901、徐深18则主要为水层、气水同层(图5)。

4.2 火山机构围限气藏展布

研究区不同期次火山活动形成的火山机构间叠置分布,以岩性、岩相为界面,彼此互不连通,不同火山机构内火山岩具有自储自盖特征,由裂隙-中心式喷发形成的火山机构顶部发育以熔结角砾岩为主的爆发相火山岩,强烈的熔结作用使碎屑物质间紧密连接,原生孔隙较少甚至不发育,进一步限制了次生溶蚀作用,造成火山机构顶部岩石致密、物性差,可作为火山岩储层的直接盖层^[13]。火山岩的这一特征造成火山机构对气藏的分隔,使火山机构成为天然气聚集成藏的基本单元。如徐深9井营一段发育深度3 586.6~3 616.0 m和3 629.4~3 636.4 m两套气层,两套气层均以流纹岩为主,但两套气层分属⑦号和⑥号火山机构,其中⑥号火山机构顶部深度3 616.0~3 629.4 m处发育13.4 m厚的绿色流纹质火山角砾岩,测井解释为干层,构成⑥号火山机构顶部良好的盖层(图6)。火山机构的发育限制了天然气藏的展布,每个火山机构可构造一个独立的油气储集单元。

4.3 构造作用影响气藏调整改造

构造作用是影响火山岩气藏分布的重要因素,营城组火山岩自形成后经历了营城组末期、泉头组末期—青山口组沉积时期和嫩江组等3期断裂活动,且后两期断裂活动对火山岩气藏的形成、改造具有重要影响。泉头组末期沙河子组烃源岩成熟并开始排烃,而营城组火山岩物性差,且各火山机构间不连通,天然气缺乏有效的横向运移通道。只有断裂与烃源岩、火山机构有机配合才能形成良好的天然气藏,因此,由断裂活动构建起营城组火山岩与下覆沙河子组烃源岩间的以大规模走滑断层为主的垂向通道就显得尤为重

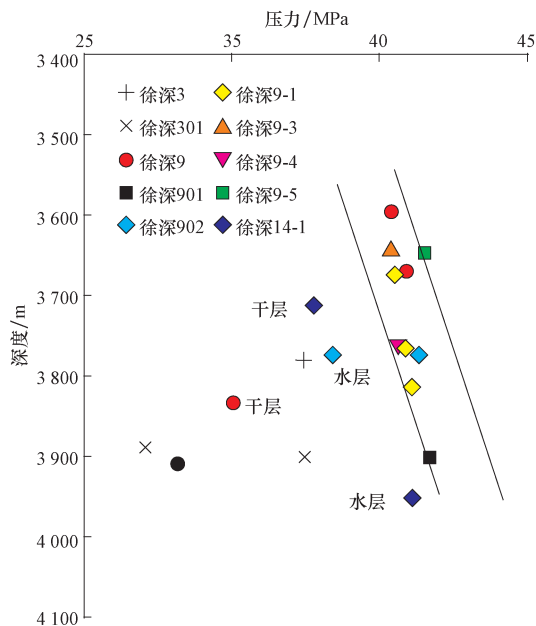


图4 徐深气田典型井气藏压力与深度关系

Fig.4 The pressure of gas reservoir vs. buried depth in a typical well in Xushen gas field

