

渤海湾盆地黄骅坳陷板桥凹陷深层低渗透(致密)砂岩气藏充注特征及成藏过程

赵贤正¹, 曾贱辉^{2,3}, 韩国猛⁴, 冯森^{2,3}, 石倩茹⁴, 刘亚洲^{2,3}, 付东立⁴, 王亚奴^{2,3}, 宗杰⁴, 卢异⁴

[1. 中国石油大港油田分公司, 天津 300280; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 3. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 4. 中国石油大港油田分公司勘探开发研究院, 天津 300280]

摘要:渤海湾盆地深层发育大量的低渗透(致密)砂岩气藏,但是有关深层低渗透(致密)砂岩气藏的充注特征和成藏过程缺乏系统的研究。文章以板桥凹陷为例,综合利用测井、岩心、地震和分析化验等资料,从油气的来源入手,分析天然气的充注通道、动力和阻力的关系,探讨充注方式,同时结合流体包裹体的系统测试分析,探讨了板桥凹陷深层低渗透(致密)砂岩气充注特征及成藏过程。研究结果表明,板桥凹陷深层天然气主要为凝析油伴生气和煤型气的混合气,来自于成熟-高成熟演化阶段的沙三段烃源岩。依据烃源岩和储层的空间配置关系,深层天然气的源储结构主要为源储一体型、源储相邻型和源储分离型3种类型。深部砂层中的孔隙和裂隙以及断裂均可以构成深层天然气充注的通道,天然气的充注动力比较大,其中源储一体型在7.80~7.95 MPa,源储相邻型和源储分离型在4.80~9.55 MPa。断裂带的排替压力分布在3.14~7.05 MPa,砂层排替压力分布在0.01~0.29 MPa,充注动力均大于断层的排替压力和砂层的排替压力。源储一体型中的深层天然气第一种充注方式为由烃源岩直接向砂层充注,第二种充注方式为首先通过断层垂向运移,然后再向相连的砂层侧向充注成藏,但以第一种充注方式为主,而源储相邻型和源储分离型的深层天然气主要为第二种充注方式。结合流体包裹体和埋藏史分析,研究区存在沙一上至东营组早期和明化镇组中后期至现今两次主要的油气充注过程。板桥凹陷深层天然气藏具有“两期油气充注,早油晚气,晚期为主”的多阶段、动态成藏过程,从而总体上呈现出“上油下气,断层带富集”的分布规律。

关键词:充注特征;成藏过程;深层低渗透(致密)砂岩气藏;板桥凹陷;黄骅坳陷;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Charging characteristics and accumulation process of deep low-permeability (tight) sand gas reservoirs in Banqiao Sag, Huanghua Depression

Zhao Xianzheng¹, Zeng Jianhui^{2,3}, Han Guomeng⁴, Feng Sen^{2,3}, Shi Qianru¹, Liu Yazhou^{2,3},
Fu Dongli⁴, Wang Yanu^{2,3}, Zong Jie⁴, Lu Yi⁴

[1. Dagang Oilfield Branch, PetroChina, Tianjin 300280, China; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 4. Exploration and Development Research Institute of Dagang Oilfield Branch, PetroChina, Tianjin 300280, China]

Abstract: A large number of deep low-permeability (tight) sand gas reservoirs are discovered in the Bohai Bay Basin, but the systematic investigation of hydrocarbon charging mechanism and accumulation process related to those reservoirs is rarely seen. The study investigates the Banqiao Sag by analyzing genetic affinities among gas samples at first, and then the relationship between the charging path, dynamics and resistance, as well as discussing the charging patterns by using a series of data, including logging, core observation, seismic surveys, tests and analyses. Meanwhile, combined with the systematic test and analysis of fluid inclusions, the charging characteristics and accumulation process of deep low-permeability (tight) sand gas in Banqiao Sag are discussed. The results show that gases in the study area are primarily a mixture of condensate oil associated gas and coal-derived gas from the 3rd member of Shahejie Formation (Es^3) at mature to high-mature stages. According to the spatial distribution patterns between source rocks and reservoirs, the source-reservoir assemblages can be classified into three types, namely, the united source-reservoir type, the adjacent

收稿日期:2020-02-20;修订日期:2020-05-16。

第一作者简介:赵贤正(1962—),男,博士、教授级高级工程师,油气勘探与开发。E-mail: xzzhao@petrochina.com.cn。

通讯作者简介:曾贱辉(1962—),男,博士、教授,油气藏形成机理与分布。E-mail: zengjh@cup.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金面上项目(41972147);中国石油天然气股份有限公司重大科技专项(2018E-11)。

source-reservoir type and the separated source-reservoir type. The networks of pores, fractures and faults in the deep sand beds constitute the pathways for gas charging. The charging dynamics of deep natural gas is greater than the displacement pressure of faults and sand beds with 7.80–7.95 MPa for the united source-reservoir assemblage, and 4.80–9.55 MPa for the last two. Whereas the displacement pressure of fault zones and sand beds ranges from 3.14 to 7.05 MPa, and from 0.01 to 0.29 MPa respectively. There are two kinds of charging patterns for the first assemblage: the first one is that the gas can be charged directly to the sand beds through the source rocks, the primary mode for the united source-reservoir type; the second one is that natural gas has sufficient dynamic to migrate upward through faults, and then can be migrated laterally in the upper sand beds, the main mode for the last two. In addition, the multi-stage and dynamic accumulation process of the deep gas reservoirs in Banqiao Sag is described as “two stages of oil charging, that is, oil charging before gas charging, a dominant pattern in the late period”, which results in a distribution of “upper petroleum and lower gas vertically, and hydrocarbon accumulation near faults”.

Key words: charging characteristics, accumulation process, deep low-permeability (tight) sand gas reservoir, Banqiao Sag, Huanghua Depression

低渗透(致密)砂岩油气为分布和赋存于渗透率一般小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂岩储层中,广泛分布于中深层,是目前国内外油气勘探和开发的主要对象。低渗透(致密)砂岩油气主要由邻近的烃源岩经过初次运移进入低渗透(致密)砂岩,即发生了油气的充注过程。因此,研究低渗透(致密)砂岩油气的充注动力、充注方式以及充注过程对于认识低渗透(致密)砂岩的成藏特征和成藏机理具有重要的作用。

板桥凹陷是大港探区一个重要的富油气凹陷。近年来,在深层(埋深大于 3 500 m)沙河街组三段(简称沙三段)和沙河街组二段(简称沙二段)勘探取得了一定的突破,在钻遇沙三段的 60 多口井中,有 10 口井发现油气层;同时,在深层沙三段(板深 35、板 1711 等)发现了大量的天然气,显示出深层天然气具有很好的勘探前景,为板桥凹陷增储上产的重要领域^[1-2]。一些学者已经对板桥凹陷深层低渗透(致密)砂岩天然气成藏开展了相关的研究。例如杨池银^[3]研究了板桥凹陷深层及相邻的千米桥潜山天然气成因。马建英等^[1]研究了板桥凹陷深层构造-地层特征及其勘探潜力。刘萍等^[2]从烃源岩评价入手,分析了油气来源及油气充注历史,总结了油气富集主控因素,建立板桥凹陷深层近源断裂输导及岩性砂体充注模式。李洪香等^[4]开展了板桥次凹深层天然气成藏主控因素的研究,认为板桥次凹深层油气藏属于自生自储、下生上储型的构造岩性油气藏。陈淑芹等^[5]认为板桥低斜坡具备形成深部大型天然气藏的条件。总体来说,目前有关板桥凹陷深层天然气成藏研究比较少,大多停留在成藏条件和部分成藏特征研究上,对深层低渗透(致密)砂岩天然气的充注特征及成藏过程缺乏深入和系统的研究。本文基于测井、地震和岩心资料,通过地

质、地化研究及盆地模拟,以板深 35 和板 1711 气藏为典型实例,探讨深层低渗透(致密)砂岩天然气的充注动力、充注方式及充注特征,研究深层低渗透(致密)砂岩成藏过程和成藏机理,为板桥凹陷深层天然气勘探和开发提供科学依据。

1 深层低渗透(致密)砂岩气藏基本特征

板桥凹陷是黄骅坳陷次级构造单元之一,位于歧口凹陷西翼,北起海河断裂,南至滨海断裂系,西到沧东断裂,东临海岸线,勘探面积约 700 km²(图 1)。受沧东断裂控制,凹陷主体为一西断东超的箕状断陷,轴向与沧东断裂带平行,呈长条状。凹陷西翼陡,东翼较平缓;受北大港古隆起的影响,地势北低南高,地层逐渐向凸起方向减薄^[6]。

板桥凹陷深层天然气藏主要分布于埋深较深的沙河街组,一般埋深为 3 500~5 500 m。沙河街组由深到浅依次为沙三段(E_s^3)、沙二段(E_s^2)和沙一段(E_s^1)。其中凹陷内沙三段厚度最大,岩性主要以砂岩、砾岩和泥岩为主。沙二段的厚度为 190~500 m,主要为灰绿、灰色泥岩与浅灰色砂岩互层。沙一段的厚度较大,为 200~1 600 m,主要为暗色泥岩和暗色砂岩^[7-8]。

根据大港油田探明地质储量报告,截止 2018 年底,板桥凹陷在 3 500 m 以下已发现的油气藏全部为气藏及凝析气藏,共计 15 个藏(表 1)。其中,这些气藏地质储量共计 $59.38 \times 10^8 \text{ m}^3$,以 3 500~4 000 m 范围内占比最大,达到 42.11%。从层位上来看,已发现的深层气藏主要分布在沙三段和沙二段,但主力产层主要来自于沙三段。

