

文章编号: 0253-2697(2024)12-1783-17 DOI:10.7623/syxb202412006

松辽盆地北部中央隆起带基岩潜山天然气成藏 主控因素与成藏模式

赵波^{1,2,3} 丁寒生³ 尹淑敏³ 张永成³ 李忠权^{1,2} 孙国昕³ 刘箐³

(1. 自然资源部构造矿产成藏重点实验室(成都理工大学) 四川成都 610059; 2. 成都理工大学地球与行星科学学院 四川成都 610059;
3. 大庆油田有限责任公司勘探开发研究院 黑龙江大庆 163712)

摘要:近年来,松辽盆地北部中央隆起带基岩潜山的天然气勘探取得重大突破,展现了较好的勘探前景,但其天然气成藏的主控因素与成藏模式尚不清晰,严重制约了气藏的勘探进程。基于探井和地震资料,以及岩心、岩石薄片、场发射扫描电镜分析数据,系统分析了中央隆起带基岩潜山的气藏类型,揭示了天然气成藏的主控因素,并建立了天然气成藏模式。研究表明:松辽盆地北部中央隆起带基岩潜山天然气成藏的控制因素包括供烃条件、储层条件、输导体系以及保存条件,其中,供烃条件在一定程度上控制了气藏的分布,储层条件控制了气藏的规模,输导体系控制了天然气的运聚,保存条件控制了天然气的富集;天然气成藏时间在泉头组沉积末期至姚家组沉积期,为天然气的第 1 期充注;发育断裂-不整合面输导+风化壳聚集以及断裂-裂缝输导+风化壳和基岩内幕聚集 2 种天然气成藏模式。研究为推进基岩潜山的天然气勘探开发工作提供了一定参考。

关键词:主控因素;成藏模式;基岩潜山;中央隆起带;松辽盆地北部

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Main controlling factors and models of natural gas accumulation in the bedrock buried-hill of central uplift zone, northern Songliao Basin

Zhao Bo^{1,2,3} Ding Hansheng³ Yin Shumin³ Zhang Yongcheng³
Li Zhongquan^{1,2} Sun Guoxin³ Liu Zheng³

(1. Key Laboratory of Tectonic Controls on Mineralization and Hydrogen Accumulation of Ministry of Natural Resources (Chengdu University of Technology), Sichuan Chengdu 610059, China; 2. College of Earth and Planetary Sciences, Chengdu University of Technology, Sichuan Chengdu 610059, China; 3. Exploration & Development Research Institute, Daqing Oilfield Limited Company, Heilongjiang Daqing 163712, China)

Abstract: In recent years, major breakthroughs of natural gas exploration have been made in the bedrock buried-hill of central uplift zone in northern Songliao Basin, demonstrating good exploration prospects. However, the main controlling factors and accumulation patterns of natural gas reservoirs in the study area are still unclear, which seriously restricts the gas reservoir exploration process. Based on the prospecting well and seismic data, as well as analyses of core, thine section, and field emission scanning electron microscopy, this paper systematically analyzes the types of bedrock buried-hill gas reservoirs in the central uplift zone, reveals the main controlling factors of natural gas accumulation, and establishes a gas accumulation model. The results show that the main controlling factors of gas accumulation in the bedrock buried-hill of central uplift zone of northern Songliao Basin include hydrocarbon supply conditions, reservoir conditions, transport system and preservation conditions. Among them, hydrocarbon supply conditions control the distribution of gas reservoir to a certain extent, reservoir conditions control the scale of gas reservoir, transport system controls the migration and accumulation of natural gas, and preservation conditions control the enrichment of natural gas. The accumulation of natural gas occurred in depositional period from the end of Quantou Formation to the Yaojia Formation, which is the first period of gas charging. There are two types of gas accumulation patterns in the study area, i. e., gas transport by fault-unconformity then accumulation in weathering crust, and transport by fault-fracture then accumulation in weathering crust and bedrock inner. The research results provide reference for advancing the natural gas exploration and development in bedrock buried-hills.

Key words: main controlling factors; hydrocarbon accumulation model; bedrock buried-hill; central uplift zone; northern Songliao Basin

基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2016ZX05047-001)和自然资源部构造矿产成藏重点实验室开放基金项目(gzck202203)资助。

第一作者: 赵波,男,1979年3月生,2005年获南京大学硕士学位,现为大庆油田有限责任公司勘探开发研究院二级工程师,主要从事构造地质、油气勘探研究工作。Email: bzjun@126.com

通信作者: 李忠权,男,1965年1月生,1999年获成都理工大学博士学位,现为成都理工大学地球与行星科学学院教授,主要从事构造地质和石油天然气地质综合研究及教学工作。Email: 2816719020@qq.com

引用:赵波,丁寒生,尹淑敏,张永成,李忠权,孙国昕,刘笋. 松辽盆地北部中央隆起带基岩潜山天然气成藏主控因素与成藏模式[J]. 石油学报, 2024, 45(12): 1783-1799.

Cite: ZHAO Bo, DING Hansheng, YIN Shumin, ZHANG Yongcheng, LI Zhongquan, SUN Guoxin, LIU Zheng. Main controlling factors and models of natural gas accumulation in the bedrock buried-hill of central uplift zone, northern Songliao Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(12): 1783-1799.

近年来,随着对沉积盆地油气勘探程度的加深和勘探开发技术的提高,基岩潜山油气藏的勘探开发工作已取得较大进展^[1]。其中,亿吨级基岩潜山油气藏包括东南亚 Bach Ho(白虎)油气田^[2-5]、北非 Augila(奥季拉)油气田^[3-4]、南美 La Paz-Mara(拉巴斯—马拉)油气田^[6],以及中国渤海湾盆地锦州 25-1 南油田、蓬莱 9-1 油田、渤中 19-6 凝析气田和渤中 13-2 油气田等^[7-11]。在已发现的基岩潜山油气藏中,储集层的岩性类型以花岗岩为主,占 30% 以上^[2]。与常规碎屑岩储层、裂缝砂岩储层相比,基岩潜山的油气成藏条件具有特殊性^[12],其储集空间类型为溶蚀孔隙和裂缝,油气主要来自侧向或上覆烃源岩,而断裂、裂缝或不整合面则构成输导体系,使得油气侧向或向下运移,并进入基岩储层中聚集成藏^[13-18]。探讨基岩潜山油气成藏的主控因素和成藏模式是认识基岩油气藏分布规律的重要内容。

松辽盆地北部中央隆起带钻井揭示,该地区发育花岗岩、碎裂花岗岩、糜棱岩化片岩等岩石风化壳和内幕储层,含气性好^[19]。前人对松辽盆地北部中央隆起带基岩的天然气成藏条件作了研究并取得了一些认识,例如:中央隆起带东侧徐家围子断陷的沙河子组成熟烃源岩为基岩潜山的天然气成藏提供了充足气源^[20-24];储层分布在风化壳和基岩内幕,储集空间类型为溶蚀孔隙和裂缝^[25-26]。在侧向沙河子组烃源岩充足供烃的条件下,天然气沿徐西走滑断裂、基岩顶部不整合面(T₅)、基岩内幕断裂和裂缝网络等输导体系侧向运移,进入基岩储层聚集成藏^[20, 22, 24]。基岩上覆广泛分布的下白垩统登娄库组二段+三段泥岩,为基岩气藏的保存提供了良好的区域盖层条件^[20, 22-24]。勘探实践证明,工业气流井仅分布在中央隆起带的肇州西低凸起和汪家屯低凸起,低产气流井和见气显示井呈零散分布,表明研究区的基岩天然气成藏及其控制因素具有较大的差异性。对这一差异性开展研究是深入认识基岩气藏分布规律、加快气藏勘探进程的关键。

笔者基于探井和地震资料,以及岩心、岩石薄片、场发射扫描电镜分析测试数据,系统阐述了松辽盆地北部中央隆起带基岩潜山天然气成藏的主控因素和成藏模式,以期认识基岩气藏的分布规律提供参

1 地质背景与勘探概况

松辽盆地北部中央隆起带由下白垩统上部沉积岩直接披覆在石炭系—二叠系基岩之上,具有古潜山构造特征。自南向北发育 5 个规模较大的低凸起(肇州西低凸起、昌德低凸起、卫星低凸起、汪家屯低凸起和升平低凸起),隆起带面积为 2 900 km²[图 1(a)],钻井揭示基底发育石炭系—二叠系侵入岩和变质岩^[27-28],上覆为登娄库组二段+三段沉积岩[图 1(b)、图 1(c)]。自 1958 年以来,前人对复杂的基底结构开展了大量研究,认为中央隆起带具有南、北分块的构造格局,基底发育花岗岩、火山岩及前震旦系古老结晶基岩等^[29-30]。中央隆起带已部署三维地震 3 800 km²,二维地震 2 900 km,已有探井 32 口,其中 4 口井(LP1 井、LT2 井、ZS3 井和 W902 井)获工业气流,为研究提供了大量数据。

2 气藏特征及类型

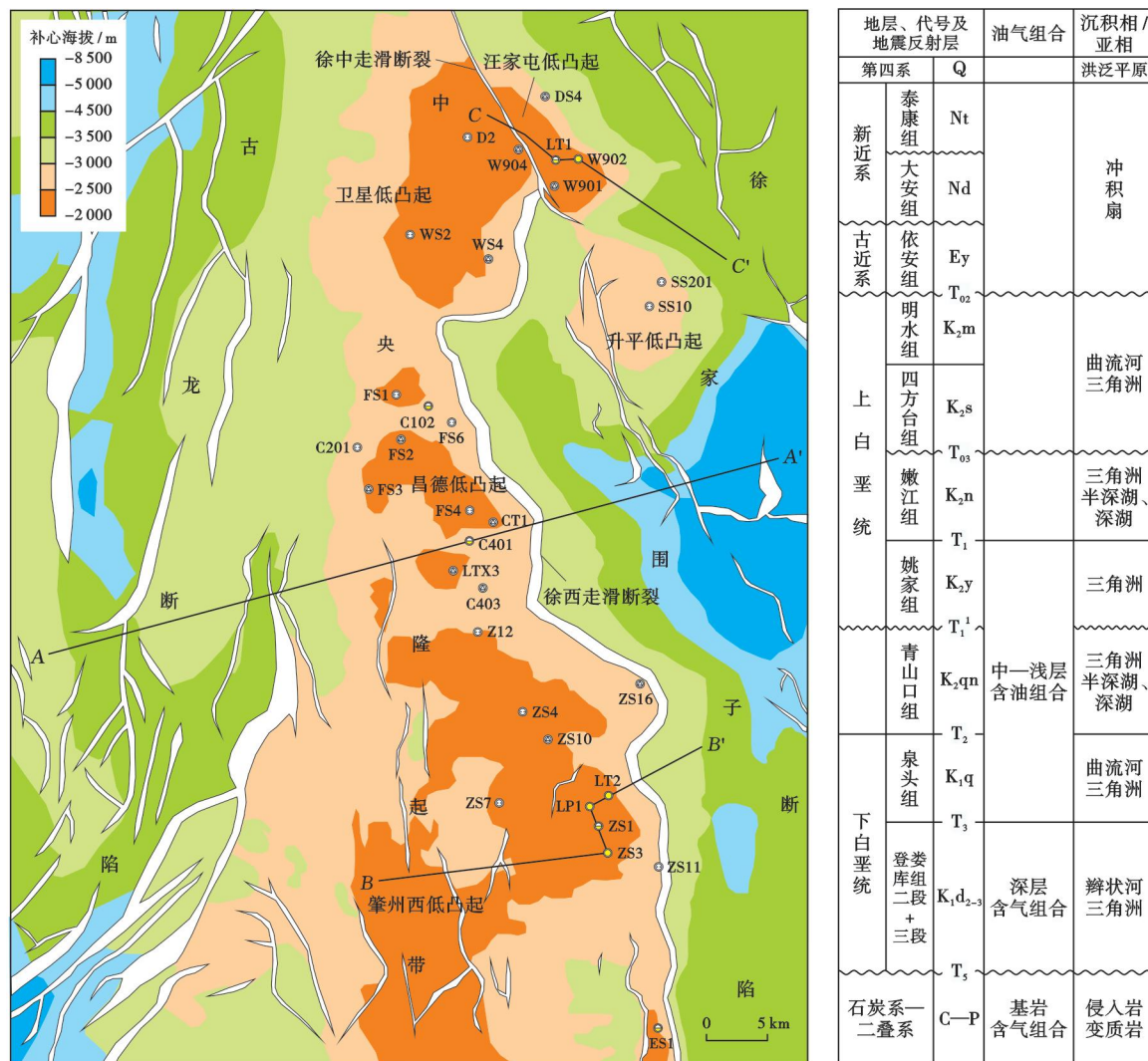
根据中央隆起带 9 口井已获气流井的气体成分、碳同位素和源-储-运-盖匹配关系等资料,笔者分析了中央隆起带气藏的特征、类型和分布,以及典型气藏和勘探失利区。