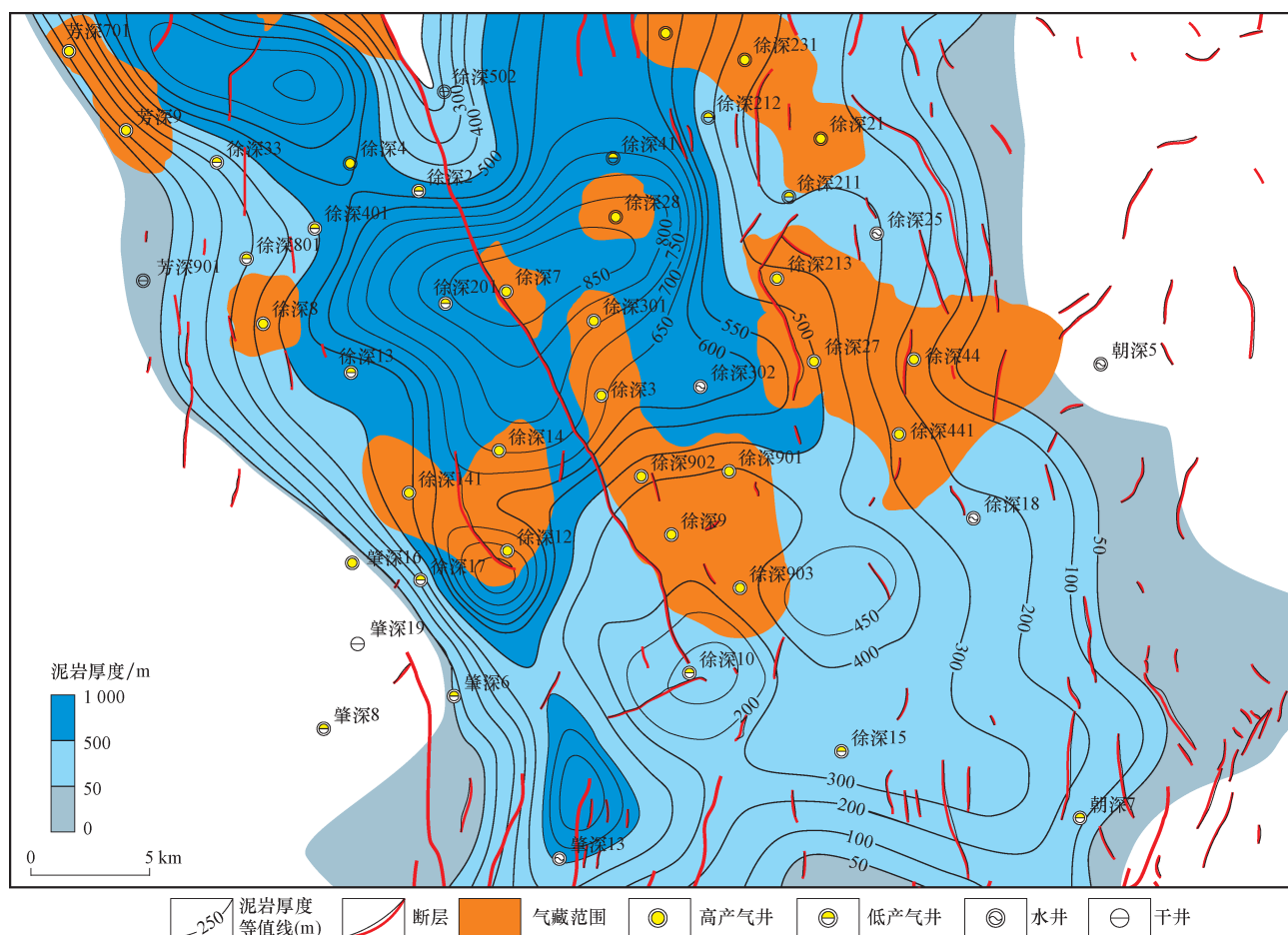


图5 徐深气田烃源岩厚度与气藏分布关系

Fig. 5 The relationship between the thickness of source rocks and gas reservoir distribution in Xushen gas field

要。岩心观察表明嫩江组末期断裂活动形成大量高角度裂缝面平滑,切穿早期裂缝,进一步改善了火山岩储层连通性,此时沙河子组烃源岩正处于生烃高峰期(图7),聚集于沙河子组内的热裂解气优先向位于断裂附近的火山机构聚集,如靠近断层的徐深3井发育多套气层,而钻遇同一火山机构远离断裂的徐深3-1井则以水层、干层为主。断裂活动还将原本统一的火山机构分隔成多个独立的储渗单元,各储渗单元内气、水互不连通,形成相对独立的气水系统,造成同一火山机构内存在多个气水系统的现象。