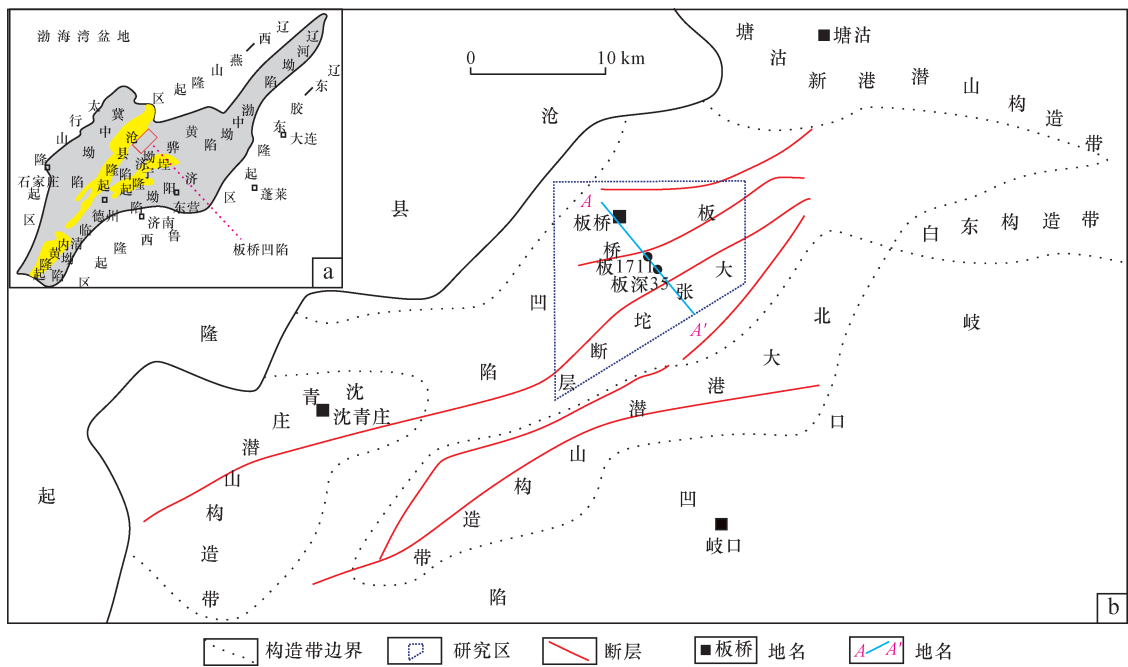


图 1 黄骅拗陷板桥凹陷地理位置(a)和构造单元划分(b)^①

Fig.1 The structure unit division of the Banqiao Sag in Huanghua Depression^①

表 1 黄骅拗陷板桥凹陷深层天然气勘探情况

Table 1 The exploration situation of deep gas in the Banqiao Sag

圈闭名称	圈闭类型	埋深/m	分布层位	主要探井
板 40	构造-岩性	4 650	Es ³	板深 35, 板 1711
板 19	岩性-构造	3 505	Es ¹	板 19-1
板深 9-1	断块	3 861	Es ¹	板深 9-1
板深 67	背斜构造	3 526	Es ¹	板深 67, 板深 67-1
板深 15	断块	3 671	Es ¹	852, 852-1, 板深 15
板深 20	构造	3 642	Es ²	8-18-14, 板深 20, 17-13
板深 13	构造	3 840 ~ 3 893	Es ²	板深 11, 13
板深 13	构造	4 033	Es ³	板深 13
板深 34	背斜构造	3 550 ~ 3 678	Es ²	新板 22, 板深 34
板深 5-1	复杂断块	3 639	Es ³	板深 5-1, 板深 3-2
板深 3-2	复杂断块	4 100	Es ³	板深 3-2

板深 35 和板 1711 气藏位于板桥凹陷板桥断层上升盘板 40 井区,整体上依附于大张坨断层下降盘形成的大型鼻状构造,轴向为北西-南东向,地层整体上南高北低(图 2)。其中,Es³⁽²⁾气藏顶面高点埋深 4 250 m,闭合高度 200 m,闭合面积 25 km²。受到桥断裂(F₁)、F₂ 断裂和大张坨断裂(F₃)的影响,板深 35 气藏规模较大。板深 35 气藏的主力产层为 Es³⁽²⁾ 和 Es³⁽³⁾ 层段,目前上报含气面积为 5.8 km²,控制储量为 11.8 ×

10⁸ m³。其中,静压为 56.81 MPa,压力系数为 1.22,为典型的构造-岩性油气藏。

1.1 烃源岩和储层特征

整体上,板桥凹陷沙一段烃源岩有机碳含量较高,但其埋藏较浅成熟度较低,有机质向石油转化的程度较低;沙二段烃源岩有机碳含量最低,为研究区相对差的烃源岩;沙三段烃源岩有机碳含量较高,埋藏深已经入了成熟-高成熟阶段,为该地区最为有利的烃源岩的层系。而且 Es¹ 和 Es³⁽¹⁾ 以 II₁ 和 II₂ 型有机质为主,偏腐泥型烃源岩;Es³⁽²⁾ 和 Es³⁽³⁾ 以 II₂ 和 III 型有机质为主,偏腐殖型烃源岩^[9-10]。依据板深 35 井和板 1711 井的测井和实测孔隙度及渗透率随深度的变化关系可以发现:深部储层孔隙度多小于 15%,渗透率多小于 10.0 × 10⁻³ μm²;其中板 1711 井孔隙度和渗透率整体小于板深 35 井,孔隙度多在 10%左右,渗透率在 1.0 × 10⁻³ μm² 左右(图 3)。因此,板桥凹陷深层主要以低渗透(致密)砂岩储层为主。

1.2 天然气来源

天然气组分碳同位素是判断天然气成因及来源的重要依据,前人对此做过大量的研究工作^[11-15]。通过对板桥凹陷深层天然气样品中碳同位素和组分含量数据点进行投点成图,建立板桥凹陷深层天然气δ¹³C₁-

① 中国石油勘探开发研究院. 板桥凹陷开发后期剩余油研究与开发调整,2006.

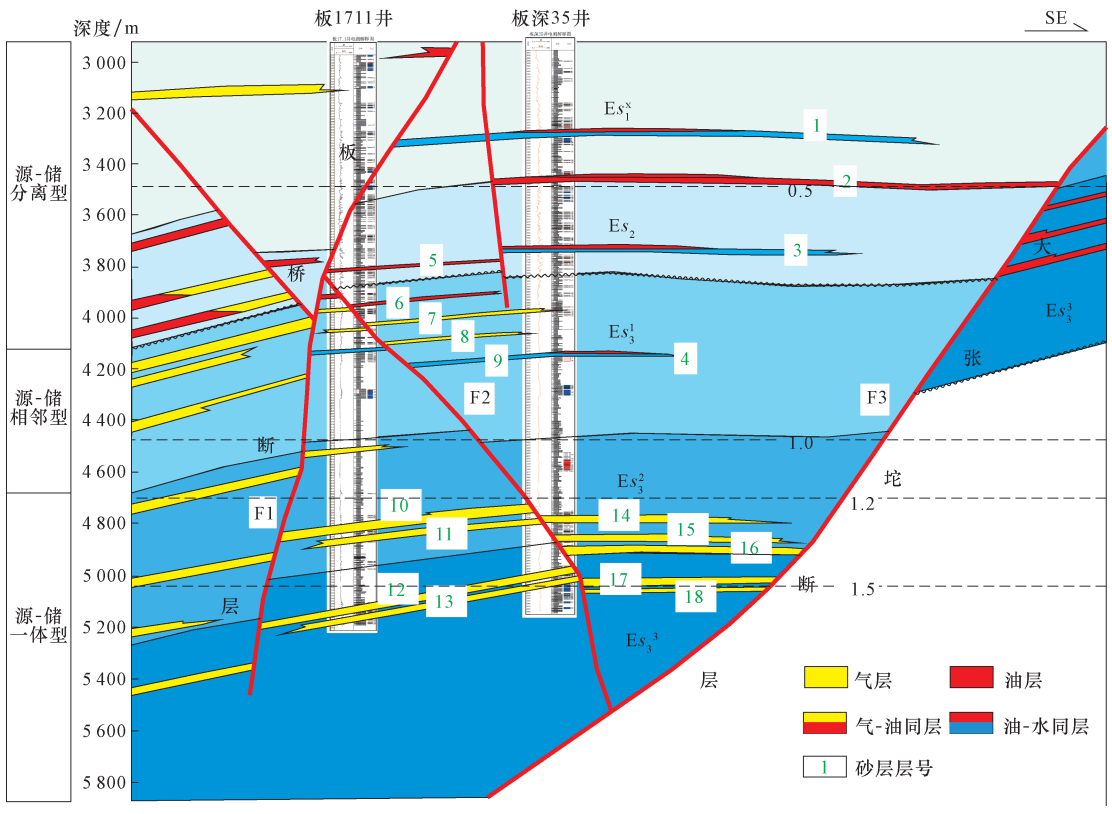


图2 板桥凹陷板1711井—板深35井气藏剖面(剖面位置见图1A—A')

Fig.2 The gas reservoir profile from Well Ban1711 to Well Banshen35 in the Banqiao Sag (see Fig. 1A—A' for the profile location)