2.1 气藏特征

中央隆起带的基岩潜山为典型的坳中隆,气藏具有含气面积广、分布零散、气柱高度大和未见水等特点。地球化学分析表明,研究区天然气的主要成分为甲烷(C₁)、乙烷(C₂)、丙烷(C₃)、正丁烷、异丁烷、正戊烷和异戊烷,以烃类气体为主(占比大于 97%),天然气干燥系数为 45.48~60.78^[21],甲烷碳同位素值($\delta^{13}C_1$)为 -28.73‰~-25.97‰。通过 $\delta^{13}C_1$ 与 C₁/(C₂+C₃) 的图版判识,研究区的天然气为煤型气^[21, 24],气源主要来自中央隆起带东侧徐家围子断陷下白垩统沙河子组烃源岩^[20-24]。已发现的基岩气藏具有良好的“源-储-运-盖”匹配关系。

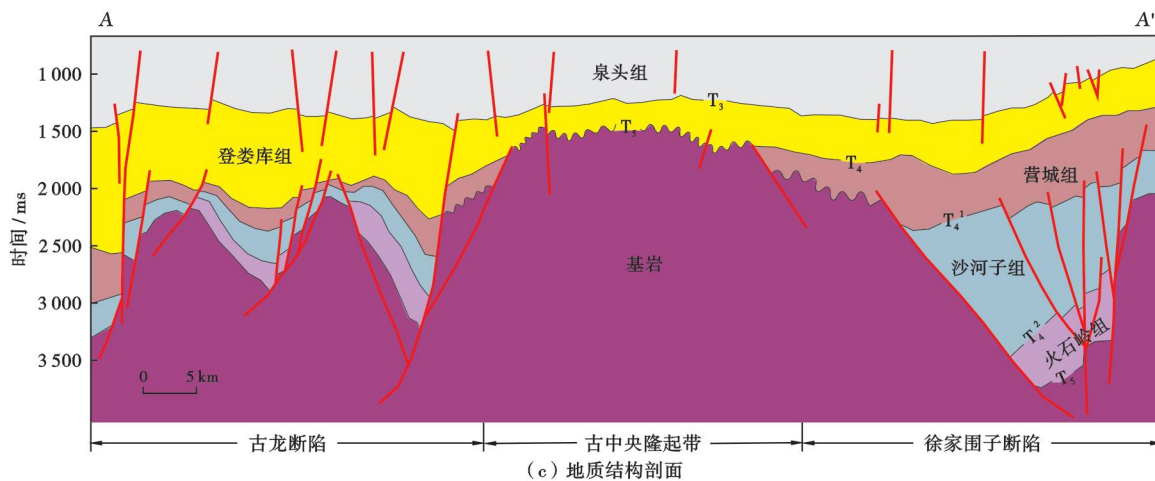
2.2 气藏类型及分布

中央隆起带基岩潜山发育 3 类气藏(图 2)。第 1 类为基岩风化壳构造气藏,发育在风化壳储层顶部,被登娄库组二段+三段厚层泥岩覆盖;徐家围子断陷沙河子组生成的天然气沿徐西走滑断裂和 T₅ 运移至风化壳储层顶部聚集成藏;气藏分布在汪家屯低凸起、肇州西低凸起和昌德低凸起。第 2 类为基岩风化壳断块



(a) 构造单元

(b) 地层特征



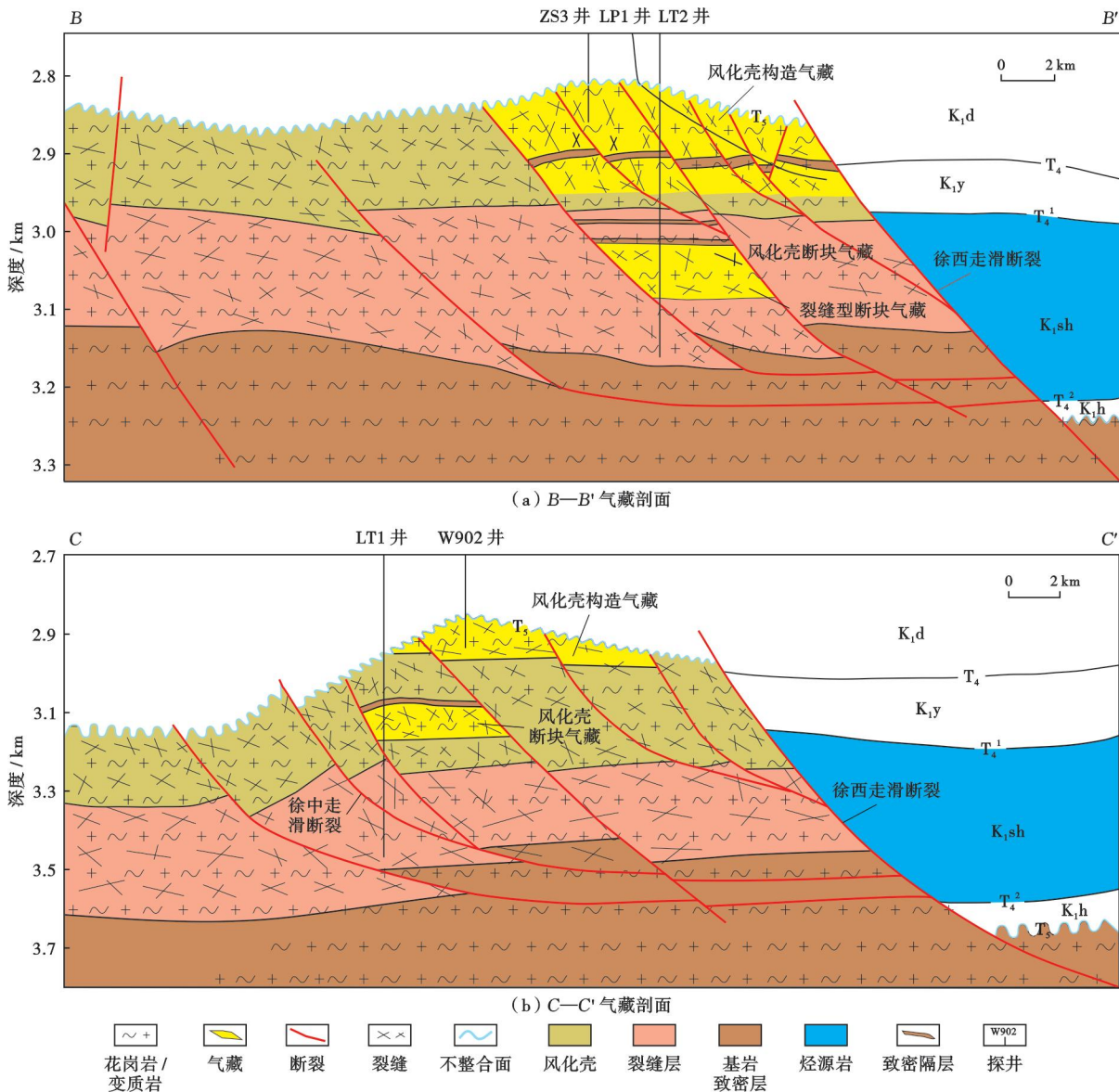
(c) 地质结构剖面



注: T₅—石炭系—二叠系顶界; T₄²—火石岭组顶界; T₄¹—沙河子组顶界; T₄—营城组顶界; T₃—登娄库组顶界; T₂—泉头组顶界; T₁¹—青山口组顶界; T₁—姚家组顶界; T₀₃—嫩江组顶界; T₀₂—明水组顶界。

图 1 松辽盆地北部中央隆起带构造单元、地层特征和构造剖面

Fig. 1 Structural units, stratigraphic characteristics and structural profile of the central uplift zone in northern Songliao Basin



注:K₁h—下白垩统火石岭组;K₁sh—下白垩统沙河子组;K₁y—下白垩统营城组;K₁d—下白垩统登娄库组;T₅—石炭—二叠系顶界;T₄²—火石岭组顶界;T₄¹—沙河子组顶界;T₄—营城组顶界。

图 2 松辽盆地北部中央隆起带基岩潜山气藏剖面(剖面位置见图 1)

Fig. 2 Gas reservoir profile of bedrock buried-hill in the central uplift zone, northern Songliao Basin

气藏,发育在风化壳储层中部;东侧徐家围子断陷沙河子组生成的天然气沿徐西走滑断裂和基岩内幕断裂或裂缝网络运移至风化壳储层内部聚集成藏;气藏分布在肇州西低凸起和汪家屯低凸起。第 3 类为基岩内幕裂缝型断块气藏,发育在基岩内幕裂缝层中;徐家围子断陷沙河子组生成的天然气沿断裂和裂缝网络运移至基岩内幕中聚集成藏;气藏分布在肇州西低凸起。

2.3 典型气藏和勘探失利区

2.3.1 典型气藏

肇州西低凸起和汪家屯低凸起具有良好的源-储-运-盖匹配关系,具备整体含气的地质条件。肇州西低凸起为一个 NW 向背斜构造,圈闭类型为背斜型,圈

闭面积为 232 km²、圈闭幅度为 330 m^[23],在紧邻徐南生烃中心位置处发育 SN 向、NE 向和 NNE 向的高角度走滑断裂。ZS3 井钻入基岩的厚度为 111 m,基岩内发育花岗岩风化壳储层,综合解释气层为 4.4 m/1 层,差气层为 39.4 m/5 层,压裂后的自喷产气量为 11 822 m³/d; LT2 井钻入基岩的厚度为 552 m,岩性为花岗岩和碎裂花岗岩,且风化壳厚度大,综合解释差气层为 116.2 m/17 层,风化壳和基岩内幕裂缝储层合并压裂后的自喷产气量为 24 315 m³/d;与 LT2 井邻近的水平井 LP1 井的综合解释差气层为 727.4 m(垂向厚度为 104.07 m)/38 层,压裂后的自喷产气量为 11.5 × 10⁴ m³/d。ZS3 井、LT2 井和 LP1 井证实肇州西低凸起的气藏类型主

要为风化壳构造气藏、风化壳断块气藏和基岩内幕裂缝型断块气藏,天然气在花岗岩风化壳和基岩内幕中聚集,具有气层连续、稳定性好/气柱高度大(可达 300 m)、未见水和规模大等特点(图 2)。

汪家屯低凸起为一个断背斜,圈闭面积为 73 km²,圈闭幅度为 850 m,紧邻安达生烃中心,局部发育 SN 向高角度走滑断裂。W902 井钻入基岩的厚度为 101 m,基岩中发育糜棱岩化片岩、浅变质安山岩和少部分变质砾岩,综合解释气层为 10 m/2 层,差气层为 53 m/2 层,风化壳储层压裂后的自喷产气量为 33 875 m³/d;LT1 井钻入基岩的厚度为 1 031 m,基岩岩性为浅变质安山岩、碎裂花岗岩和糜棱岩化片岩,综合解释差气层为 56.4 m/4 层,风化壳储层压裂后的自喷产气量为 5 713 m³/d。W902 井和 LT1 井证实汪家屯低凸起的气藏类型主要为风化壳构造气藏和风化壳断块气藏,在变质岩风化壳储层中聚集成藏(图 2)。

2.3.2 勘探失利区

截至 2024 年,昌德低凸起、卫星低凸起和升平低凸起未获工业气流突破,仅有的 2 口低产气流井(C401 井和 C102 井在压裂后的产气量分别为 2 072 m³/d 和 608 m³/d)分布在昌德低凸起。基底岩性以花岗岩、糜棱岩化片岩和糜棱岩化闪长岩为主,储层物性条件差,孔隙度为 0.1%~0.9%,渗透率为 0.01~0.49 mD。钻井证实:在昌德低凸起、卫星低凸起和升平低凸起,徐家围子断陷沙河子组烃源岩与中央隆起带的基岩储层呈间接接触,供烃条件较差;高角度走滑断裂不发育,输导条件较差;上覆的直接覆盖泥岩不发育,保存条件差。