4.4 储层微观结构制约储层内气水分异

火山岩储层的微观孔隙既是天然气的储集空间,又是成藏过程中重要的输导体系,其质量直接决定了储层内天然气的运聚和分布状态^[14]。物性较好的储层毛细管力较小,相应的充注阻力较小,天然气容易进入并驱替地层水,而物性较差的储层运移阻力大,需要克服充注阻力的充注起始压力高,因此,烃类优先充注于物性相对较好的储层。149块样品分析表明,研

究区水层、气水同层孔隙度分布在1.26%~7.23%,渗透率为 $(0.05 \sim 0.37) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,而气层、差气层孔隙度和渗透率分别为5.31%~16.87%和 $(0.17 \sim 6.16) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,明显好于水层、气水同层(图8)。气层、差气层样品的喉道半径较大,毛细管力相对较小,相应的地层条件下运移阻力较小。而水层、气水同层样品喉道较小,储层毛细管力相对较高,复杂的孔喉结构导致储层中滞留水饱和度高,地层水在成藏过程中难以被驱替,阻碍了天然气向上运移。储层非均质性控制下的差异性充注成藏造成物性较高的储层中天然气富集,而物性较差的储层则以气水同层、水层为主的分布格局。

成藏后储层内气水分布是毛细管力与天然气向上浮力共同作用的结果。只有浮力大于储层毛细管阻力,地层水才能完全被驱替形成气层,否则就会有部分孔隙中剩余地层水而形成气水同层。浮力的大小与气柱高度密切相关,随储层物性变好,储层内气水完全分异所需的气柱高度也随之减小,形成气顶所需的闭合度就越低,反之则气水彻底分异所需的构造闭合度也