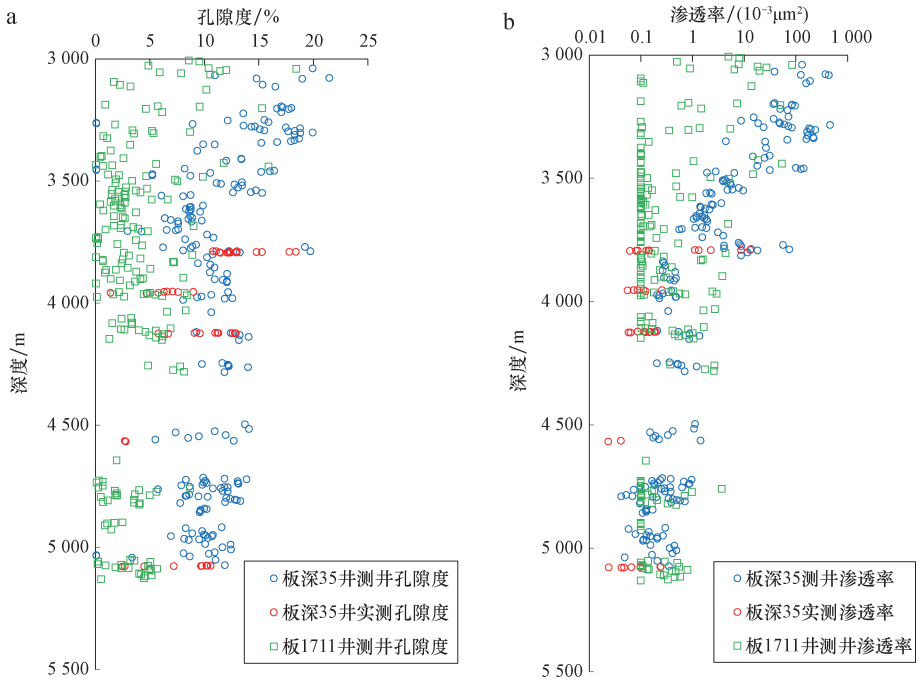


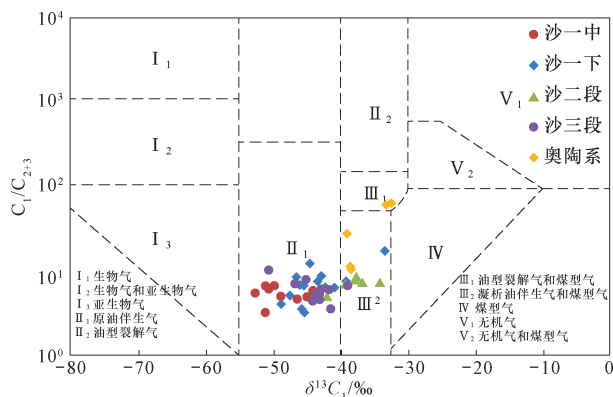
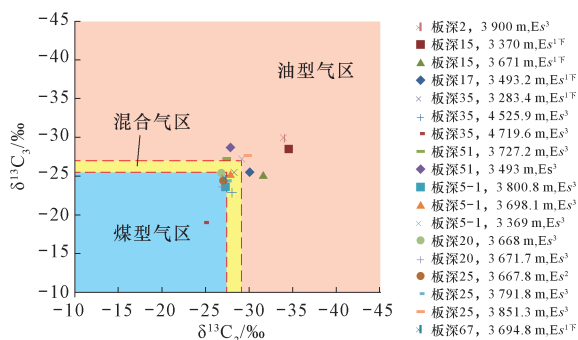
图3 板桥凹陷板深35井和板1711井物性随深度变化

Fig.3 Relationship of porosity/permeability and depth in the Well Banshen35 and Well Ban1711 in the Banqiao Sag

a. 板桥凹陷板深35井和板1711井孔隙度随深度变化;b. 板桥凹陷板深35井和板1711井渗透率随深度变化

C_1/C_{2+3} (图4) 和 $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_3$ 成因关系 (图5)。研究发现,板桥凹陷深层天然气甲烷碳同位素整体偏轻,天然气干燥系数整体较低,沙一中亚段,沙一下亚段,沙

二段和沙三段多数样品点位于Ⅱ₁区即原油伴生气区,少数样品点位于Ⅲ₂区即凝析油伴生气和煤型气区。深层天然气主要为原油伴生气以及凝析油伴生气和煤

图4 板桥凹陷深层天然气 $\delta^{13}C_1 - C_1/C_{2+3}$ 关系Fig. 4 Genetic diagrams of $\delta^{13}C_1$ vs. C_1/C_{2+3} in the Banqiao Sag图5 板桥凹陷深层天然气 $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_3$ 关系Fig. 5 Genetic diagrams of $\delta^{13}C_2$ vs. $\delta^{13}C_3$ in the gas deep in the Banqiao Sag

型气的混合气,结合研究区的地质背景认为这些天然气主要来自成熟-高成熟演化阶段的沙三段烃源岩。

1.3 源储结构

源-储结构是指烃源岩与储集岩之间的岩性组合(烃源岩与其上下或者内部接触的渗透性砂体配置关系)、接触关系、厚度差异、物性差异和通道类型(孔隙型通道、裂隙型通道或孔隙-裂隙型通道)。不同的源-储结构,烃源岩与储集岩之间具有不同的接触关系、岩性组合、厚度大小以及通道类型和物性差异,直接影响着油气由烃源岩向致密储层充注动力、充注方式、充注强度、充注范围以及充注量,对致密储层中的油气运移和聚集构成重要的影响^[16-17]。板桥凹陷深层天然气主要储集在沙三段和沙二段,其中 $Es^{3(3)}$ 和 $Es^{3(2)}$ 为主要的烃源岩层, $Es^{3(1)}$ 的生烃能力较弱, $Es^{3(1)}$ 和 Es^2 均为主要储集层。结合油气的成因联系及源-储的空间配置关系,板桥凹陷深层天然气的源-储结构主要存在源-储一体型($Es^{3(3)} + Es^{3(2)}$)、源-储相邻型($Es^{3(1)}$)和源-储分离型(Es^2 和 Es^1) (图2)。

2 深层低渗透(致密)砂岩天然气充注特征

板桥凹陷深层天然气主要聚集在低渗透(致密)砂岩储层中,发生了天然气由烃源岩向低渗透(致密)砂岩储层充注的过程。不同的源储结构具有不同的天然气充注通道和充注特征。对于源储一体型($Es^{3(3)} + Es^{3(2)}$),天然气既可以由烃源岩向低渗透(致密)砂岩储层直接充注,也可以先沿断层向上运移然后再向低渗透(致密)砂岩储层侧向充注;对于源储相邻型($Es^{3(1)}$)和源储分离型(Es^2 和 Es^1),天然气则可能先沿断层向上运移然后再向低渗透(致密)砂岩储层侧向充注(图2)。板深35气藏沙河街组油气层纵向上相互叠置,平面上呈现出连片的分布特征,油源对比和氣源对比表现出油气存在明显的成因联系,但目前对该气藏不同层系油气的充注特征尚不明确。

2.1 充注通道

板桥凹陷深层天然气主要储集于沙三段,具有源-储一体的特征。对于板深35气藏(图2),深层天然气既可以由烃源岩向砂岩直接充注,亦可以通过断层输导向砂层充注,天然气的运移通道为砂泥岩界面裂缝和孔隙网络以及断层和砂体复合输导体系。岩心观察结果表明,深层微裂缝规模小,密度大,胶结程度弱,砂泥岩界面处普遍发育,裂缝和孔隙网络可构成深层天然气的充注通道。

板深35深层天然气藏同时也受到板桥断裂(F_1)、 F_2 和大张坨断裂(F_3)的影响(图2)。板桥断裂(F_1)形成于 Es^1 时期,在 Ed 期呈现出较大的生长指数,最大可达1.6,其次是 Nm 期生长指数介于1.03~1.08,相对活动性较强。就断层活动速率来说, F_1 断层 Ed 期活动速率较大,介于10~20 m/Ma,最大可达20 m/Ma,具有较强的油气垂向输导作用; Nm 期活动速率介于5~10 m/Ma,对晚期天然气具有一定的垂向输导作用(图6)。断层(F_1)各储层断点处的 SGR 值位于60%~90%,说明板桥断层(F_1)侧向封闭性整体较好(图6),对深层天然气具有侧向封堵作用。断层 F_2 只在 Es^3 中发育,表明 F_2 活动时期较早,在 Es^3 末期已经停止活动,在成藏时期(Ed 末期、明化镇—现今)的垂向输导能力均较差。大张坨断层(F_3)形成时期较早,在 Es^3 期即呈现出较大的断层生长指数,最大可达1.5, Ed 期生长指数达到最大,而新近纪生长指数较小。从大张坨断层(F_3)断层活动速率上看,大张坨断

型源-储结构,储集层分布在烃源岩层内部,充注动力主要为烃源岩生成油气所产生的剩余压力,即生烃增压作用。对于源-储相邻型和源-储分离型源储结构而言,储集层位于烃源岩层之上,深层天然气需通过断层进行垂向运移进入储层,因此充注动力主要为烃源岩层与储层之间源-储剩余压力差,即将烃源岩层的剩余压力与储层的剩余压力相减而得。从充注动力的成因来看,该部分增压主要包括烃源岩层的生烃增压作用和欠压实作用产生的剩余压力两个部分。

在沉积盆地中,压力的演化是多种地质因素和地质作用的结果,现今的地层压力是由古压力经过复杂的地质过程综合作用的结果,因此有必要从压力的演化过程来分析现今地层压力分布特征^[18-19]。本次利用 Petromod 盆地模拟软件来恢复板 1711 井和板深 35 井压力演化史。地质模型的建立主要利用板 1711 井和板深 35 井的的钻录井资料和前人的研究成果^[20-22],其中,岩性主要依据录井岩心描述资料进行各层段岩性进行混合,混合岩性的相关参数(热导率等)则是通过纯岩性参数的算术平均而得。关于沙三段生烃动力学模型的选取,本文采用 Pepper 等^[23-25]结合有机质沉积环境和生烃特征对烃源岩有机相进行划分中的 D/E 类有机相。其中,D/E 类有机相母质主要为高等植物来源的树脂和细菌等,有机显微组分为腐泥组、壳质组和镜质组混合型,形成于偏氧化的环境中^[26-27]。而边界条件的选取也主要是参考前人的研究成果^[28-30]。对比模拟出的现今镜质体反射率与实测镜质体反射率值(图 7)、现今压力与实测压力值(图 8),实测值与预测值吻合度很好,反映本次压力模拟结果可靠度较高。

从压力的演化结果来看,板 1711 井和板深 35 井地层压力的演化大致可以分为两个阶段,38 ~ 36 Ma 之前是常压发育阶段,之后开始出现超压。超压阶段又可以大致划分成 3 个演化过程:增压—卸压—增压。以板深 35 井主力烃源岩层 $Es^{3(3)}$ 地层为例(图 9),该层在约 36 Ma 即沙一下沉积期,进入低成熟演化阶段($R_o = 0.5\%$),随着埋深不断增大,烃源岩成熟度也不断增大,该阶段烃源岩层内的剩余流体压力也逐渐增大,33.5 Ma 烃源岩达到成熟演化阶段($R_o = 0.7\%$),此时早期弱超压发育幅度快,剩余流体压力至东营期抬升剥蚀之前(27.6 Ma)达到最大,剩余压力值约为 12 MPa。馆陶组沉积期,随地层埋深逐渐加大, $Es^{3(3)}$ 层段烃源岩成熟度逐渐增高,此时烃源岩仍处于成熟演化阶段($0.7\% < R_o < 1.3\%$),剩余流体压力随深度增加基本稳定不变。约 12 Ma 即明化镇时期, $Es^{3(3)}$ 层