3 天然气成藏主控因素

松辽盆地中央隆起带基岩潜山天然气成藏受控于供烃条件、储层条件、输导体系和保存条件。

3.1 供烃条件和对接阻挡层对气藏分布的控制

沙河子组主要发育半深湖—深湖、滨/浅湖、水下扇和扇三角洲等沉积^[31-32],暗色泥岩和煤层为中央隆起带 2 套优质烃源岩。暗色泥岩遍布全区,厚度超过 200 m,最大厚度可达 1 100 m;煤层厚度为 10~30 m^[23]。地球化学分析表明,有机质干酪根类型主要为 II 型和 III 型,烃源岩处于高成熟—过成熟阶段^[22,33]。

中央隆起带基岩潜山气藏属于源外侧向供烃成藏。中央隆起带东侧的徐家围子断陷发育安达、徐中和徐南 3 个生烃中心,可以为中央隆起带基岩全范围供烃。钻井揭示,松辽盆地中央隆起带基岩潜山已获工业气流的井位主要分布在其南部和北部的肇州西低凸起和汪家屯低凸起,中部的昌德低凸起只获得低产

气流和见气显示,具有气显示的井均位于徐西走滑断裂附近、近气源方向[图 3(a)]。

徐家围子断陷属于“西断东超”型箕状断陷。由图 3(a)可见,沙河子组沉积期徐西走滑断裂陡坡带发育一系列扇体沉积,这造成断陷内的沙河子组有效烃源岩在部分地区与隆起带基岩呈间接接触,由此中央隆起带的基岩将得不到全方位供烃,隆起带的基岩气藏呈现出差异分布。

前人的研究^[34-37]表明,松辽盆地 II 型和 III 型干酪根的生烃门限为 1 200~1 850 m,沙河子组可划分为 4 个三级层序(SQ1、SQ2、SQ3 和 SQ4)。电阻率反演剖面揭示:在汪家屯低凸起,与基岩直接接触的沙河子组泥岩主要发育在 SQ3 和 SQ4 层序中[图 3(b)],泥岩厚度较大,埋深在 2 100 m 以深,其中,SQ4 层序的泥地比为 16.4%~82.8%,SQ3 层序的泥地比为 42.8%~51.7%。在昌德低凸起,与基岩直接接触的沙河子组泥岩主要发育在 SQ1、SQ2 和 SQ3 层序中[图 3(c)],泥岩厚度大,埋深在 2 300 m 以深,其中,SQ3 层序的泥地比为 26.5%~90.5%,SQ2 层序的泥地比为 22.1%~99.4%,SQ1 层序无钻井揭示但电阻率反演剖面显示其泥岩更为发育、厚度更大。在肇州西低凸起,与基岩直接接触的沙河子组泥岩在 SQ1—SQ4 层序均发育[图 3(d)],泥岩厚度大,埋深在 2 400 m 以深,其中,SQ4 层序的泥地比为 30.0%~35.7%,SQ3 层序的泥地比为 47.8%~90.5%,SQ2 层序的泥地比为 55.7%~99.4%,SQ1 层序无钻井揭示但依据电阻率反演剖面揭示其泥岩厚度与 SQ2 层序和 SQ3 层序相似。

在中央隆起带,由于与基岩接触的沙河子组暗色泥岩的埋深均在 2 100 m 以深,且钻井揭示暗色泥岩的镜质体反射率(R_o)大于 1.2%,烃源岩已达成熟,因此,笔者根据与基岩接触的沙河子组烃源岩的垂向厚度来定义供烃窗口,其在天然气侧向供给中起到至关重要的作用。松辽盆地中央隆起带的供烃窗口为 80~3 200 m,其中,卫星低凸起为 80~450 m、汪家屯低凸起为 2 800 m、升平低凸起为 3 200 m、昌德低凸起为 2 400 m、肇州西低凸起为 2 200 m(图 4)。在较大的供烃窗口下,沙河子组生成的天然气通过侧向运移,可为中央隆起带基岩潜山的天然气聚集提供充足气源,有利于基岩风化壳和基岩内幕天然气聚集成藏。需要注意的是,尽管昌德低凸起、卫星低凸起和升平低凸起的供烃窗口很大,但根据探井资料,在这些地区徐家围子断陷内的沙河子组烃源岩与中央隆起带基岩储层呈间接接触(图 3 和图 4),供烃不足导致其含气性弱于肇州西低凸起和汪家屯低凸起,目前仅有 2 口低产气流井和

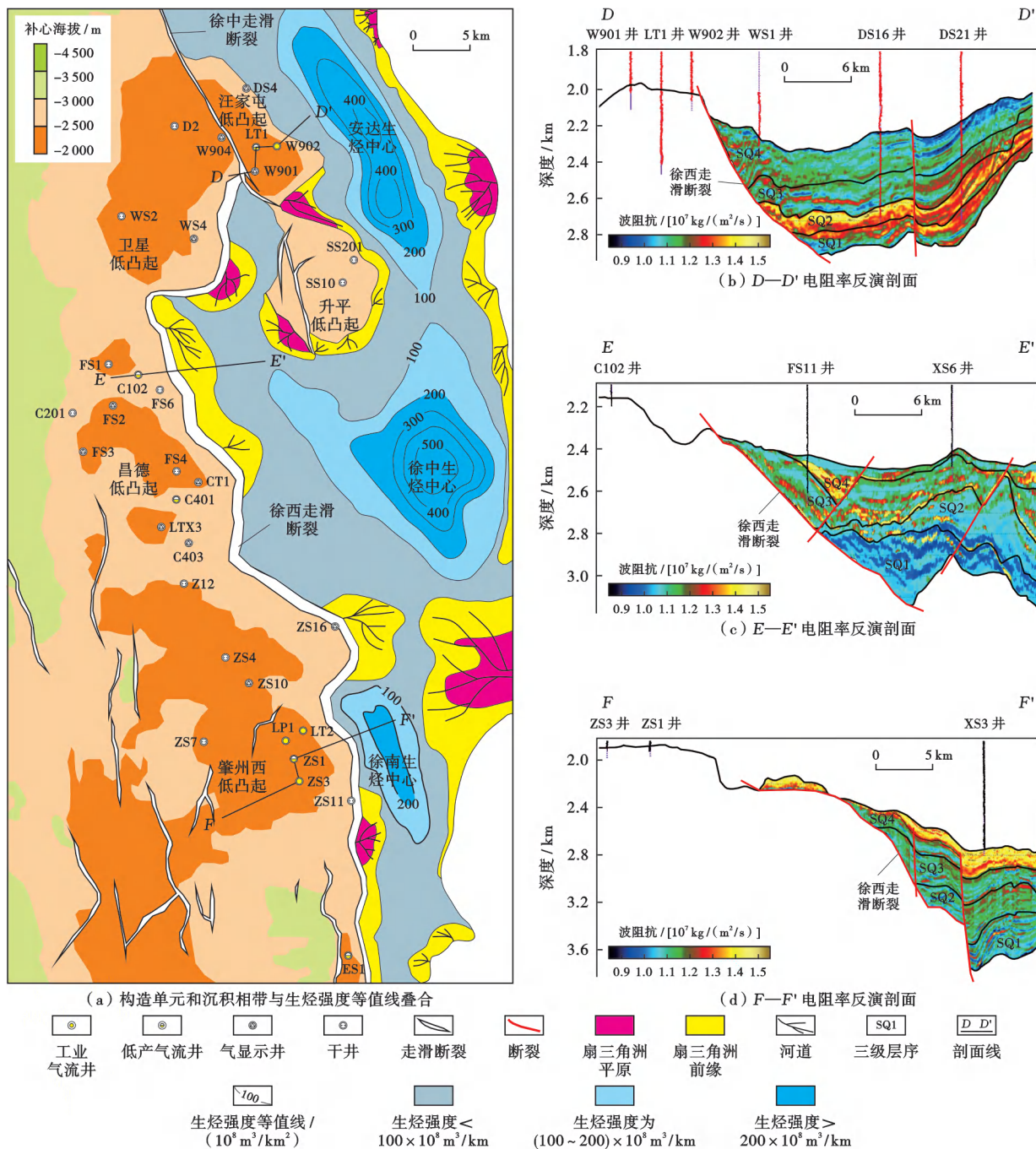


图3 松辽盆地北部中央隆起带基岩与烃源岩的匹配特征

Fig. 3 Matching characteristics between bedrock and source rock in the central uplift zone, northern Songliao Basin

7口见气显示井,其余均为干井。对接隔挡层的存在造成昌德低凸起、卫星低凸起和升平低凸起供烃不足,是勘探未能突破的主要原因之一。

另外,通过统计试气井的日产气量及试气井与徐家围子断陷生烃中心的距离发现,试气井日产气量随试气井与生烃中心距离的增大而降低(图5)。因此,源、储之间的距离在一定程度上也控制了基岩潜山的天然气成藏。

总之,烃源岩与基岩的接触关系、供烃窗口和源—储距离在一定程度上控制了中央隆起带基岩潜山气藏

的分布,是其天然气成藏的主控因素之一。

3.2 储层条件对气藏规模的控制

中央隆起带基岩储层岩性主要为花岗岩、碎裂花岗岩、糜棱岩化闪长岩、糜棱岩化片岩和浅变质安山岩,孔隙度为0.10%~5.30%(平均为0.83%),渗透率为0.01~2.26 mD(平均为0.14 mD),属于低孔隙度、超低渗透率的储层。花岗岩和碎裂花岗岩的物性较好,花岗岩的平均孔隙度和渗透率分别为1.18%和0.65 mD,碎裂花岗岩的平均孔隙度和渗透率分别为0.98%和0.20 mD,二者是中央隆起带基岩潜山优势

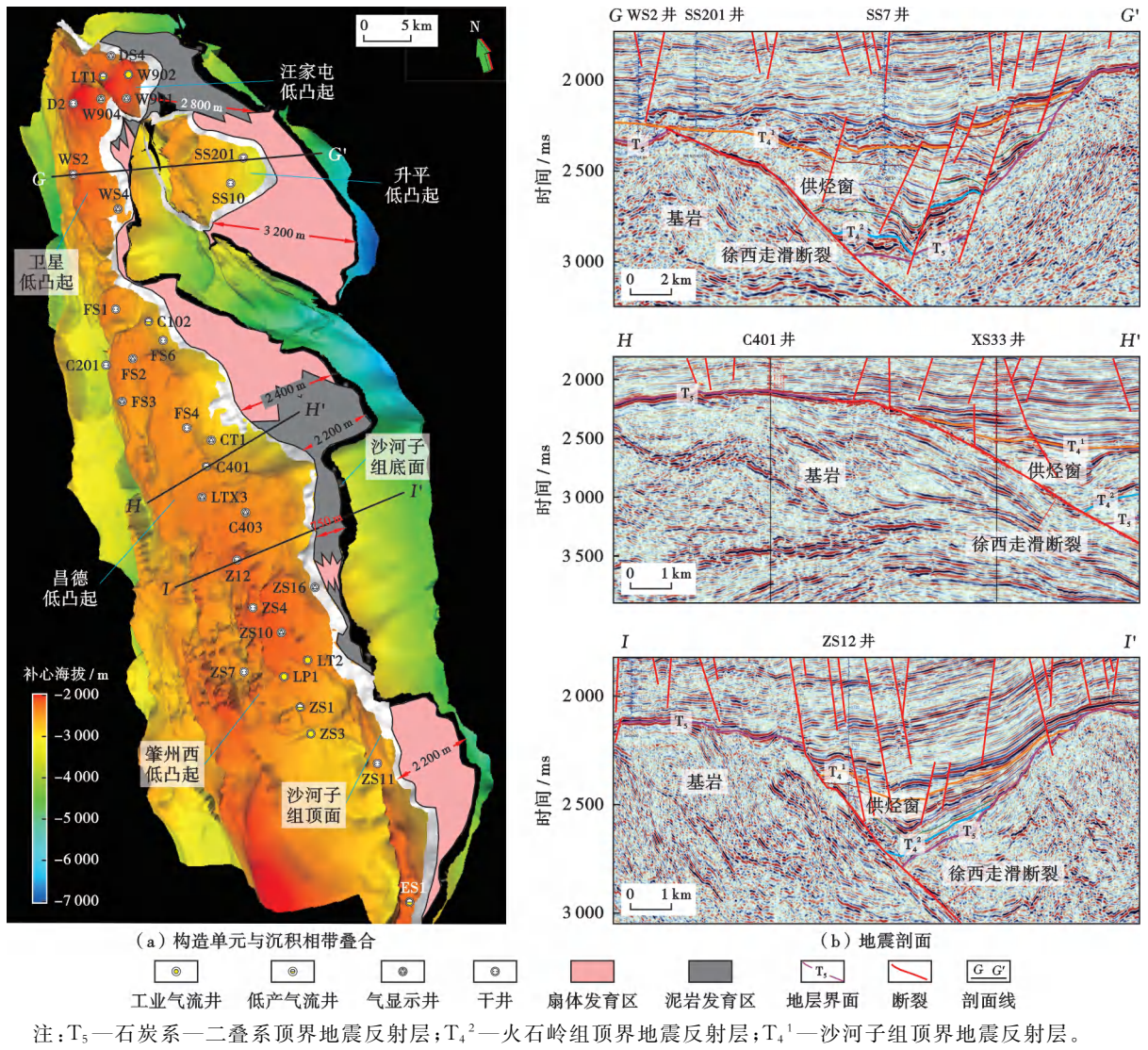


图 4 松辽盆地北部中央隆起带基岩潜山供烃窗口
Fig. 4 Hydrocarbon supply window of the central uplift zone in northern Songliao Basin