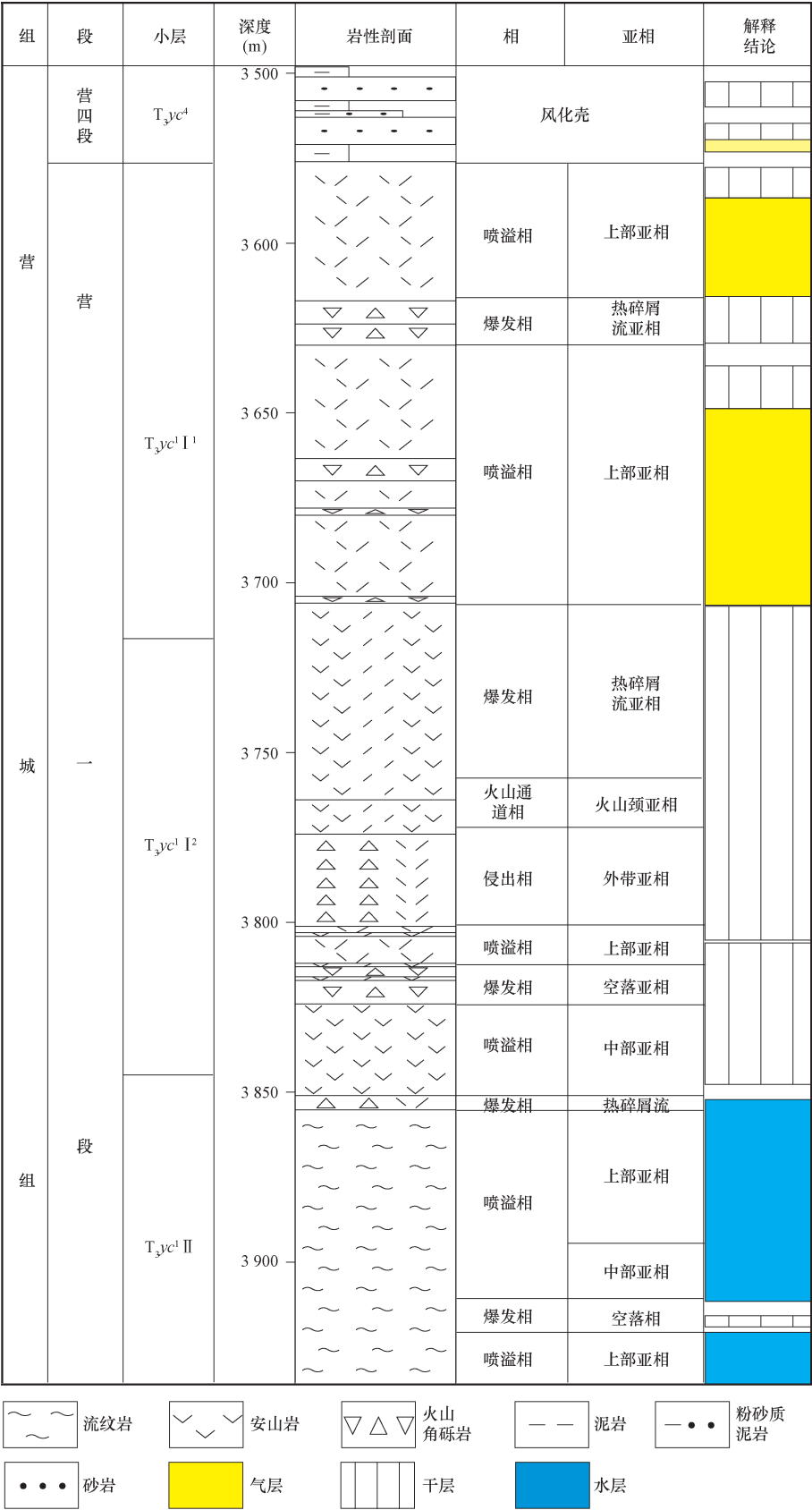


图 6 徐深气田徐深 9 井营一段火山岩储层综合评价

Fig. 6 The comprehensive evaluation of volcanic reservoir in the 1st member of the Yingcheng Formation in Well 9, Xushen gas field