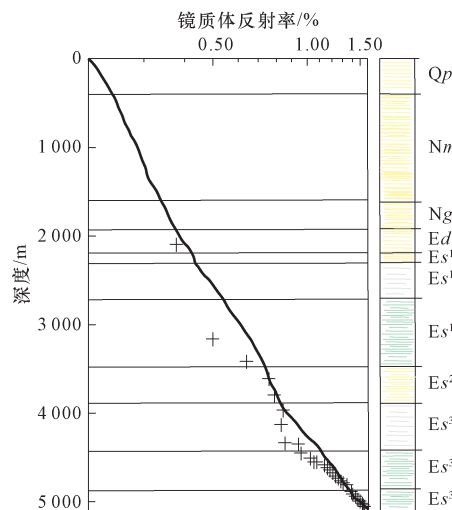


图7 板桥凹陷板深 35 井一维模型镜质体反射率校正
Fig. 7 Vitrinite reflectance calibration for Petromod 1D modeling for Well Banshen35 in the Banqiao Sag

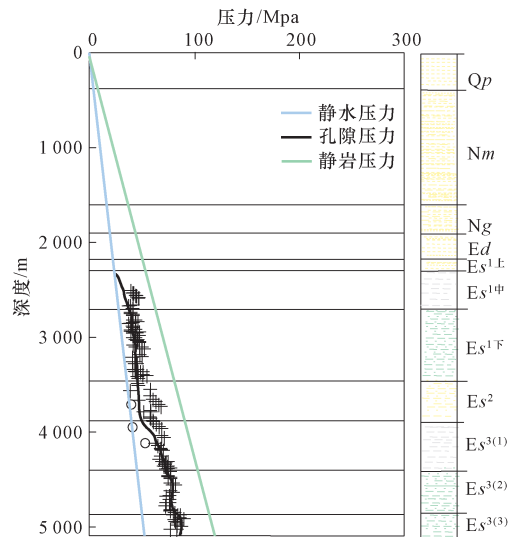
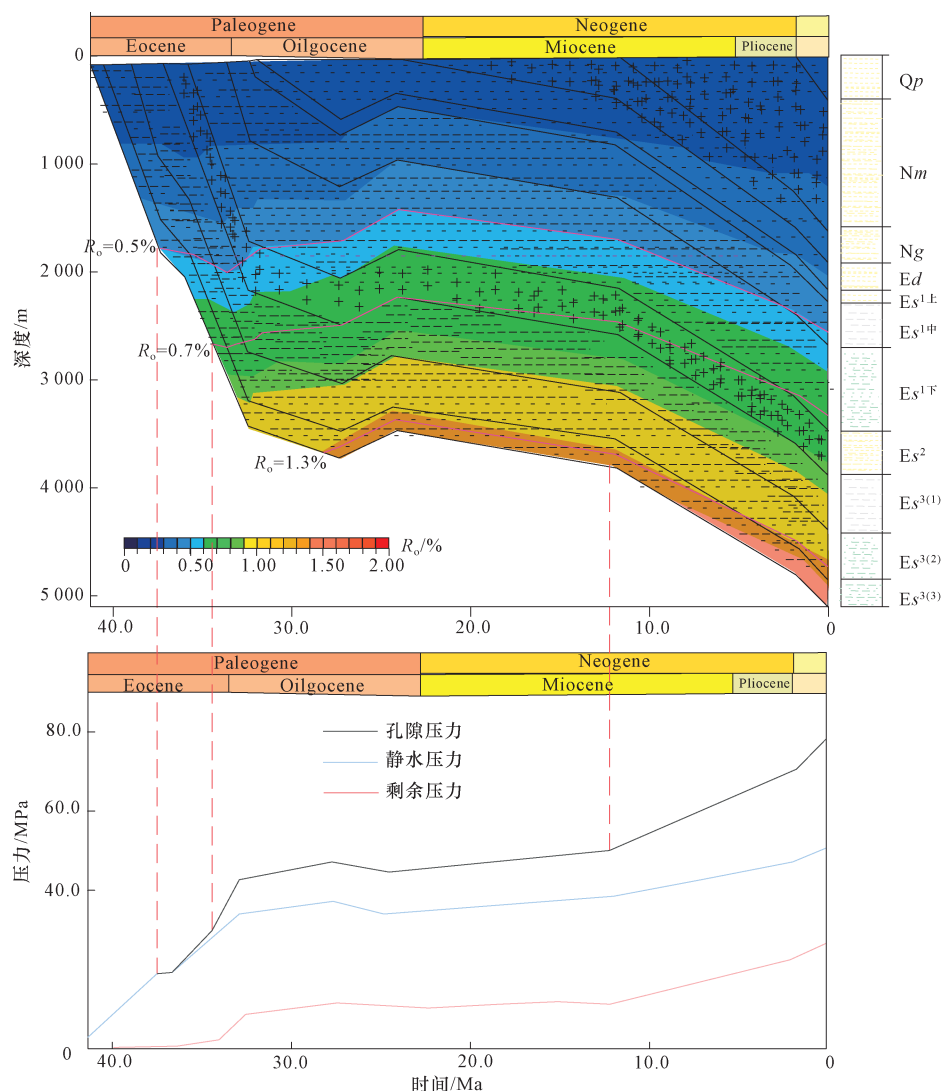


图8 板桥凹陷板深 35 井一维模型压力校正
Fig. 8 Pressure calibration for Petromod 1D modeling for Well Banshen35 in the Banqiao Sag

段烃源岩达到高成熟阶段($R_o = 1.3\%$),开始进入生气高峰,此时处于剩余压力发育的第二个高峰,剩余压力值随深度增加而快速增大,直至今今达到最大埋深和最大剩余压力值(约 28 MPa),压力系数达到 1.53。表明从明化镇时期到现今,烃源岩生排气的过程一直持续进行。

依据单井模拟结果,对板深 35 井和板 1711 井各层段的现今剩余压力以及天然气充注动力进行统计分析。其中,沙三段深层天然气源-储结构为源-储一体型,天然气的充注动力主要为生烃增压。结合研究区断层活动性以及烃源岩的生排烃史,天然气的充注阶段主要发生于明化镇组沉积期(12.6 Ma)以后。据

图9 板桥凹陷板深35井Es₃层段压力演化史Fig.9 Pressure evolution history of the Es₃ bed in Well Banshen35 in the Banqiao Sag

此,根据单井数值模拟结果,从中读取现今(0 Ma)以及明化镇沉积期(12.6 Ma)时刻各层剩余压力值。源-储一体型的充注动力为明化镇期至现今的平均生烃增压量;源-储相邻与源-储分离型的充注动力为明化镇期至现今,沙三段顶界与沙二段和沙一段之间的剩余压力差的平均值,计算公式如下式所示。

充注动力计算公式:

源-储一体型充注动力 = (现今0 Ma时刻剩余压力 - 明化镇期12.6 Ma时刻剩余压力)/2

$$P_{\text{源-储一体}} = (p_0 - p_{12.6})/2 \quad (1)$$

源-储相邻、源-储分离型充注动力 = [(现今0 Ma时刻沙三段顶界剩余压力 - 现今0 Ma时刻储层剩余压力) + (明化镇期12.6 Ma时刻沙三段顶界剩余压力 - 明化镇期12.6 Ma时刻储层剩余压力)]/2

$$P_{\text{源-储相邻、分离}} = \{ [p_0(\text{Es}^3) - p_0(\text{Es}^2, \text{Es}^1)] + [p_{12.6}(\text{Es}^3) - p_{12.6}(\text{Es}^2, \text{Es}^1)] \} / 2 \quad (2)$$

以明化镇期(12.6 Ma)到现今(0 Ma)的平均充注动力值表征各砂层的充注动力,对各砂层充注动力值进行计算(表3)。以板深35井1号砂层和14号砂层为例。

1号砂层位于沙一下亚段,属于源-储分离型,现今埋深为3300 m,12.6 Ma时期埋深为1850 m,应用源-储分离型充注动力计算公式, $p = [(9.6 - 0) + (0 - 0)]/2 = 4.8 \text{ MPa}$ 。

14号砂层位于沙三2亚段,属于源-储一体型,现今埋深为4820 m,12.6 Ma时期埋深为3520 m,应用源-储一体型充注动力计算公式, $p = (27.7 - 11.8)/2 = 7.95 \text{ MPa}$

2.2.2 充注阻力

1) 断层带排替压力

深层天然气的主要成藏期时研究区断层活动性较

弱,此时深层天然气能否通过断层垂向运移然后再侧向充注上部砂层,主要取决于断裂充填物的排替压力大小,即断层带的排替压力为天然气垂向运移的阻力。吕延防等(2007)和付广等(2013)提出了通过计算断裂充填物的排替压力定量评价断层垂向和侧向封闭性的方法。断层垂向封闭性主要取决于断裂充填物的排替压力,而排替压力的大小与充填物的成岩程度有关,成岩程度又受控于断面所承受的正压力大小。据此提出了定量评价断层垂向封闭性的方法,其基本原理是:首先计算断点处断面正压力;根据地静压力与地层埋深关系计算该断面压力所相当的地层埋深;最后,根据研究区所建立起来的盖层泥岩排替压力与埋深关系,确定该地层埋深下断裂充填物的排替压力^[31-32]。根据上述原理,对板桥凹陷板深35和板1711井区深层沙一下至沙三段, F_1 、 F_2 和 F_3 断层进行了断层垂向封闭性评价。