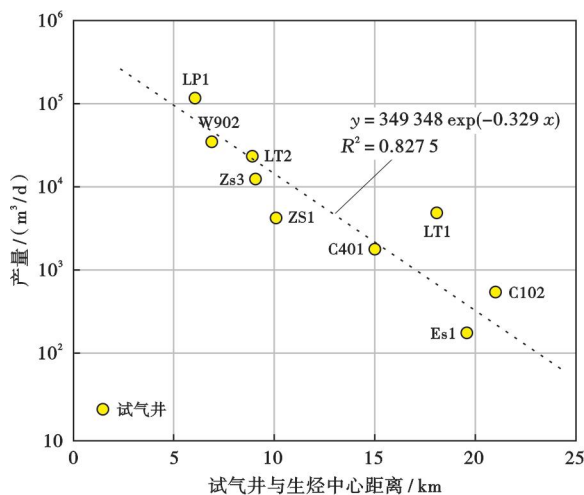


图 5 松辽盆地北部中央隆起带基岩潜山试气井产量与生烃中心距离的关系
Fig. 5 Relationship between gas test well production and hydrocarbon generating center distance in bedrock buried-hill of the central uplift zone, northern Songliao Basin

成储岩性。糜棱岩化闪长岩、糜棱岩化片岩和浅变质安山岩的物性特征相似,三类岩石的平均孔隙度分布在 0.54%~0.70%,平均渗透率分布在 0.09~0.18mD,储层物性条件较花岗岩和碎裂花岗岩差。18 口井的岩心和 900 余张铸体薄片以及 126 张场发射扫描电镜图像的分析结果显示:①基岩普遍发育微裂缝和构造裂缝(图 6),裂缝在岩石中的占比为 69.5%,微裂缝和构造裂缝在裂缝中的占比分别为 78.9%和 21.1%;岩心观察显示,花岗岩和碎裂花岗岩中构造裂缝发育,裂缝互相切割,形成网状且呈开启状态[图 6(a)—图 6(b)],而其他基岩中构造裂缝较发育[图 6(c)—图 6(e)],部分基岩(如糜棱岩化片岩和浅变质安山岩)中裂缝被方解石和石英充填且裂缝开启程度弱于花岗岩和碎裂花岗岩。②基岩储层主要发育次生孔隙,原生孔隙不发育,次生孔隙包括粒间溶蚀孔和粒内容蚀孔 2 种类型。粒间溶蚀孔主要发育在花岗岩和碎裂花岗岩中,占比

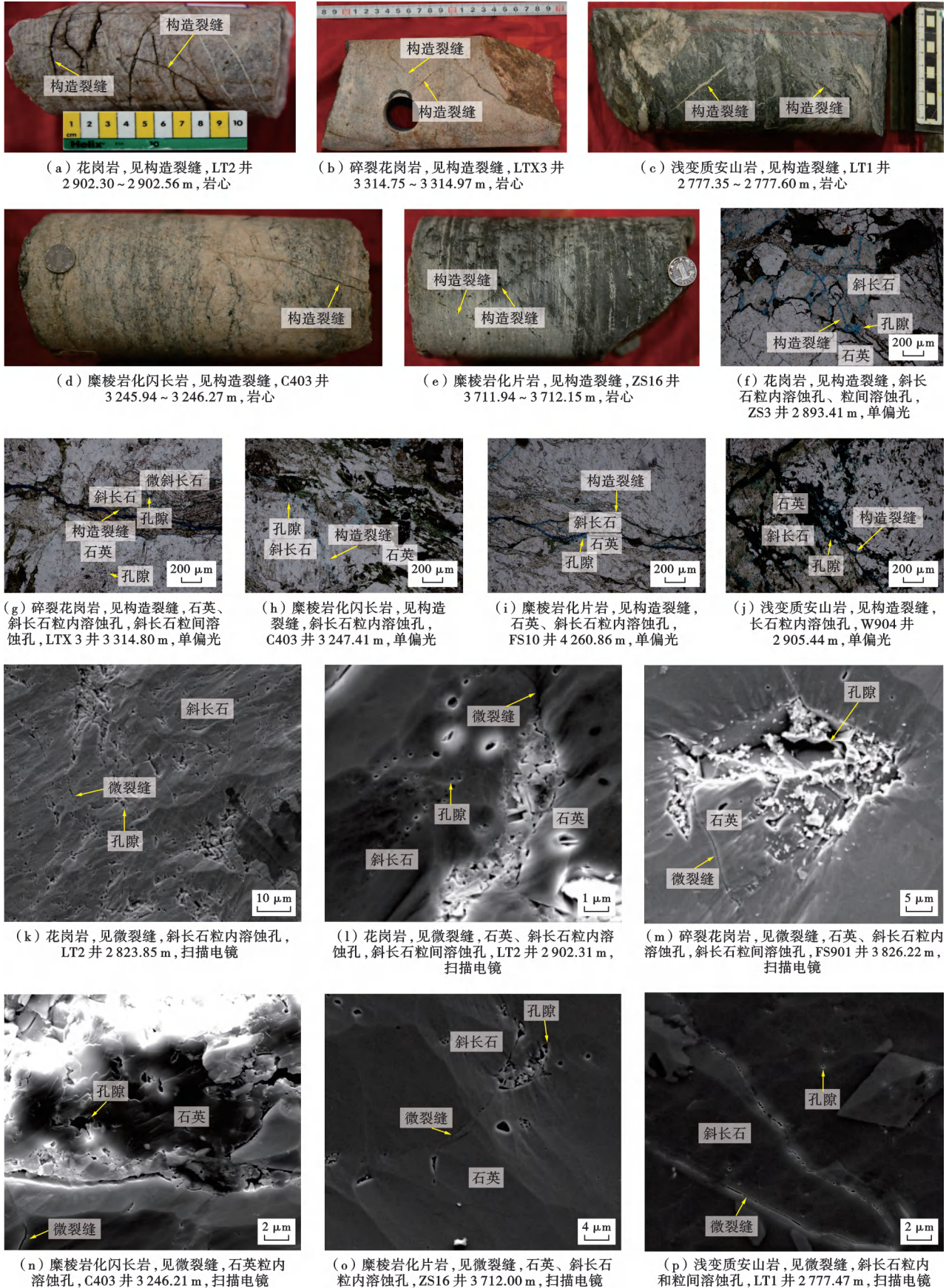


图 6 松辽盆地北部中央隆起带基岩裂缝和溶蚀孔隙特征

Fig. 6 Characteristics of fractures and dissolution pores in bedrock of the central uplift zone, northern Songliao Basin

约为 19.5%，溶蚀矿物为斜长石和石英；大部分粒间溶蚀孔与裂缝沟通，可形成有效孔隙[图 6(f)—图 6(j)]。粒内溶蚀孔在各类岩石中均发育，占比约为 80.5%，溶蚀矿物为石英、斜长石和微斜长石；部分粒内溶蚀孔与微裂缝沟通，可形成有效孔隙[图 6(k)—图 6(p)]。

石英和长石是脆性矿物，在风化、剥蚀和构造应力作用下易溶蚀和碎裂，而富含铁、镁的暗色矿物具有较强的塑性和高延展性，不易溶蚀和碎裂^[38-40]。影响基岩能否形成优质储层的重要因素之一是浅色矿物的含量，浅色矿物含量越高，次生孔隙和裂缝越发育，反之则不发育^[41]。基于研究区 17 口井 123 块样品的 X 射线衍射(XRD)全岩定量分析结果，将基岩潜山的岩石类型分为两大类：①浅色矿物含量相对高的岩石，如花岗岩和碎裂花岗岩；②暗色矿物含量相对高的岩石，如糜棱岩化闪长岩、糜棱岩化片岩和浅变质安山岩。前者孔隙度高，裂缝密度大，裂缝发育；后者孔隙度较低，裂缝密度较小，裂缝相对不发育(图 7)。宏观上，张性断裂主要发育在中央隆起带南部的脆性花岗岩区，挤压推覆断裂主要发育在中部和北部的塑性糜棱岩化片岩区[图 8(a)]。因此，矿物成分控制了基岩储层次生孔隙和裂缝。在肇州西低凸起和昌德低凸起南部的花岗岩和碎裂花岗岩中，浅色矿物含量高，储层物性相对好，是研究区的成储优势岩性。而对于昌德低凸起北部、卫星低凸起和升平低凸起的糜棱岩化闪长岩、糜棱岩化片岩和浅变质安山岩，其储层物性差且裂缝发育程度低，是造成勘探未能突破的另一主要原因。

利用三维地震资料解释，结合钻井数据，精细刻画了中央隆起带基岩的岩性分布和风化壳厚度(图 8)：花岗岩和碎裂花岗岩主要分布在肇州西低凸起和昌德低凸起南部，糜棱岩化闪长岩、糜棱岩化片岩和浅变质安山岩主要分布在昌德低凸起北部及卫星低凸起、汪家屯低凸起、升平低凸起[图 8(a)]；肇州西低凸起花岗岩风化壳的厚度明显大于构造低部位昌德低凸起风

化壳的厚度；卫星低凸起和汪家屯低凸起的局部风化壳厚度大于昌德低凸起的风化壳厚度，与肇州西低凸起花岗岩风化壳厚度相当[图 8(b)]。对工业气流井、低产气流井和见气显示井开展的岩性和风化壳厚度统计发现：这些井主要位于风化壳厚度较厚的区域，其中，工业气流井和低产气流井主要位于花岗岩和碎裂花岗岩分布区。肇州西低凸起和汪家屯低凸起的含气性明显好于昌德低凸起。昌德低凸起上 2 口低产气流井经压裂后只获得约 500 m³/d 的产气量，而肇州西低凸起上的 LP1 井、LT2 井、ZS3 井和汪家屯低凸起上的 W902 井，其风化壳经压裂后均获得 10 000 m³/d 以上的工业气流，尤其 LT2 井的风化壳和裂缝层的气柱高度达 300 m。因此，基岩潜山的储层岩性和风化壳厚度在一定程度上也控制气藏规模，同样是天然气成藏的主控因素。

3.3 输导体系对天然气运聚的控制

中央隆起带基岩潜山气藏属于烃源岩外成藏，输导体系主要为不整合面、断裂和裂缝。基岩在登娄库组沉积期前经历了 1 500 Ma 的大气淡水淋滤、风化剥蚀作用，形成区域不整合面。不整合面既是研究区风化壳的储集空间，也是天然气的运移通道，为天然气的横向运移提供了必要条件。

断裂是沉积盆地油气垂向运移的重要输导通道之一。气藏剖面显示，中央隆起带基底发育一系列早期低角度叠瓦状挤压推覆断裂和晚期高角度近 SN 走向张性走滑断裂(图 2)，这些断裂在全区分布[图 8(a)]。挤压推覆断裂和部分高角度张性走滑断裂均交汇于徐西走滑断裂之下，与侧向烃源岩相连通(图 2)，且高角度走滑断裂对早期的挤压推覆断裂具有切割改造作用。目前，已获工业气流的钻井均分布在高角度张性走滑断裂附近，且邻近徐西走滑断裂，而低产气流井、见气显示井和未见显示井主要分布在挤压推覆断裂附近，这说明晚期高角度走滑断裂可为天然气在基岩内