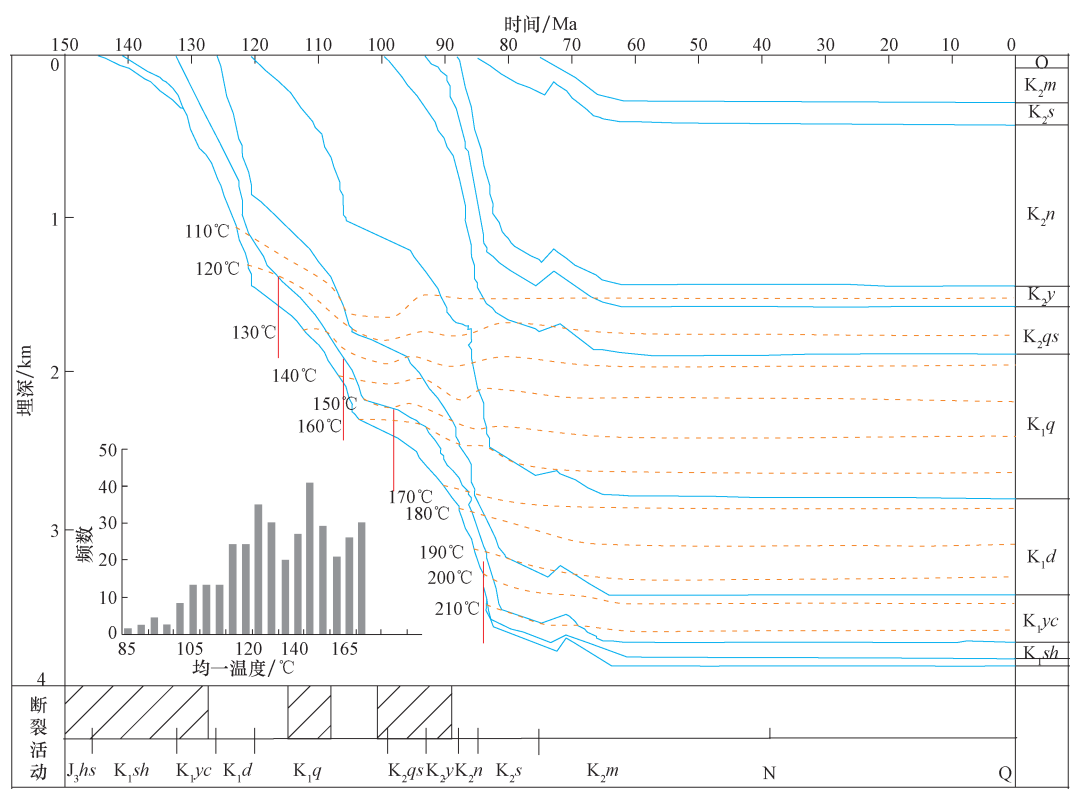


图 7 徐深气田断裂活动与火山岩气藏成藏时间关系

Fig. 7 The relationship between the time of volcanic gas accumulation and faulting in Xushen gas field

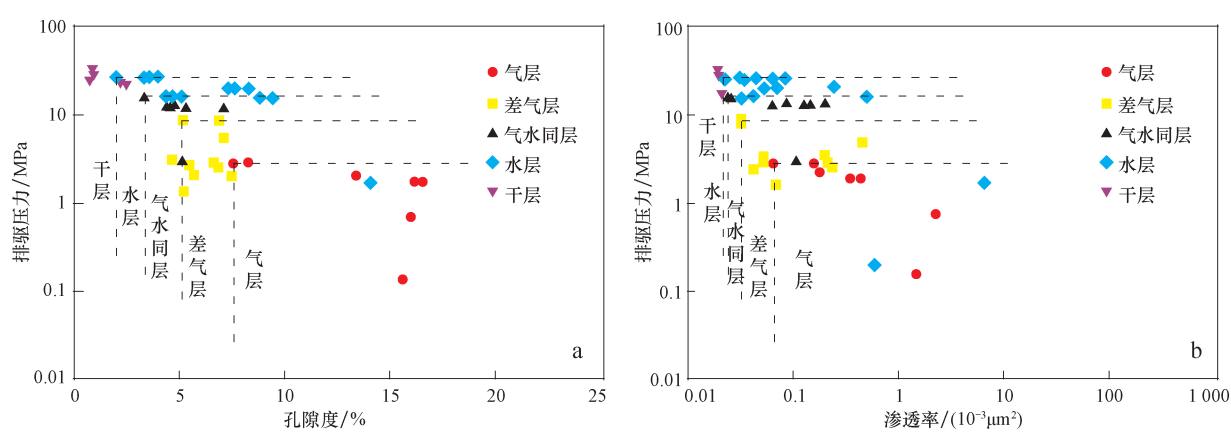


图 8 徐深气田火山岩储层孔隙度(a)和渗透率(b)与排驱压力关系

Fig. 8 The relationship between volcanic reservoir porosity (a) ,permeability(b) ,and displacement pressure in Xushen gas field

越高,在相同构造条件下易形成宽阔的气水过渡带。根据研究区天然气高压物性和储层高压压汞,推算营城组火山岩气水分异所对应的气柱高度,结果表明:当孔隙度大于 15%时,气水完全分异所需的气柱高度为 76 m,当孔隙度分别为 10%~15%和 5%~10%时,气水完全分异所需的气柱高度为 89 m 和 132 m,当孔隙度小于 5%时,气水完全分异所需的气柱高度则为 262 m (图 9)。研究区火山岩圈闭构造幅度在 30~220 m,因此只有火山机构中构造高部位的储层物性较好的圈闭