(1) 确定静岩压力随埋深变化关系

依据密度测井资料,利用板1711井岩石密度计算得到静岩压力(图10),公式:

$$p_r = \rho Z \quad (3)$$

式中: Z 为地层埋深,m; ρ 为深度 Z 以上地层的平均密度, kg/m^3 ; p_r 为埋深 Z 处的静岩压力,MPa。

依据上述公式绘制静岩压力随埋深变化关系曲线。

(2) 求取断面正压力

根据断层倾角和断点埋深,根据公式求得断面正压力。

$$p = \rho Z \cos \theta \quad (4)$$

式中: p 为断面所承受的正压力,MPa; ρ 为上覆地层平均密度, kg/m^3 ; Z 为断点埋深,m; θ 为断层倾角, $(^\circ)$ 。

实际计算过程中,依据模式图(图2)对18个对应层的断面正压力值分别进行了计算。

(3) 求取断点处断裂充填物排替压力

根据式(2)求得断面正压力以后,将该压力视为断裂充填物质所承受的静岩压力,并将其代入式(1),求得该压力对应的地层埋深 Z ,深度 Z 随排替压力变化的关系式为

$$p_r = 0.021\,35Z \quad (5)$$

由式(3)便可求得该深度下断点处断裂充填物的排替压力。依据上述计算方法,对剖面中18个砂层对应位置的断层排替压力进行了计算(表4)。

计算结果表明, F_1 断层排替压力整体介于3.14~7.34 MPa, F_2 断层排替压力在4.75~6.53, F_3 断层在5.35~5.23。通过对比断层排替压力与砂岩排替压力的大小,可以判断油气是否能够进行侧向运移;通过对

表3 板桥凹陷板1711井和板深35井不同砂体充注动力基本参数

Table 3 Basic parameters of charging dynamics of different sand bodies in Wells Ban1711 and Banshen35 in the Banqiao Sag

井号	砂层编号	层位	现今埋深/ m	充注动力/ MPa	源-储结构类型
板深35	1	沙一下	3 300	4.80	源-储分离型
板1711	5	沙二	3 750	9.55	源-储相邻型
板1711	6	沙三1	3 900	6.00	源-储一体型
	7	沙三1	4 050	6.00	
	8	沙三1	4 100	6.00	
	9	沙三1	4 200	6.00	
	10	沙三2	4 860	7.80	
	11	沙三2	4 900	7.80	
	12	沙三3	5 100	7.80	
板深35	13	沙三3	5 200	7.80	源-储一体型
	14	沙三2	4 820	7.95	
	15	沙三2	4 840	7.95	
	16	沙三2	4 860	7.95	
	17	沙三2	5 030	7.95	
	18	沙三3	5 100	7.95	

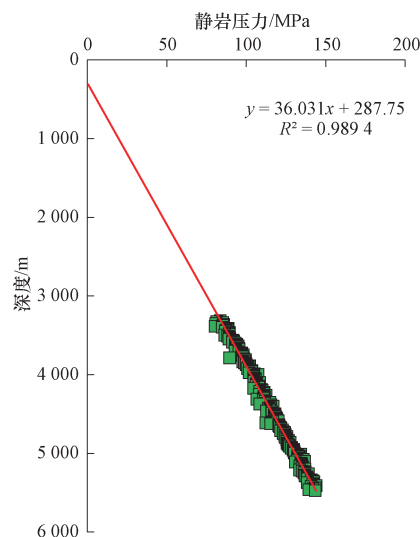


图10 板桥凹陷板1711井地层静岩压力随深度变化

Fig. 10 The geostatic pressure changing with depth in Well Ban1711 in the Banqiao Sag

比断层排替压力与充注动力的大小,可以判断油气是否能够进行垂向运移。因此,在计算砂层排替压力与充注动力之后,可对油气运移方向进行分析。

2) 砂层排替压力

深层低渗透(致密)天然气一方面可能从烃源岩直接向储层充注成藏,另一方面先沿断层垂向运移,然后在断层与砂层的接触部位侧向进入砂层。此时,天然气成藏的阻力主要为砂层排替压力。

通过压汞资料可以估算实际地质条件下的砂层排替压力值。板桥凹陷沙二和沙三段储层压汞分析结果表明,沙二段储层排替压力主要在 1.0~3.0 MPa,平均为 2.6 MPa;而沙三段储层排替压力主要分布在 1.0~3.5 MPa,平均为 2.56 MPa(图 11)。

通过压汞数据计算的排替压力需要与饱和水环境下气体驱替的排替压力进行换算。对于同一岩样,根据下式可得:

$$\frac{p_{dw}}{p_{dm}} = \frac{\sigma_w \cos \theta_w}{\sigma_m \cos \theta_m}$$

(6)

式中: p_{dw} 为气水两相中气驱替水的排替压力,MPa; p_{dm} 为压汞法测定的水银与空气两相的排替压力,MPa; σ_w 和 σ_m 分别为气/水和水银/空气的界面张力,mN/m;

θ_w 和 θ_m 分别为气/水/岩石和水银/空气/岩石界面接触角,(°)。

常温条件下,水银接触角 θ_m 为 140°,水银界面张力 σ_m 为 480 mN/m,气/水/岩石界面接触角 θ_w 取值为零,气水两相界面张力取值 70 mN/m。计算表明, $P_{dw}/P_{dm}=0.19$,即气驱水的排替压力为压汞法测试排替压力的 0.19。用压汞法进行实际地质条件下排替压力进行换算,结果表明沙二段储层气水两相的排替压力主要在 0.19~0.57 MPa,平均为 0.494 MPa;沙三段储层排替压力主要分布在 0.19~0.665 MPa 之间,平均为 0.486 MPa(表 5)。

由于样品实测压汞数据相对有限,可以通过建立排替压力与渗透率或者孔隙度之间的关系,来预测砂

表 4 板桥凹陷断层 F₁、F₂ 和 F₃ 排替压力和充注动力评价参数

Table 4 Evaluation parameters of displacement pressure and charging dynamics of faults F ₁ , F ₂ and F ₃ in the Banqiao Sag															
井号	砂层 编号	层位	F ₁ 断层				F ₂ 断层				F ₃ 断层				充注 动力/ MPa
			平均 深度/ m	断层排替 压力/ MPa	砂体排替 压力/ MPa	充注 动力/ MPa	平均 深度/ m	断层排替 压力/ MPa	砂体排替 压力/ MPa	充注 动力/ MPa	平均 深度/ m	断层排替 压力/ MPa	砂体排替 压力/ MPa	充注 动力/ MPa	
板深 35	1	沙一下	3 300	3.14	0.01	4.80									
	5	沙二	3 750	3.74	0.08	9.55									
	6	沙三 1	3 900	4.06	0.13	6.00	3 900	4.75	0.13	6.00					
	7	沙三 1	4 050	4.39	0.10	6.00	4 050	4.93	0.10	6.00					
	8	沙三 1					4100	4.99	0.03	6.00					
板 1711	9	沙三 1	4 200	4.88	0.08	6.00	4 200	5.02	0.08	6.00					
	10	沙三 2	4 860	6.59	0.29	7.80	4 860	6.12	0.29	7.80					
	11	沙三 2					4 900	6.17	0.21	7.80					
	12	沙三 3	5 100	7.05	0.13	7.80	5 100	6.53	0.13	7.80					
	13	沙三 3					5 200	6.66	0.18	7.80					
板深 35	14	沙三 2					4 820	6.07	0.07	7.95	4 820	5.35	0.07	7.95	
	15	沙三 2					4 840	6.10	0.13	7.95	4 840	5.27	0.14	7.95	
	16	沙三 2					4 860	6.23	0.06	7.95	4 860	5.19	0.07	7.95	
	17	沙三 2					5 030	6.44	0.03	7.95	5 030	5.26	0.03	7.95	
	18	沙三 3					5 100	6.53	0.08	7.95	5 100	5.23	0.09	7.95	

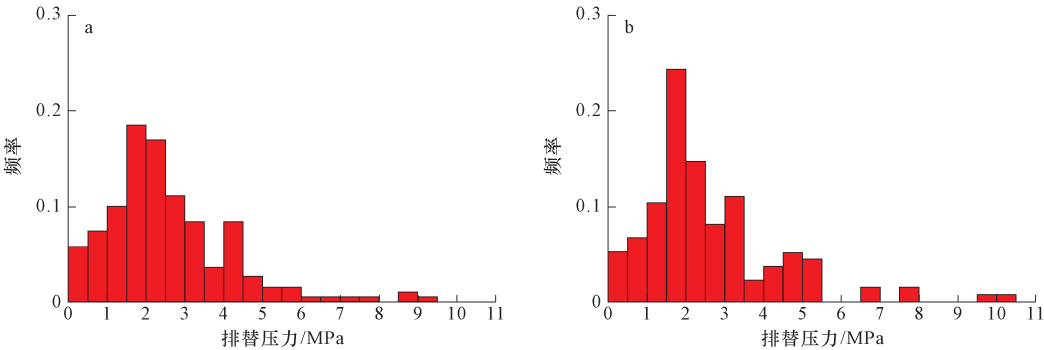


图 11 板桥凹陷砂层排替压力频率分布直方图

Fig. 11 The frequency distribution histogram of displacement pressures in sand beds in the Banqiao Sag
a. 沙二层段;b. 沙三层段

表 5 板桥凹陷部分样品排替压力计算结果

Table 5 Calculation results of displacement pressures for some samples from the Banqiao Sag

井号	样品号	孔隙度/%	渗透率/ (10 ⁻³ μm ²)	压汞排驱 压力/MPa	气水两相 排驱压力/ MPa
板深 25	2-9	9.7	0.07	2.42	0.46
板深 72	4	8.8	0.1	1.91	0.36
板深 25	75	14.3	0.2	1.34	0.25
板深 27	43	16.1	0.37	0.74	0.14
板深 25	73	13.8	0.42	0.84	0.16
板 8-17-15	5	16	0.56	0.82	0.16
板深 15-1	6	9.4	0.7	0.83	0.16
板深 27	40	16.8	0.88	1.05	0.20
板深 18	22	11.6	1	0.62	0.12
板 22	363	15.3	3	0.27	0.05
板 8-17-15	13	16.6	5	0.20	0.04
板深 25	2-62	13.3	11	0.08	0.02
板深 25	65	10.6	15	0.11	0.02