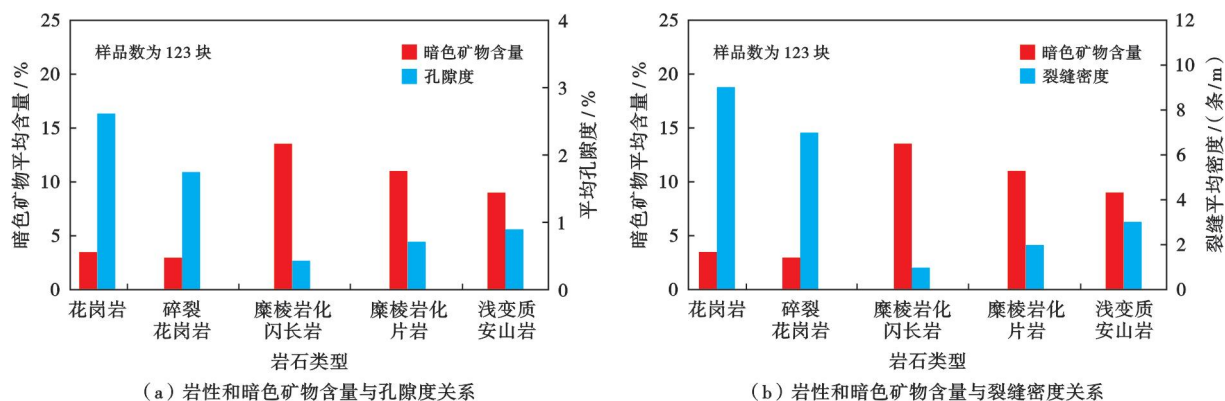


图 7 松辽盆地北部中央隆起带基岩岩性与储层特征的关系

Fig. 7 Relationship between bedrock lithology and reservoir characteristics in the central uplift zone, northern Songliao Basin

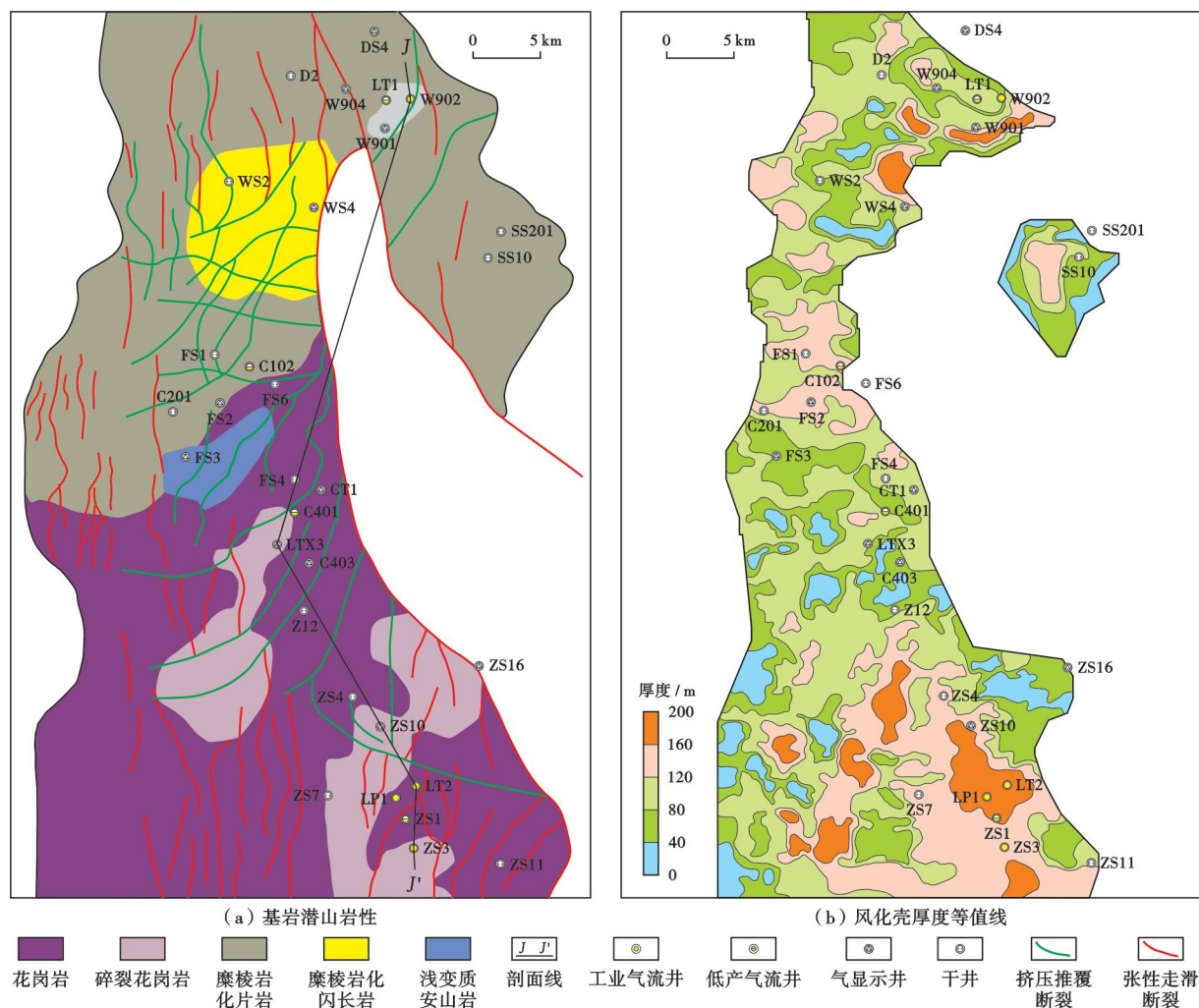


图8 松辽盆地北部中央隆起带基岩潜山的岩性和风化壳厚度

Fig. 8 Lithology and weathering crust thickness of bedrock buried-hill in the central uplift zone, northern Songliao Basin

部的横向和纵向运移提供运移通道。此外,在构造应力的作用下,断裂两侧或断裂末端的应力释放区通常发育高渗透诱导裂缝带,是良好的油气运移通道^[42]。岩心和铸体薄片也显示,基岩中发育大量构造裂缝和微裂缝(图6),这些裂缝可与周围高角度走滑断裂构成断裂-裂缝网络立体输导系统,为天然气在基岩中的运移提供运移通道。笔者应用 PetroMod 软件,对中央隆起带内基岩潜山带 T₅ 构造层的天然气优势运移路径进行了模拟。在三维地质格架的基础上,选择徐家围子断陷沙河子组的成熟烃源岩和风化壳分别为储层和输导层,同时考虑基岩与烃源岩之间对接的隔挡层,利用最大动力学原则进行优势运移路径模拟^[17]。该原则的基本原理是流体势理论,即在流体势作用下,烃源岩区生成的天然气从高势区向低势区运移,由此通过研究区构造等值线的法线分析,对天然气的优势运移路径进行定性描述。模拟结果表明:天然气自生烃中心沿晚期张性走滑断裂和不整合面向中央隆起带

的构造高部位运移,高部位的肇州西低凸起、汪家屯低凸起和昌德低凸起为天然气有利聚集区(图9),且在位于优势运移路径上的构造高点部位 LT2 井、ZS3 井、LP1 井和 W902 井均获得工业气流,C401 井获低产气流;平面上,天然气运移优势路径的密度在肇州西低凸起 LT2 井区、昌德低凸起 C401 井区和汪家屯低凸起 W902 井区附近大,而在其他井区相对比较稀疏,这可能是由于天然气运移受基岩与烃源岩对接的隔挡层控制。总之,中央隆起带基岩储层与徐家围子断陷沙河子组烃源岩通过不整合面、断裂和裂缝连通,形成了良好的“源—输—储”的运移聚集体系,控制了天然气的运聚。

3.4 保存条件对天然气富集的控制

在构造活动频繁的地区,良好的区域盖层对气藏保存尤为重要。中央隆起带自中生代以来在早白垩世晚期的登娄库组沉积期前一直处于地表暴露状态,之后,被登娄库组二段+三段泥岩及上覆地层覆盖,进入深埋阶段,而泥岩也逐渐进入压实成岩阶段,泥岩的封

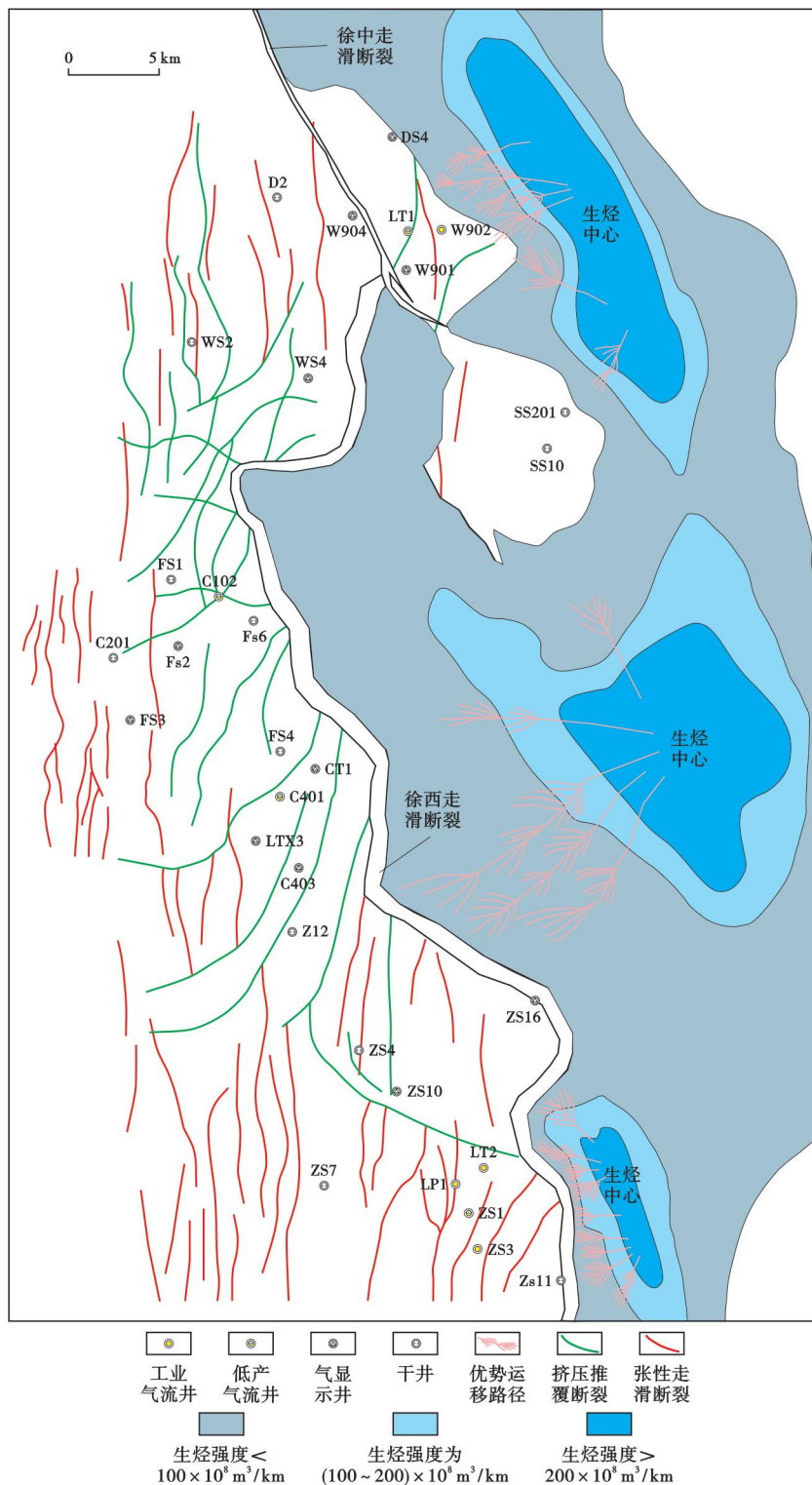


图 9 松辽盆地北部中央隆起带天然气运移模拟

Fig. 9 Simulation of natural gas migration in the central uplift zone, northern Songliao Basin