气水分异彻底,而火山机构边部储层物性较差、闭合高度低的圈闭则表现为宽缓的气水过渡带,呈现气水混杂分布的特征。

5 结论

1) 徐深气田营一段火山岩发育 29 个火山机构,沿徐中断裂呈串珠状分布,不同火山机构间以岩性、岩相为分界面,反射特征差异明显。

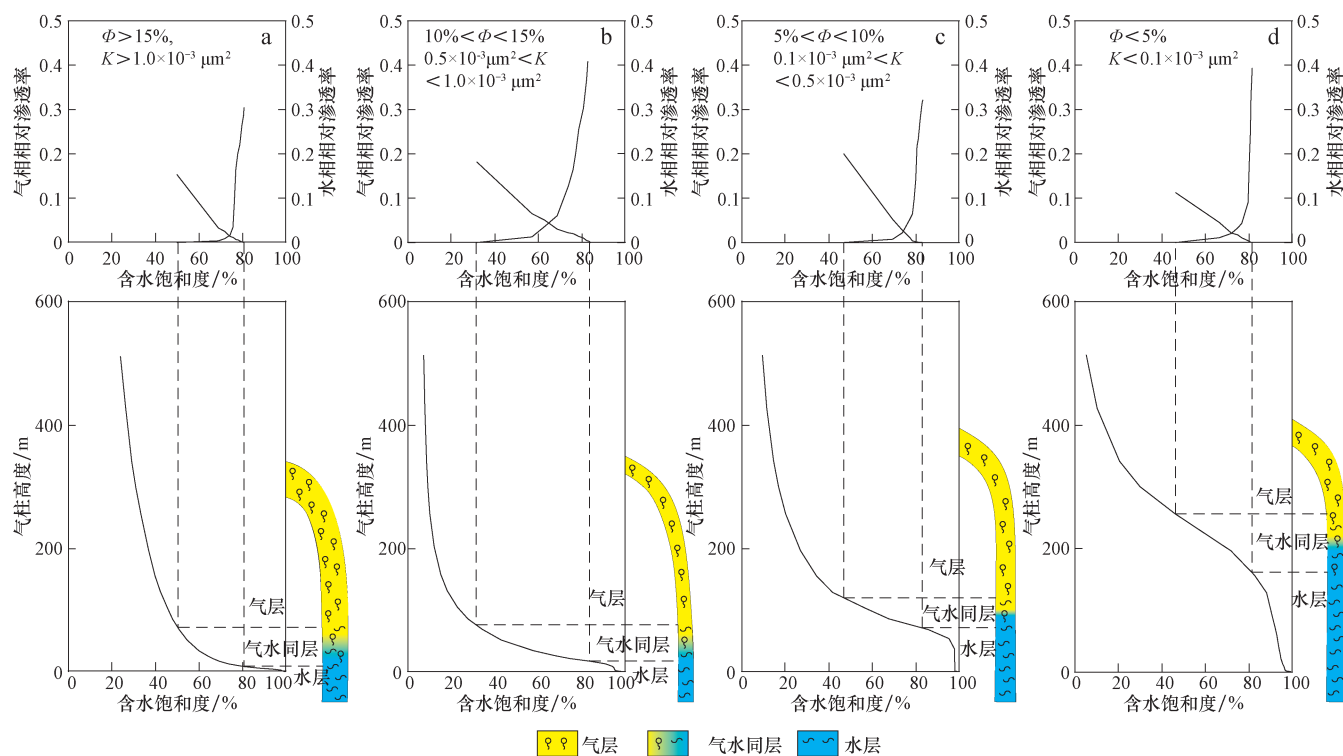


图9 徐深气田储层物性与气柱高度之间的关系

Fig. 9 The relationship between volcanic reservoir physical property and gas column height in Xushen gas field

a. I类储层;b. II类储层;c. III类储层;d. IV类储层

2) 营城组致密火山岩气水关系复杂,气水分布以火山机构为单位,同一火山机构内也可存在多个气水系统,不同的气水系统间也可具相同的气水界面。

3) 营城组火山岩气藏气水分布受烃源岩条件、火山机构、构造和储层微观结构等多种因素影响,其中烃源岩展布控制了本区火山岩气藏气水的宏观分布;火山机构和构造联合作用影响天然气的聚集、调整;火山岩复杂的孔隙微观结构是制约储层内部气水分异的内在因素。