层的排替压力。板桥凹陷深部储层的渗透率与排驱压力具有很好的相关性,相关系数达 0.977 4(图 12):

$$y = 0.097\ 6x^{-0.593} \tag{7}$$

式中:y 为压汞法折算后的气水两相排替压力,MPa;x 为渗透率,10⁻³ μm²

应用该拟合公式,将图 2 各砂层位置的平均测井渗透率带入计算,得到各砂层的排替压力值(表 4)。

2.3 充注方式

对于源-储一体型砂层 10-砂层 18(图 13a),可能有两种天然气充注方式:第一种为源-储压差作用下,天然气由烃源岩直接向砂层充注;另外一种为天然

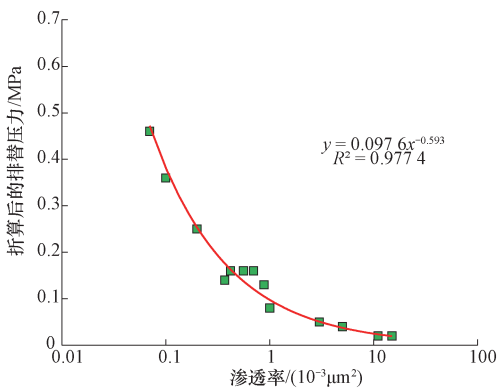


图 12 板桥凹陷渗透率与折算后的排替压力相关关系

Fig. 12 Correlation diagram between permeability and displacement pressure after correction in the Banqiao Sag

气首先由烃源岩进入断层带,在断层带发生垂向运移,然后再侧向进入砂层。从表 4 可知,储-一体型天然气的充注动力较大,分别为 7.80 和 7.95 MPa,砂层 10—砂层 18 的排替压力比较小,分布在 0.03 ~ 0.29 MPa,充注动力远大于阻力,因此,天然气可以由烃源岩直接向砂层充注。此外,断层 F1—F3 的排替压力分布在 5.19 ~ 7.05 MPa,小于天然气的充注动力,远大于砂层 10—砂层 18 的排替压力,因此天然气亦可以由烃源岩进入断层带,在断层带发生垂向运移,然后再侧向进入砂层 10—砂层 18。但是以天然气由烃源岩直接向砂层充注为主。

对于源储相邻型和源储分离型砂层 1 和砂层 5—砂层 9(图 13b),天然气充注动力较大,分布在 4.80 ~ 9.55 MPa 之间,主要为 6.00 MPa,断层 F₁—F₃ 的排替压力分布在 3.14 ~ 5.02 MPa,砂层 1 和砂层 5—砂层 9 的排替压力比较小,分布在 0.01 ~ 0.08 MPa,天然气

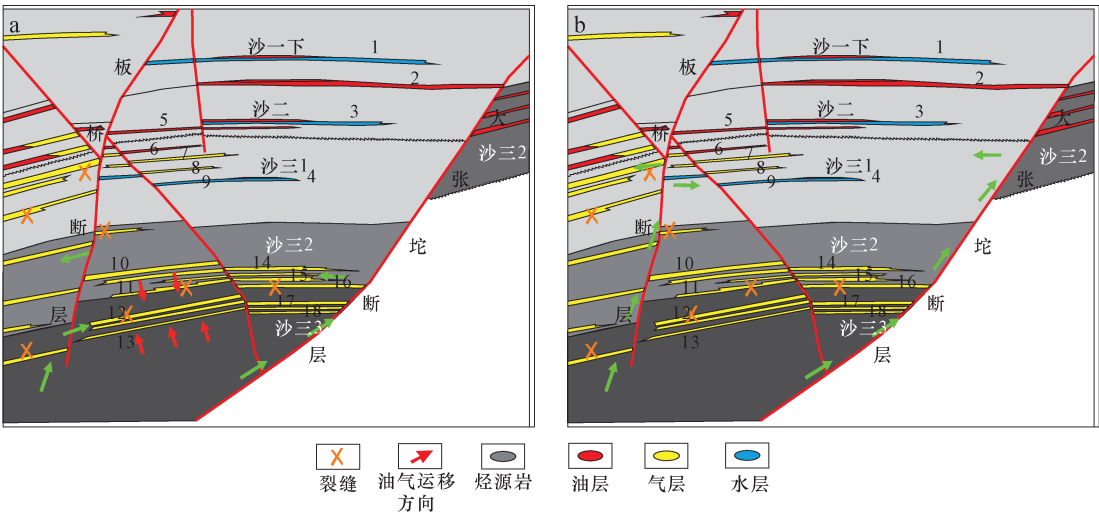


图 13 板桥凹陷深层天然气充注方式示意图

Fig. 13 Schematic diagram of deep gas charging mode in the Banqiao Sag

a. 源储一体型;b. 源储相邻型和源储分离型

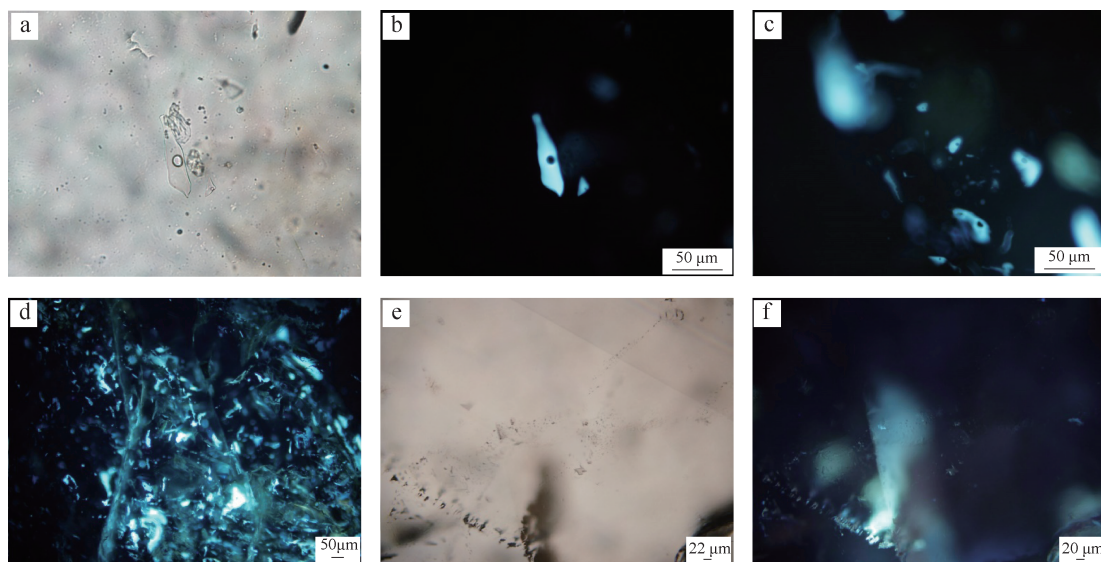


图14 板桥凹陷板深35气藏岩样流体包裹体显微照片

Fig. 14 Photomicrographs of fluid inclusions in Banshen35 gas reservoir in the Banqiao Sag

a, b. 分别为油包裹体透射光和荧光显微照片, BS35井, 埋深4 123.9 m; c. 为油包裹体荧光照片, BS35井, 埋深5 075.5 m; d. 为油包裹体荧光照片, BS35井, 埋深5 075.3 m; e, f. 为油包裹体呈穿石英颗粒裂纹分布, B1711井, 埋深3 469.5 m

的充注动力大于断层 F_1 — F_3 的排替压力, 同时, 砂层1和砂层5—砂层9的排替压力小于断层 F_1 — F_3 的排替压力(表4), 因此, 源储相邻型和源储分离型天然气的充注方式为由烃源岩进入断层带, 在断层带发生垂向运移, 然后再侧向进入砂层5—砂层9。

3 深层天然气成藏期次和成藏过程

3.1 流体包裹体岩相学特征

在透射光和荧光下观察可以发现, 板深35气藏储层砂岩中发育多种类型的流体包裹体, 有气—液两相油包裹体(图14a—c)和与之伴生的盐水包裹体、纯液相包裹体和与之伴生的盐水包裹体(图14d, e); 包裹体形状主要以不规则状、椭圆状和浑圆状为主。包裹体的直径存在很大的差异性, 主要介于 $5 \sim 40 \mu\text{m}$, 同时也存在微型包裹体。该地区的烃类包裹体主要存在两种荧光颜色, 主要为近亮蓝—蓝白色(图14b, c)和蓝绿色(图14d, e)。对板1711井和板深35井砂岩样品中烃类包裹体荧光颜色丰度进行统计可以发现, 近亮蓝—蓝白色荧光油包裹体的丰度最高, 几乎深层致密砂岩样品都有发现, 在个别样品中会出现蓝绿色的油包裹体和纯气相包裹体。烃类包裹的产状较为单一, 主要分布于石英愈合裂隙中, 较少分布于石英和碳酸盐胶结物中。在个别岩样的石英颗粒中存在多道平行的烃类包裹体群(图14e, f)。综上所述, 研究区岩样的烃类包裹体荧光颜色相对单调, 主要分布于石英

愈合裂隙中, 揭示了研究区油气充注的多期性, 需结合埋藏史进一步分析油气的充注过程。

3.2 流体包裹体均一温度与成藏期次

通过对板1711井和板深35井不同层位储层烃类包裹体伴生的盐水包裹体均一温度进行统计分析(图15), 将此分析结果数据投到单井埋藏史图上可以得到研究区油气充注的时间^[33-36]。根据前文所述天然气的成因分析可以发现研究区的主力烃源岩为沙三段, 结合典型湖相烃源岩生烃动力学模型模拟该套烃源岩生油气的演化过程。从油气的充注时间和主力烃源岩的生烃演化史来看, 研究区检测到的蓝绿色荧光油充注的时间为 $34.6 \sim 31.2 \text{ Ma}$ (图16), 此时沙三段烃源岩正处于成熟阶段($0.7\% \sim 0.9\%$), 可能存在低熟油和成熟油的混合作用, 且该类型的包裹体丰度相对较低, 表明其充注强度相对较低。近亮蓝—蓝白色荧光油充注时间为 $5.6 \sim 1 \text{ Ma}$, 此时烃源岩正处于高成熟阶段, 开始大量生气。该时期检测到的近亮蓝—蓝白色荧光油包裹体丰度高, 充注强度大, 也反映出明化镇组中后期—现今是该地区凝析油气充注的关键时期。

3.3 深层天然气成藏过程

综上所述, 结合板桥凹陷深层致密砂岩气充注动力、阻力以及流体包裹体分析, 可以发现研究区存在两次重要的油气充注过程。其中, 晚期凝析油气的充注是现今油气成藏的主要贡献值。目前研究区未发现橙