闭能力持续增强,成为良好的区域盖层。钻井分析发现,中央隆起带基岩上的直接覆盖层为登娄库组二段+三段泥岩和营城组火山岩[图 10 和图 11(a)],其中,泥岩的直接覆盖对基岩气藏具有良好的保存作用。泥岩厚度为 0.4~5.7 m,肇州西低凸起和汪家屯低凸起的工业气流井和低产气流井主要分布在泥岩的直接覆盖厚

度达 2.0~5.7 m 的区域[图 11(a)]。此外,还发现基岩潜山气藏与登娄库组和泉头组气藏呈反向“镜像”关系,即若登娄库组或泉头组发现工业气流,则基岩潜山发现干井或低产气流,若基岩潜山发现工业气流,则登娄库组或泉头组发现低产气流或干井(图 12)。这反映泥岩盖层对中央隆起带基岩潜山气藏的保存有重要作用。

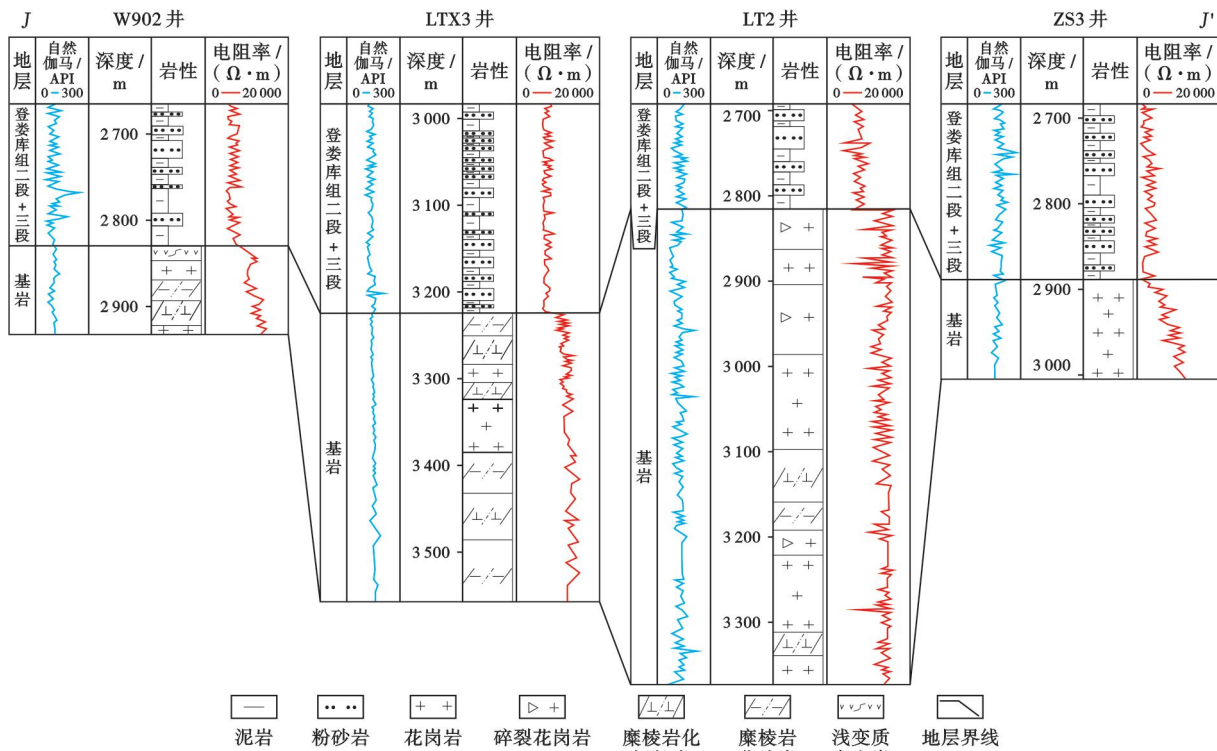


图 10 松辽盆地北部中央隆起带 W902 井—ZS3 井连井剖面(剖面位置见图 8)

Fig. 10 Well-tie from Well W902 to Well ZS3 in the central uplift zone, northern Songliao Basin

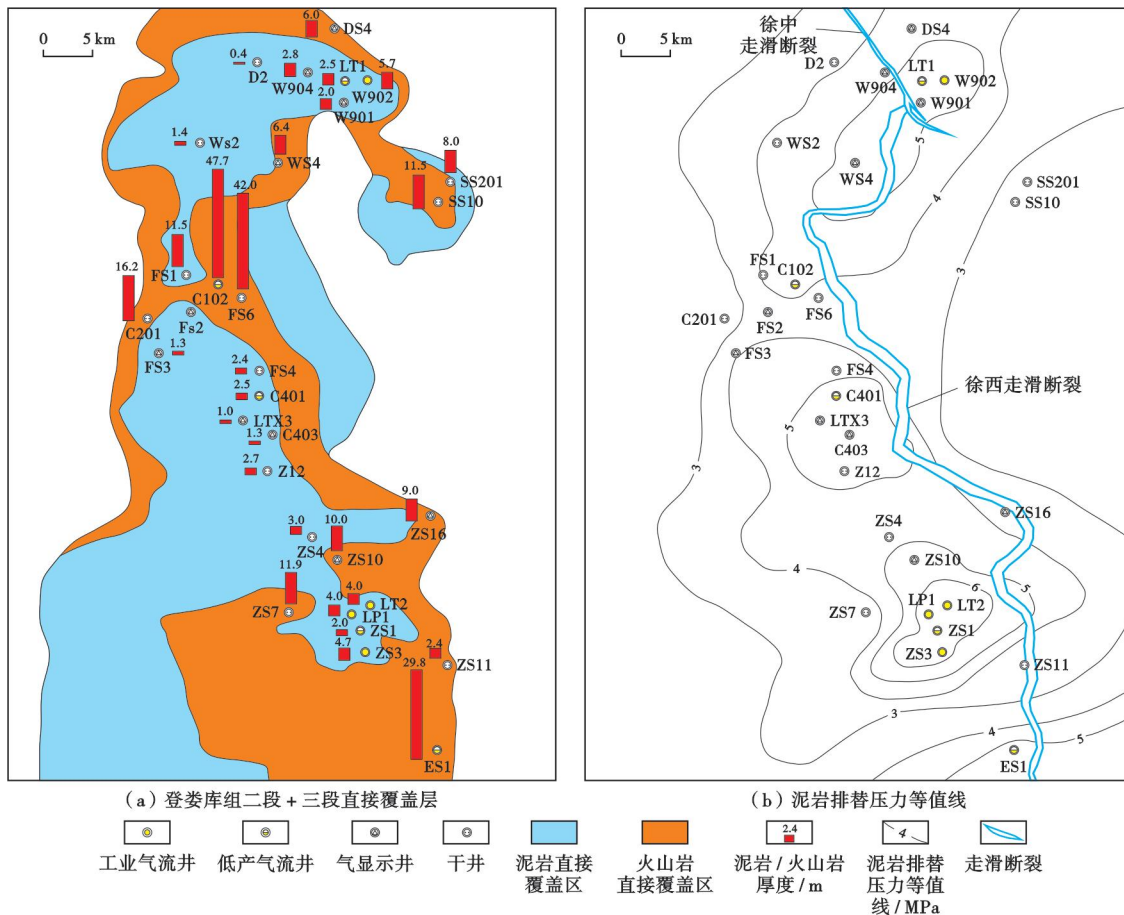


图 11 松辽盆地北部中央隆起带登娄库组二段+三段直接盖层和泥岩排替压力

Fig. 11 Cap and displacement pressure of mudstone in the Member 2 and 3 of Denglouku Formation of central uplift zone, northern Songliao Basin

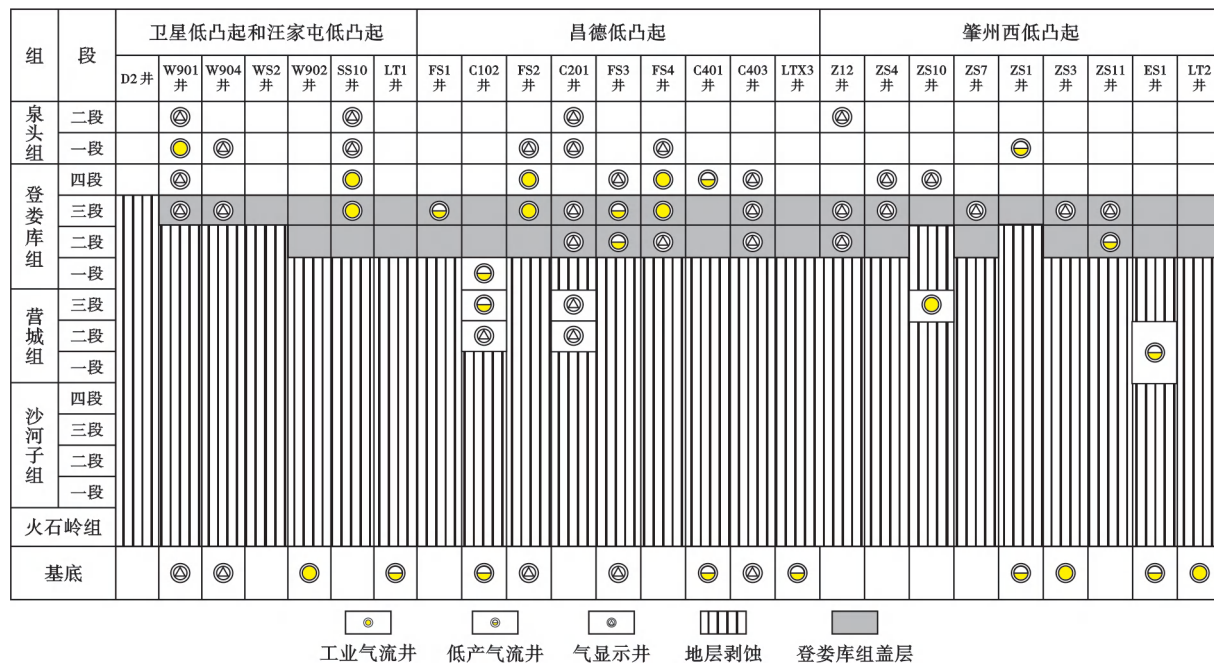


图 12 松辽盆地北部中央隆起带基岩气藏与上覆气藏的分布

Fig. 12 Distribution between bedrock and overburden gas reservoir in the central uplift zone, northern Songliao Basin

泥岩排替压力是评价盖层毛细管封闭能力的关键参数。通过对登娄库组泥岩样品进行实验分析,得到泥岩颗粒的比表面积为 $1.00 \sim 27.99 \text{ m}^2/\text{g}$ ^[23,32],具有良好的毛细管封闭能力。由于受钻井取心限制,泥岩排替压力的实验数据较少,对评价盖层封闭能力有一定局限。考虑到声波时差与泥岩孔隙度具有较好的相关性,且岩石物性是决定泥岩排替压力的关键参数^[43],笔者根据泥岩的实测排替压力数据与声时差数据(表 1)进行拟合,建立了研究区登娄库组二段+三段的泥岩排替压力计算式:

$$p = 0.1145 \exp(0.051 \Delta t) \quad (1)$$

表 1 松辽盆地北部中央隆起带登娄库组泥岩样品测试数据
Table 1 Test data of mudstone samples of Denglouku Formation in the central uplift zone, northern Songliao Basin

井号	地层	深度/ m	排替压力/ MPa	声波时差/ ($\mu\text{s}/\text{m}$)
ZS3	登娄库组三段	2740	6.43	224.74
	登娄库组三段	2744	6.51	233.30
	登娄库组三段	2776	4.95	206.96
FS2	登娄库组三段	2884	5.90	233.04
	登娄库组三段	2963	3.52	238.62
FS6	登娄库组三段	2909	2.38	206.04
	登娄库组三段	2946	3.05	239.40
LT2	登娄库组三段	2970	2.70	225.62
	登娄库组二段	3043	6.39	232.38
	登娄库组二段	3074	5.74	231.92
	登娄库组二段	3097	3.77	224.51
WS2	登娄库组三段	2733	3.44	244.78
	登娄库组三段	2876	3.44	233.33