参考文献

- [1] 邹才能,陶士振,张响响,等. 中国低孔渗大气区地质特征、控制因素和成藏机制[J]. 中国科学 D 辑:地球科学,2009,39(11):1607-1624.
Zou Caineng, Tao Shizhen, Zhang Xiangxiang, et al. Geologic characteristics, controlling factors and hydrocarbon accumulation mechanisms of China's Large Gas Provinces of low porosity and permeability[J]. Science China (Series D), 2009, 39(11): 1607-1624.
- [2] Spencer C W. Review of characteristics of low-permeability gas reservoirs in western United States[J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(5): 613-629.
- [3] Law B E. Basin-centered gas system[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1891-1919.
- [4] 樊茹,邵辉,贾爱林,等. 川中广安须家河组气藏气-水分布[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(6): 732-739.

- Fan Ru, Shao Hui, Jia Ailin, et al. Gas and water distribution in gas reservoirs of the Xujiahe Formation, Guang'an area, the central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(6): 732-739.
- [5] 桑琴,未勇,程超,等. 蜀南地区茅口组气藏气水分布特征及其控制因素[J]. 中国地质, 2012, 39(3): 634-644.
Sang Qin, Wei Yong, Cheng Chao, et al. Gas-water distribution characteristics and control factors of Maokou Formation in Shunan (south Sichuan) area[J]. Geology in China, 2012, 39(3): 634-644.
- [6] 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.
Meng Dewei, Jia Ailin, Ji Guang, 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.
- [7] 周翔,舒萍,于士泉,等. 松辽盆地徐深9区块营一段火山岩气藏储层特征及综合评价[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(1): 62-72.
Zhou Xiang, Shu Ping, Yu Shiquan, et al. Reservoir characteristics and synthesis evaluation of volcanic rock in member 1, Yingcheng Formation in Xushen 9 block, Songliao Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(1): 62-72.
- [8] 贺电,李江海,刘守偈. 松辽盆地北部徐家围子断陷下白垩统营城组火山机构类型与喷发模式研究[J]. 岩石学报, 2009, 25(3): 659-666.
He Dian, Li Jianghai, Liu Shoujie. Volcanic edifice types and eruption model of Yingcheng Formation, Lower Cretaceous, in Xujiaweizi fault

- depression, northern Songliao Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2009, 25(3): 659–666.
- [9] 宋立忠, 赵泽辉, 焦贵浩, 等. 松辽盆地早白垩世火山岩地球化学特征及其构造意义[J]. *岩石学报*, 2010, 26(4): 1182–1194.
Song Lizhong, Zhao Zehui, Jiao Guihao, et al. Geochemical characteristics of Early Cretaceous volcanic rocks from Songliao Basin, Northeast China, and its tectonic implications [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2010, 26(4): 1182–1194.
- [10] 谢昭涵, 罗静爽, 刘中亮, 等. 松辽盆地徐家围子断陷的断裂复活演化特征及控藏作用[J]. *地质论评*, 2015, 61(6): 1332–1346.
Xie Zhaohan, Luo Jingshuang, Liu Zhongliang, et al. Fault Re-active and reservoir-controlling of Xujiaweizi fault depression, Songliao Basin [J]. *Geologic Review*, 2015, 61(6): 1332–1346.
- [11] Masters J A. Deep basin gas trap, western Canada [J]. *AAPG Bulletin*, 1979, 63(2): 152–181.
- [12] 赵文智, 邹才能, 李建忠, 等. 中国陆上东、西部地区火山岩成藏比较研究与意义[J]. *石油勘探与开发*, 2009, 36(1): 1–11.
Zhao Wenzhi, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Comparative study on volcanic hydrocarbon accumulation in western and eastern China and its significance [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(1): 1–11.
- [13] 孙粉锦, 罗霞, 齐景顺, 等. 火山岩体对火山岩气藏的控制作用——以松辽盆地深层徐家围子断陷兴城和升平火山岩气藏为例[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(2): 180–186.
Sun Fenjin, Luo Xia, Qi Jingshun, et al. Controlling effects of volcanic rocks upon gas pools—taking two volcanic gas reservoirs in the Songliao Basin as examples [J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(2): 180–186.
- [14] Wiersberg T, Erzinger J. Origin and spatial distribution of gas at seismogenic depths of the San Andreas Fault from drill-mud gas analysis [J]. *Applied Geochemistry*, 2008(23): 1675–1690.