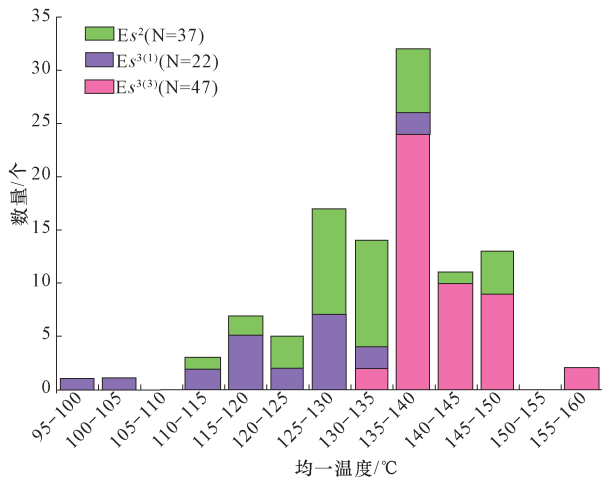


图 15 板桥凹陷储层流体包裹体均一温度分布

Fig. 15 Distribution of the homogenization temperatures of fluid inclusions in the Banqiao Sag

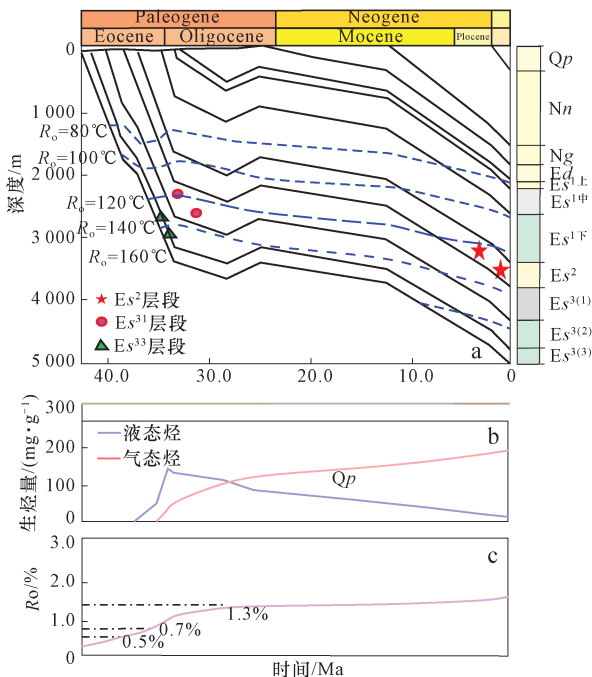


图 16 板桥凹陷烃类充注时间

Fig. 16 Charging time of hydrocarbons in the Banqiao Sag
a. 埋藏史; b. 生烃量变化; c. 反射率变化

黄色荧光的油包裹体,说明研究区沙三段烃源岩生成低熟油的规模较小,同时也未发现近蓝色-近黄色荧光的油包裹体。目前在板深 35 井和板 1711 井埋深 5 000 m 左右检测到蓝绿色荧光油包裹体,而目前钻井显示为气层,说明此处以前是古油藏,后期发生了驱替作用被破坏。因此,研究区烃源岩生排烃演化历史、油气充注机理和断层活动性共同决定了板桥凹陷深层天然气藏具有“两期油气充注,早油晚气,晚期为主”的多阶段、动态成藏过程。在沙一下沉积时期,沙三段烃源岩进入低成熟阶段,规模较小,充注动力不足,断

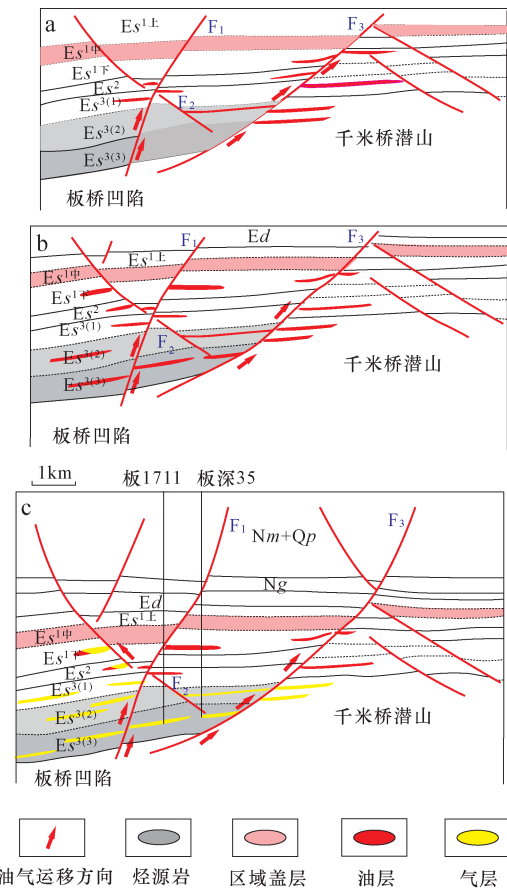


图 17 板桥凹陷深层油气成藏过程

Fig. 17 Deep hydrocarbon accumulation process in the Banqiao Sag

a. 沙一下沉积后期,低熟油充注;b. 沙一上至东营组沉积时期,成熟原油充注,伴随着混合作用;c. 明化镇组中后期至现今,凝析油气充注

层 F_1 活动性强成为主要的油气运移通道(图 17a);在沙一上至东营组早期,沙三段烃源岩处于生烃高峰期,研究区第一期大规模充注蓝绿色荧光阶段的原油,该时期断层 F_1 和 F_3 活动性都较强都是油气运移的主要通道。其中断层 F_3 本身封闭性较差,先前圈闭中油藏被破坏,原油运移到其他部位成藏或者逸散,但该时期原油的充注量大于散失量(图 17b);在明化镇组中-后期至现今阶段,沙三段烃源岩进入高成熟阶段,大量凝析油和天然气生成,生烃增压,导致源储压差增大,充注动力强。此时虽然断层 F_1 和 F_3 活动性弱,但是断层带的排替压力小于天然气的充注动力,而且与断层相连的砂层的排替压力小于断层带的排替压力,因此凝析油和天然气一方面直接向砂层充注,另一方面岩断层带垂向运移再向砂层侧向充注,形成大量的岩性油气藏,在断层附近形成大量的油气聚集(图 17c)。沿断层垂向运移的油气,在运移的过程中受到温度和压力的影响,凝析气中的液态烃便会析出成为油气藏或者油藏,因此板深 35 气藏总体上呈现出“上油下气,断层带富集”的分布规律。

4 结论

1) 板桥凹陷在3 500 m以下发育典型的深层低渗透(致密)砂岩气藏。通过气源对比,发现深层天然气藏主要来自成熟-高成熟演化阶段的沙三段烃源岩,深层天然气主要为凝析油伴生气和煤型气的混合气。板桥凹陷深层天然气中的源-储结构主要为源-储一体型($Es^{3(3)} + Es^{3(2)}$)、源-储相邻型($Es^{3(1)}$)和源-储分离型(沙二和沙一)3种类型。

2) 板桥凹陷深层低渗透(致密)砂岩天然气的充注通道主要为孔隙、砂泥岩界面的裂隙以及断层。天然气的充注动力比较大,其中源储一体型在7.80~7.95 MPa,源-储相邻型和源-储分离型在4.80~9.55 MPa。断裂带的排替压力分布在3.14~7.05 MPa,砂层排替压力分布在0.01~0.29 MPa,充注动力大于阻力。

3) 板桥凹陷深层低渗透(致密)砂岩天然气有两种充注方式:第一种为充注压力作用下,天然气由烃源岩直接向砂层充注;第二种为天然气首先由烃源岩进入断层带,在断层带发生垂向运移,然后再侧向进入砂层。源-储一体型深层天然气存在着上述两种充注方式,但以第一种充注方式为主,源-储相邻型和源-储分离型深层天然气为第二种充注方式。

4) 在流体包裹体分析的基础上,综合油气充注机理、断层活动性以及烃源岩生烃演化,表明研究区存在两次主要的油气充注过程,深层天然气以晚期充注为主。深层天然气藏表现为“两期油气充注,早油晚气,晚期为主”的多阶段、动态成藏过程。沿断层垂向运移的油气,在运移过程中受到温度和压力的影响,凝析气中的液态烃便会析出成为油气藏或者油藏,导致深层气藏总体上呈现出“上油下气,断层带富集”的分布规律。