利用式(1)计算,得到登娄库组二段+三段泥岩排替压力为 $2.38 \sim 6.51 \text{ MPa}$ [图 11(b)],其中,工业气流井和低产气流井位于泥岩排替压力大于 5 MPa 的区域,而见气显示井位于泥岩排替压力大于 4 MPa 的区域,这表明登娄组泥岩具有较高的排替压力,盖层的封闭能力较好。此外,基底断裂在大部分地区并未切穿上覆地层,因此泥岩具有良好的封闭能力,对基岩潜山气藏具有良好的保存作用。在泥岩盖层保存下,沙河子组烃源岩生成的天然气可沿不整合面、高角度走滑断裂和裂缝网络运移,并在基岩风化壳中聚集成藏。因此,泥岩盖层的封闭能力对天然气的富集具有一定的控制作用。

4 天然气成藏模式

4.1 天然气充注期次和成藏时间

在流体包裹体岩相学分析的基础上,通过测量盐水包裹体的均一温度并结合烃源岩和储层的埋藏史和热演化史等信息,可以判定油气的充注期次及成藏时间^[17,44-46]。中央隆起带基岩样品的流体包裹体有 2 种产状:一类分布于石英颗粒边缘和石英次生加大边中,主要为盐水包裹体,个体小;另一类产于颗粒微裂缝中,主要为盐水包裹体和气态烃包裹体,呈串珠状断续分布,这些包裹体均无荧光显示^[21]。例如,CT1 井基岩中的盐水包裹体分布于石英颗粒裂缝中,呈串珠状分布,个体小且无荧光显示[图 13(a)],均一温度在 $115 \sim 150 \text{ }^\circ\text{C}$ 呈连续均匀分布,峰值在 $135 \sim$

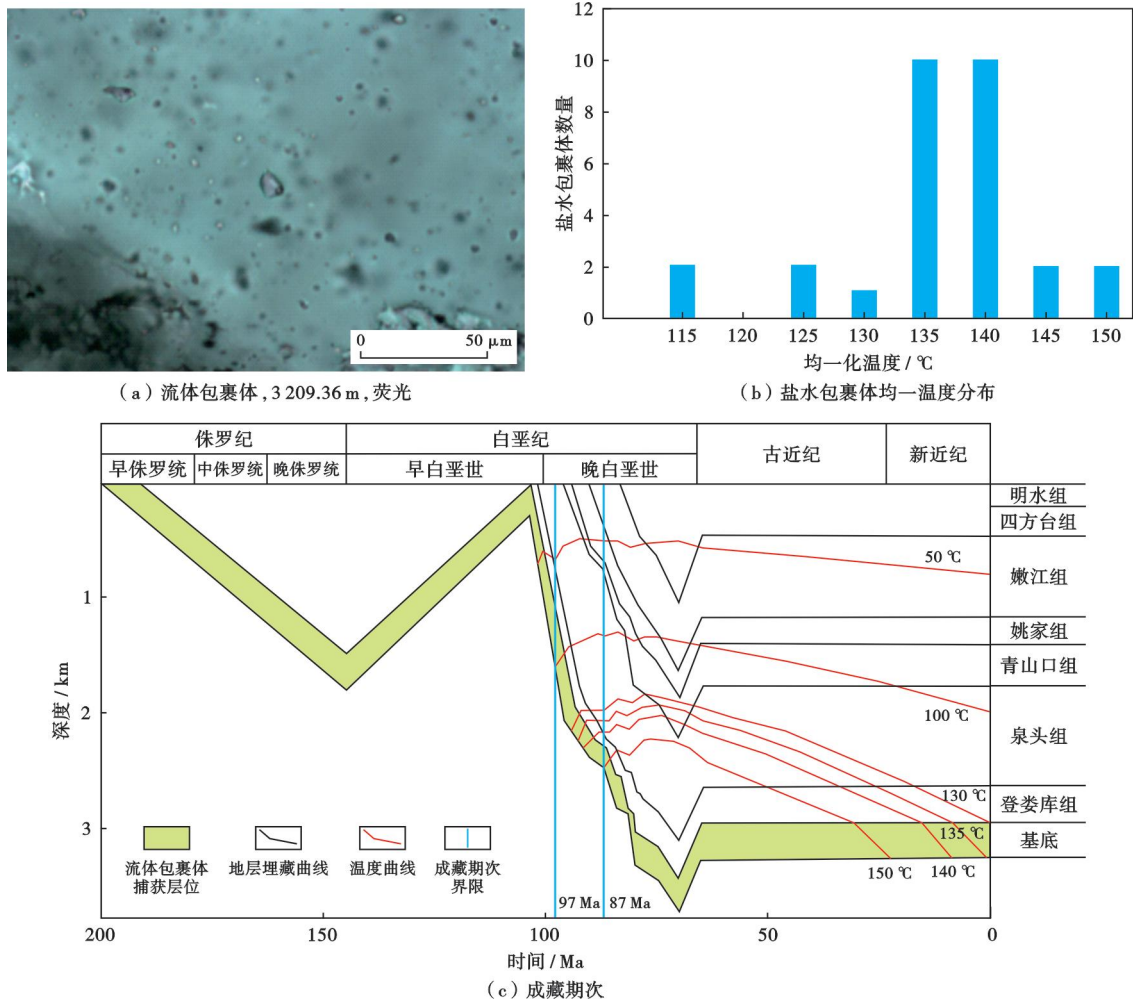


图 13 松辽盆地北部中央隆起带 CT1 井流体包裹体特征、盐水包裹体均一温度和成藏期次

Fig. 13 Fluid inclusions characteristic, homogenization temperatures of brine inclusions and accumulation periods of Well CT1 in the central uplift zone, northern Songliao Basin

140 °C [图 13(b)]。将 CT1 井的盐水包裹体均一温度峰值对应到埋藏史的温度曲线中, 可获得流体包裹体的捕获时间为 87~97 Ma [图 13(c)], 反映在泉头组沉积末期至姚家组沉积期, 是天然气的第 1 期充注, 为连续充注, 天然气成藏时间延续较长。这与前人研究^[20, 22]认为的徐家围子断陷内沙河子组暗色泥岩主要的生气高峰期在泉头组沉积期(约在 105 Ma)、煤层的主要生气高峰期在青山口组沉积期(约在 90 Ma)的结论一致。

4.2 天然气成藏模式

基于天然气成藏主控因素分析, 中央隆起带基岩潜山的天然气成藏模式可归纳为 2 种类型(图 14)。

4.2.1 断裂-不整合面输导+风化壳聚集的天然气成藏模式

该模式中, 气藏位于离烃源岩较远的地区, 如肇州西低凸起、昌德低凸起、卫星低凸起和汪家屯低凸起。

首先, 徐家围子断陷内沙河子组烃源岩生成的天然气沿徐西走滑断裂垂向运移; 然后, 天然气沿不整合面、高角度走滑断裂和裂缝网络横向运移; 最后, 在上覆的登娄库组二段+三段泥岩区域盖层的保存下, 天然气在不整合面附近的基岩风化壳中聚集成藏, 形成风化壳构造气藏。

4.2.2 断裂-裂缝输导+风化壳和基岩内幕聚集的天然气成藏模式

该模式中, 气藏位于离烃源岩近或较远的地区, 如肇州西低凸起。徐家围子断陷内沙河子组生成的天然气沿徐西走滑断裂、高角度走滑断裂和裂缝网络向基岩风化壳和基岩内幕横向运移, 在基岩风化壳内部致密层和基岩内幕致密层的局部盖层保存下, 天然气在基岩风化壳的断裂或裂缝层中和基岩内幕的裂缝层中聚集成藏, 形成风化壳断块气藏和基岩内幕裂缝型断块气藏。

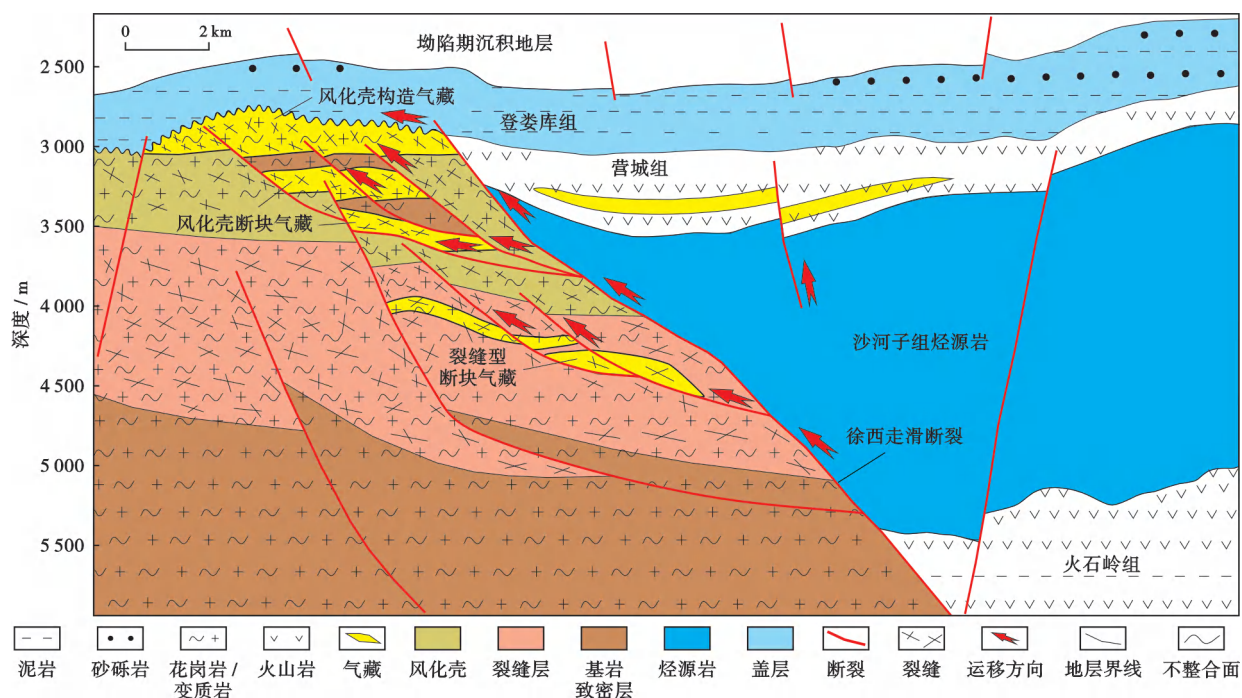


图 14 松辽盆地北部中央隆起带基岩潜山气藏成藏模式

Fig. 14 Accumulation model of bedrock buried-hill gas reservoir in the central uplift zone, northern Songliao Basin

5 结 论

(1) 中央隆起带基岩潜山气藏的控制因素包括供烃条件、储层条件、输导体系以及保存条件。供烃条件控制了气藏的分布,储层条件控制了气藏的规模,输导体系控制了天然气的运聚,保存条件控制了天然气的富集。其中,供烃条件和储层条件是中央隆起带天然气成藏的主控因素。

(2) 中央隆起带基岩潜山的天然气包裹体个体小,呈串珠状断续分布,均一温度峰值分布在 135~140℃,为第 1 期充注产物,成藏时间为泉头组沉积末期至姚家组沉积期。

(3) 基于中央隆起带基岩潜山气藏类型、供烃条件、储层条件、输导体系和保存条件,建立了 2 种类型天然气成藏模式:中央隆起带基岩潜山断裂-不整合面输导+风化壳聚集成藏模式;断裂-裂缝输导+风化壳和基岩内幕聚集成藏模式。

符号注释: p —泥岩排替压力, MPa; Δt —声波时差, $\mu\text{s}/\text{m}$ 。

参 考 文 献

[1] 马立驰,王永诗,景安语. 渤海湾盆地济阳坳陷断块潜山油藏新发现及其意义[J]. 石油实验地质, 2020, 42(1): 13-18.
MA Lichi, WANG Yongshi, JING Anyu. Discovery and significance of subtle buried hills in Jiyang depression, Bohai Bay Basin

[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(1): 13-18.