(编辑 张玉银)

(上接第956页)

- [49] Qiu Z, Tao H, Zou C, et al. Lithofacies and organic geochemistry of the Middle Permian Lucaogou Formation in the Jimusar Sag of the Junggar Basin, NW China [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, 140: 97–107.
- [50] 宋永, 周路, 郭旭光, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组湖相云质致密油储层特征与分布规律[J]. *岩石学报*, 2017, 33(4): 1159–1170.
Song Yong, Zhou Lu, Guo Xuguang, et al. Characteristics and occurrence of lacustrine dolomitic tight-oil reservoir in the Middle Permian Lucaogou Formation, Jimusar Sag, Southeastern Junggar Basin [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2017, 33(4): 1159–1170.
- [51] 邱振, 施振生, 董大忠, 等. 致密油源储特征与聚集机理——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(6): 928–939.
Qiu Zhen, Shi Zhensheng, Dong Dazhong, et al. Geological characteristics of source rock and reservoir of tight oil and its accumulation mechanism: A case study of Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(6): 928–939.
- [52] Cao Z, Liu G, Kong Y, et al. Lacustrine tight oil accumulation characteristics: Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2016, 153: 37–51.
- [53] Cao Z, Liu G, Xiang B, et al. Geochemical characteristics of crude oil from a tight oil reservoir in the Lucaogou Formation, Jimusar sag, Junggar Basin [J]. *AAPG Bulletin*, 2017, 101(1): 39–72.
- [54] Surdam R C, Boese S, Crossey L J. Role of organic and inorganic reactions in development of secondary porosity in sandstones: Abstract [J]. *AAPG Bulletin*, 1982, 66(5): 635–635.
- [55] Surdam R C, Crossey L J. Organic-inorganic reactions during progressive burial: Key to porosity and permeability enhancement and preservation [J]. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London*, 1985, 315(1531): 135–156.
- [56] Meshri I D. On the reactivity of carbonic and organic acids and generation of secondary porosity [C]. *AAPG Special Publications*, 1986, 38: 123–128.
- [57] Macgowan D B, Surdam R C. Carboxylic acid anions in formation waters, San Joaquin Basin and Louisiana Gulf Coast, USA—Implications for clastic diagenesis [J]. *Applied Geochemistry*, 1990, 5(5–6): 687–701.
- [58] Harrison W J, Thyne G D. Predictions of diagenetic reactions in the presence of organic acids [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1992, 56(2): 565–586.
- [59] Hu W, Wang X, Zhu D, et al. An overview of types and characterization of hot fluids associated with reservoir formation in petroliferous basins [J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2018, 36(6): 1359–1375.
- [60] 胡文瑄. 盆地深部流体主要来源及判识标志研究[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 2016, 35(5): 817–826.
Hu Wenxuan. Origin and indicators of deep-seated fluids in sedimentary basin [J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 2016, 35(5): 817–826.

(编辑 李军)