参 考 文 献

- [1] 马建英,刘萍,陈双清,等.板桥凹陷深层构造—地层特征研究及勘探潜力分析[J].天然气地球科学,2010,21(4):601-605.
Ma Jianying, Liu Ping, Chen Shuangqing, et al. Analysis of deep tectonic stratigraphy characteristics and exploration potential in Banqiao Sag[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(4): 601-605.
- [2] 刘萍,马建英,罗涛,等.板桥凹陷深层天然气成藏机理分析[J].石油天然气学报,2013,35(1):26-31.
Liu Ping, Ma Jianying, Luo Tao, et al. Hydrocarbon accumulation mechanism of deep gas in Banqiao Depression[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013, 35(1): 26-31.
- [3] 杨池银.板桥凹陷深层天然气气源对比与成因分析[J].天然气地球科学,2003,14(1):47-52.
Yang Chiyin. Natural gas source correlation and its genesis analysis for the deep gas pool in Banqiao Sag[J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14(1): 47-52.
- [4] 李洪香,王昌丽,王国华,等.板桥次凹深层天然气成藏主控因素研究及认识[J].录井工程,2014,25(2):81-84.
Li Hongxiang, Wang Changli, Wang Guohua, et al. Study and cognition on main controlling factors of forming deep gas reservoirs in Banqiao Sub-sag[J]. Mud Logging Engineering, 2014, 25(2): 81-84.
- [5] 陈淑芹,李洪香,王秀萍.板桥斜坡沙三段天然气目标评价研究[J].录井工程,2013,24(3):88-92.
Chen Shuqin, Li Hongxiang, Wang Xiuping. Objective evaluation of gas in Es3 Formation, Banqiao Slope[J]. Mud Logging Engineering, 2013, 24(3): 88-92.
- [6] 商晓飞,侯加根,程远忠,等.厚层湖泊滩坝砂体成因机制探讨及地质意义——以黄骅凹陷板桥凹陷沙河街组二段为例[J].地质学报,2014,88(9):1705-1718.
Shang Xiaofei, Hou Jiagen, Cheng Yuanzhong, et al. Formation mechanism of the thick layer lacustrine beach-bar and its geological implication: an example of the 2nd member of the Shahejie Formation in Banqiao Sag[J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(9): 1705-1718.
- [7] 宋璠,苏妮娜,侯加根,等.黄骅凹陷板桥油田板桥油层沉积特征及演化[J].石油与天然气地质,2012,33(6):914-922.
Song Fan, Su Nina, Hou Jiagen, et al. Sedimentary characteristics and evolution of the Banqiao reservoir in Banqiao oilfield, Huanghua Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(6): 914-922.
- [8] 赵贤正,蒲秀刚,周立宏,等.断陷湖盆深水沉积地质特征与斜坡区勘探发现——以渤海湾盆地歧口凹陷板桥-歧北斜坡区沙河街组为例[J].石油勘探与开发,2017,44(2):165-176.
Zhao Xianzheng, Pu Xiugang, Zhou Lihong, et al. Geologic characteristics of deep water deposits and exploration discoveries in slope zones of fault lake basin: a case study of Paleogene Shahejie Formation in Banqiao-Qibei slope, Qikou sag, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(2): 165-176.
- [9] 周立宏,于学敏,姜文亚,等.歧口凹陷异常压力对古近系烃源岩热演化的抑制作用及其意义[J].天然气地球科学,2013,24(6):1118-1124.
Zhou Lihong, Yu Xuemin, Jiang Wenya, et al. Overpressure retardation of the thermal evolution of Paleogene source rocks and its significance for petroleum geology in Qikou Sag[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(6): 1118-1124.
- [10] 王振升,滑双君,于学敏,等.歧口凹陷沙河街组烃源岩分级评价及优质烃源岩分布[J].天然气地球科学,2014,25(12):1896-1902.
Wang Zhensheng, Hua Shuangjun, Yu Xuemin, et al. Grading evaluation and high quality source rock distribution in Qikou Sag[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(12): 1896-1902.
- [11] 戴金星.各类烷烃气的鉴别[J].中国科学(B辑),1992,35(2):1246-1257.
Dai Jinxing. Identification and distinction of various alkane gases[J]. Science in China: Series B, 1992, 35(2): 1246-1257.
- [12] 戴金星,倪云燕,邹才能,等.四川盆地须家河组煤系烷烃气碳同位素特征及气源对比意义[J].石油与天然气地质,2009,30(5):519-529.
Dai Jinxing, Ni Yunyan, Zou Caineng, et al. Carbon isotope features of alkane gases in the coal measures of the Xujiahe Formation in the Sichuan Basin and their significance to gas-source correlation[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(5): 519-529.
- [13] 赵景洲,张文正,李俊,等.板桥凹陷沙河街组紧砂岩气藏成因及勘探意义[J].石油与天然气地质,2014,35(1):1-10.
Zhao Jingzhou, Zhang Wenzheng, Li Jun, et al. Genesis of tight sand

- gas in the Ordos Basin, China[J]. *Organic Geochemistry*, 2014, 74: 76–84.
- [14] Milkov A V, Etiope G. Revised genetic diagrams for natural gases based on a global dataset of > 20,000 samples[J]. *Organic Geochemistry*, 2018, 125: 109–120.
- [15] Dong Zhe, Zhang Jinchuan, Tang Xuan, et al. Origin and diffusion of the over-mature transitional natural gas in multiple lithologic reservoirs: A case study of Carboniferous-Permian strata in the southeastern margin of Ordos Basin[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2019: 103380.
- [16] 曾澧辉, 杨智峰, 冯泉, 等. 致密储层油气成藏机理研究现状及其关键科学问题[J]. *地球科学进展*, 2014, 29(6): 651–661.
- Zeng Jianhui, Yang Zhifeng, Feng Xiao, et al. Study status and key scientific issue of tight reservoir oil and gas accumulation mechanism[J]. *Advances in Earth Science*, 2014, 29(6): 651–661.
- [17] 姚泾利, 曾澧辉, 罗安湘, 等. 致密储层源储结构对储层含油性的控制作用——以鄂尔多斯盆地合水地区长6~长8段为例[J]. *地球科学与环境学报*, 2019, 41(3): 267–280.
- Yao Jingli, Zeng Jianhui, Luo anxiang, et al. Controlling effect of Source-reservoir structure in Tight Reservoir on oil-bearing property—A case study of Chang6–Chang8 Members in Heshui area of Ordos Basin, China[J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 2019, 41(3): 267–280.
- [18] Bradley J S. Abnormal formation pressure[J]. *AAPG Bulletin*, 1975, 59(6): 957–973.
- [19] Kong Lingtao, Chen Honghan, Ping Hongwei, et al. Formation pressure modeling in the Baiyun Sag, northern South China Sea: Implications for petroleum exploration in deep-water areas[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 97: 154–168.
- [20] 张杰, 邱楠生, 王昕, 等. 黄骅凹陷歧口凹陷热史和油气成藏史[J]. *石油与天然气地质*, 2005, 26(4): 505–511.
- Zhang Jie, Qiu Nansheng, Wang Xin, et al. Thermal evolution and reservoiring history in Qikou Sag, Huanghua Depression[J]. *Oil & Gas Geology*, 2005, 26(4): 505–511.
- [21] 丁桂霞. 板桥凹陷中深层天然气成藏分析[D]. 东北石油大学, 2012.
- Ding Guixia. Natural gas pool formation analysis of the Mid-deep strata in Banqiao Sag[D]. Northeast Petroleum University, 2012.
- [22] Liu Qingxin, Song Yan, Jiang Lin, et al. Geochemistry and correlation of oils and source rocks in Banqiao Sag, Huanghua Depression, northern China[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2017, 176: 49–68.
- [23] Pepper A S, Corvi P J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1995, 12(3): 291–319.
- [24] Peters K E, Walters C C, Mankiewicz P J. Evaluation of kinetic uncertainty in numerical models of petroleum generation[J]. *AAPG Bulletin*, 2006, 90(3): 387–403.
- [25] Loucks R G, Ruppel S C. Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas[J]. *AAPG bulletin*, 2007, 91(4): 579–601.
- [26] 赵志刚, 王飞宇, 王洪波, 等. 二连盆地赛汉塔拉凹陷烃源岩有机相与烃源灶[J]. *岩性油气藏*, 2017, 29(2): 28–35.
- Zhao Zhigang, Wang Feiyu, Wang Hongbo, et al. Source kitchen and organic facies of source rocks in Sahantala Sag, Erlian Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2017, 29(2): 28–35.
- [27] 程志强, 王飞宇, 师玉雷, 等. 二连盆地乌里雅斯太凹陷南洼烃源岩有机相与生烃特征[J]. *天然气地球科学*, 2018, 29(5): 696–707.
- Cheng Zhiqiang, Wang Feiyu, Shi Yulei, et al. Organic facies and hydrocarbon characteristics of source rock in South Trough of Wuliyasitai Sag, Erlian Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2018, 29(5): 696–707.
- [28] 孟元林, 黄文彪, 王粤川, 等. 超压背景下粘土矿物转化的化学动力学模型及应用[J]. *沉积学报*, 2006, 24(4): 461–467.
- Meng Yuanlin, Huang Wenbiao, Wang Yuechuan, et al. A kinetic model of clay mineral transformation in overpressure setting and its applications[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2006, 24(4): 461–467.
- [29] 彭波, 邹华耀. 渤海盆地现今岩石圈热结构及新生代构造—热演化史[J]. *现代地质*, 2013, 27(6): 1399–1406.
- Peng Bo, Zou Huayao. Present-day geothermal structure of lithosphere and the Cenozoic Tectono-thermal evolution of Bohai Basin[J]. *Geoscience*, 2013, 27(6): 1399–1406.
- [30] 姜光政, 高棚, 饶松, 等. 中国大陆地区大地热流数据汇编(第四版)[J]. *地球物理学报*, 2016, 59(8): 2892–2910.
- Jiang Guangzheng, Gao Peng, Rao Song, et al. Compilation of heat flow data in the continental area of China (4th edition)[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2016, 59(8): 2892–2910.
- [31] 吕延防, 沙子萱, 付晓飞, 等. 断层垂向封闭性定量评价方法及其应用[J]. *石油学报*, 2007, 28(5): 34–38.
- Lv Yanfang, Sha Zixuan, Fu Xiaofei, et al. Quantitative evaluation method for fault vertical sealing ability and its application[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(5): 34–38.
- [32] 付广, 杨勉, 吕延防, 等. 断层古侧向封闭性定量评价方法及其应用[J]. *石油学报*, 2013, 34(S1): 78–83.
- Fu Guang, Yang Mian, Lv Yanfang, et al. A quantitative evaluation method for ancient lateral sealing of fault[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(S1): 78–83.
- [33] 陈红汉. 单个油包裹体显微荧光特性与热成熟度评价[J]. *石油学报*, 2014, 35(3): 584–590.
- Chen Honghan. Microspectrofluorimetric characterization and thermal maturity assessment of individual oil inclusion[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(3): 584–590.
- [34] 毛亚昆, 钟大康, 能源, 等. 库车前陆冲断带白垩系储层流体包裹体特征与油气成藏[J]. *中国矿业大学学报*, 2015, 44(6): 1033–1042.
- Mao Yakun, Zhong Dakang, Neng Yuan, et al. Fluid inclusion characteristics and hydrocarbons accumulation of the Cretaceous reservoirs in Kuqa foreland thrust belt, Tarim basin, Northwest China[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2015, 44(6): 1033–1042.
- [35] 苏奥, 陈红汉. 东海盆地西湖凹陷宝云亭气田油气成藏史——来自流体包裹体的证据[J]. *石油学报*, 2015, 36(3): 300–309.
- Su Ao, Chen Honghan. Accumulation history of Baoyunting gas field in the Xihu sag, East China Sea Basin: from evidence of fluid inclusions[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(3): 300–309.
- [36] 郝彬, 赵文智, 胡素云, 等. 川中地区寒武系龙王庙组沥青成因与油气成藏史[J]. *石油学报*, 2017, 38(8): 863–875.
- Hao Bin, Zhao Wenzhi, Hu Suyun, et al. Bitumen genesis and hydrocarbon accumulation history of the Cambrian Longwangmiao Formation in Central Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(8): 863–875.