- [2] 杨飞,徐守余. 全球基岩油气藏分布及成藏规律[J]. 特种油气藏, 2011, 18(1): 7-11.
YANG Fei, XU Shouyu. Global distribution and hydrocarbon accumulation pattern of basement reservoirs[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2011, 18(1): 7-11.
- [3] P'AN C H. Petroleum in basement rocks[J]. AAPG Bulletin, 1982, 66(10): 1597-1643.
- [4] KONING T. Oil and gas production from basement reservoirs: examples from Indonesia, USA and Venezuela[M]//PETFORD N, MCCAFFREY K J W. Hydrocarbons in crystalline rocks. London: The Geological Society of London, 2003: 83-92.
- [5] CUONG T X, WARREN J K. Bach Ho field, a fractured granitic basement reservoir, CUU Long Basin, offshore SE Vietnam: a "buried hill" play[J]. Journal of Petroleum Geology, 2009, 32(2): 129-156.
- [6] NELSON R A, MOLDOVANYI E P, MATCEK C C, et al. Production characteristics of the fractured reservoirs of the La Paz field, Maracaibo Basin, Venezuela[J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(11): 1791-1809.
- [7] 徐长贵,杜晓峰,刘晓健,等. 渤海海域太古界深埋变质岩潜山优质储集层形成机制与油气勘探意义[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(2): 235-247.
XU Changgui, DU Xiaofeng, LIU Xiaojian, et al. Formation mechanism of high-quality deep buried-hill reservoir of Archean metamorphic rocks and its significance in petroleum exploration in Bohai Sea area[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(2): 235-247.
- [8] 卢欢,牛成民,李慧勇,等. 变质岩潜山油气藏储层特征及评价[J]. 断块油气田, 2020, 27(1): 28-33.
LU Huan, NIU Chengmin, LI Huiyong, et al. Reservoir feature and evaluation of metamorphic buried-hill reservoir[J]. Fault-block Oil & Gas Field, 2020, 27(1): 28-33.

- [9] 施和生,牛成民,侯明才,等. 渤中 13-2 双层结构太古宇潜山成藏条件分析与勘探发现[J]. 中国石油勘探,2021,26(2):12-20.
SHI Hesheng, NIU Chengmin, HOU Mingcai, et al. Analysis of hydrocarbon accumulation conditions of double-layered Archeozoic buried hill and major discovery of Bozhong 13-2 oil and gasfield, Bohai Sea area[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(2): 12-20.
- [10] 叶涛,牛成民,王清斌,等. 渤海湾盆地大型基岩潜山储层特征及其控制因素——以渤中 19-6 凝析气田为例[J]. 地质学报,2021,95(6):1889-1902.
YE Tao, NIU Chengmin, WANG Qingbin, et al. Characteristics and controlling factors of large bedrock buried-hill reservoirs in the Bohai Bay Basin—a case study of the BZ19-6 condensate field[J]. Acta Geologica Sinica, 2021, 95(6): 1889-1902.
- [11] 衣健,李慧勇,单玄龙,等. 渤海湾盆地渤中凹陷太古宇变质岩潜山储集层垂向结构单元划分与识别[J]. 石油勘探与开发,2022,49(6):1107-1118.
YI Jian, LI Huiyong, SHAN Xuanlong, et al. Division and identification of vertical reservoir units in Archeozoic metamorphic buried hill of Bozhong sag, Bohai Bay Basin, East China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(6): 1107-1118.
- [12] 周心怀,项华,于水,等. 渤海锦州南变质岩潜山油藏储集层特征与发育控制因素[J]. 石油勘探与开发,2005,32(6):17-20.
ZHOU Xinhui, XIANG Hua, YU Shui, et al. Reservoir characteristics and development controlling factors of JZS Neo-Archean metamorphic buried hill oil pool in Bohai Sea[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(6): 17-20.
- [13] HENNINGS P, ALLWARDT P, PAUL P, et al. Relationship between fractures, fault zones, stress, and reservoir productivity in the Suban gas field, Sumatra, Indonesia [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(4): 753-772.
- [14] 蒋有录,叶涛,张善文,等. 渤海湾盆地潜山油气富集特征与主控因素[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2015,39(3):20-29.
JIANG Youlu, YE Tao, ZHANG Shanwen, et al. Enrichment characteristics and main controlling factors of hydrocarbon in buried hill of Bohai Bay Basin[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2015, 39(3): 20-29.
- [15] DOU L R, WANG J C, WANG R C, et al. Precambrian basement reservoirs: case study from the northern Bongor Basin, the Republic of Chad[J]. AAPG Bulletin, 2018, 102(9): 1803-1824.
- [16] 焦小芹,牛花朋,谢庆宾,等. 柴达木盆地尖北斜坡基岩储层特征及天然气成藏条件[J]. 石油与天然气地质,2020,41(2):305-315.
JIAO Xiaoqin, NIU Huapeng, XIE Qingbin, et al. Characteristics of basement reservoirs and setting for natural gas accumulation in Jianbei slope, Qaidam Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(2): 305-315.
- [17] 刘念,邱楠生,秦明宽,等. 冀中拗陷束鹿潜山带油气成藏主控因素与成藏模式[J]. 地质学报,2023,97(3):897-910.
LIU Nian, QIU Nansheng, QIN Mingkuan, et al. Main controlling factors and models of hydrocarbon accumulation in the Shulu buried-hill belt, Jizhong depression, Bohai Bay Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2023, 97(3): 897-910.
- [18] 徐长贵,周家雄,杨海风,等. 渤海湾盆地大型变质岩潜山油田勘探发现及地质意义[J]. 石油学报,2023,44(10):1587-1598.
XU Changgui, ZHOU Jiaxiong, YANG Haifeng, et al. Discovery of large-scale metamorphic buried-hill oilfield in Bohai Bay Basin and its geological significance [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(10): 1587-1598.
- [19] 王春燕,史鹏宇,李晶,等. 松辽盆地古中央隆起带基底浅变质岩岩性测井解释及其应用[J]. 大庆石油地质与开发,2020,39(2):125-132.
WANG Chunyan, SHI Pengyu, LI Jing, et al. Lithology logging interpretation and application of the shallow metamorphic rock in the basement of the ancient central uplift belt of Songliao Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(2): 125-132.
- [20] 杜金虎. 松辽盆地中央古隆起带(北部)天然气成藏条件分析及勘探前景[J]. 中国石油勘探,2017,22(5):1-14.
DU Jinhui. Analysis of natural gas accumulation conditions and exploration perspective in the central paleo-uplift belt (North), Songliao Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(5): 1-14.
- [21] 张帆,冉清昌,吴玉明,等. 松辽盆地北部古中央隆起带天然气地球化学特征及成藏条件[J]. 天然气地球科学,2019,30(1):126-132.
ZHANG Fan, RAN Qingchang, WU Yuming, et al. Geochemical characteristics and reservoir forming conditions of the natural gas in the paleo central uplift zone in the northern Songliao Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(1): 126-132.
- [22] 孙立东,孙国庆,杨步增,等. 松辽盆地北部中央古隆起带古潜山天然气成藏条件[J]. 天然气工业,2020,40(3):23-29.
SUN Lidong, SUN Guoqing, YANG Buzeng, et al. Hydrocarbon accumulation conditions of the buried hills in the central paleo-uplift belt of the northern Songliao Basin [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(3): 23-29.
- [23] 孙立东,陆加敏,杨步增,等. 松辽盆地北部中央古隆起带天然气成藏条件与勘探方向[J]. 石油学报,2020,41(10):1163-1173.
SUN Lidong, LU Jiamin, YANG Buzeng, et al. Accumulation condition and exploration direction of natural gas in the central paleo-uplift belt of the northern Songliao Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(10): 1163-1173.
- [24] 易士威,李明鹏,徐淑娟,等. 松辽盆地中央隆起潜山成藏条件及模式[J]. 天然气地球科学,2020,31(12):1663-1676.
YI Shiwei, LI Mingpeng, XU Shujuan, et al. Accumulation condition and model of buried hill in the central uplift, Songliao Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(12): 1663-1676.
- [25] 张顺,王丽静,张博远,等. 松辽盆地安达古隆起风化壳特征及控藏机制[J]. 大庆石油地质与开发,2019,38(1):9-16.
ZHANG Shun, WANG Lijing, ZHANG Boyuan, et al. Characteristics of the weathered crust and reservoir-controlling mechanism for Anda palaeohigh in Songliao Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(1): 9-16.
- [26] ZENG Z Q, SHAN X L, HAO G L, et al. Semiquantitative microscopic pore characterizations of the metamorphic rock reservoir in the central paleo-uplift belt, Songliao Basin [J]. Scientific Reports, 2022, 12(1): 2606, doi: 10. 1038/s41598-022-05960-y.
- [27] WU F Y, SUN D Y, LI H M, et al. The nature of basement beneath the Songliao Basin in NE China: geochemical and isotopic constraints [J]. Physics and Chemistry of the Earth, Part A: Solid Earth and Geodesy, 2001, 26(9/10): 793-803.
- [28] 黄清华,朱国同,王辉,等. 松辽盆地古中央隆起带基岩锆石 U-Pb 年龄及其地质意义[J]. 大庆石油地质与开发,2019,38(3):1-7.
HUANG Qinghua, ZHU Guotong, WANG Hui, et al. Zircon U-Pb age of the basement rocks and its geological significances in paleo-central uplift belt of Songliao Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(3): 1-7.
- [29] 朱德丰,任延广,吴河勇,等. 松辽盆地北部隐伏二叠系和侏罗系

- 的初步研究[J]. 地质科学, 2007, 42(4): 690-708.
- ZHU Defeng, REN Yanguang, WU Heyong, et al. A preliminary study on the buried Permian and Jurassic in the northern Songliao Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2007, 42(4): 690-708.
- [30] 李成立, 崔瑞华, 刘益中. 盆地基底岩性的综合地球物理预测方法——以松辽盆地滨北地区基底岩性预测为例[J]. 地球物理学报, 2011, 54(2): 491-498.
- LI Chengli, CUI Ruihua, LIU Yizhong. Comprehensive geophysical prediction method of basement lithology—example of Binbei area, Songliao Basin[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2011, 54(2): 491-498.
- [31] 黄薇, 王志国, 董景海, 等. 地震资料在徐家围子断陷沙河子组潜在烃源岩预测中的应用[J]. 世界地质, 2013, 32(3): 571-578.
- HUANG Wei, WANG Zhiguo, DONG Jinghai, et al. Application of seismic data for forecasting hydrocarbon source rocks in Shahezi Formation of Xujiaweizi fault depression[J]. Global Geology, 2013, 32(3): 571-578.
- [32] 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.
- [33] 门广田, 杨峰平, 印长海, 等. 徐深气田火山岩气藏类型与成藏控制因素[J]. 大庆石油地质与开发, 2009, 28(5): 33-38.
- MEN Guangtian, YANG Fengping, YIN Changhai, et al. Volcanic reservoir type and controlling factors of accumulation in Xushen gas field[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2009, 28(5): 33-38.
- [34] 任延广, 朱德丰, 万传彪, 等. 松辽盆地徐家围子断陷天然气聚集规律与下步勘探方向[J]. 大庆石油地质与开发, 2004, 23(5): 26-29.
- REN Yanguang, ZHU Defeng, WAN Chuanbiao, et al. Natural gas accumulation rule of Xujiaweizi depression in Songliao Basin and future exploration target[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2004, 23(5): 26-29.
- [35] 张晓东, 于晶, 张大智, 等. 徐家围子断陷沙河子组致密气成藏条件及勘探前景[J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 33(5): 86-91.
- ZHANG Xiaodong, YU Jing, ZHANG Dazhi, et al. Accumulating conditions and exploration prospects for Shahezi-Formation tight sandstone gas in Xujiaweizi fault depression[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(5): 86-91.
- [36] 张大智, 张晓东, 杨步增, 等. 徐家围子断陷沙河子组致密砂岩气成藏条件及勘探潜力[C]//2016年全国天然气学术年会论文集. 银川: 中国石油学会天然气专业委员会, 四川省石油学会, 2016: 1-9.
- ZHANG Dazhi, ZHANG Xiaodong, YANG Buzeng, et al. Reservoir-forming conditions and exploration potential of tight sandstone gas in Shahezi Formation of Xujiaweizi fault depression[C]//Natural Gas Annual Conference 2016. Yinchuan: Natural Gas Professional Committee of China Petroleum Society, Sichuan Petroleum Society, 2016: 1-9.
- [37] 邵墨一, 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 Chaodong, 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.
- [38] HAN C C, TIAN J J, HU C L, et al. Lithofacies characteristics and their controlling effects on reservoirs in buried hills of metamorphic rocks; a case study of Late Paleozoic units in the Arysium depression, South Turgay Basin, Kazakhstan[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 191: 107137, doi: 10.1016/j.petrol.2020.107137.
- [39] TÓTH T M, TÓTH I V. Lithologically controlled behaviour of the Dorozsma metamorphic hydrocarbon reservoir (Pannonian Basin, SE Hungary)[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 195: 107748, doi: 10.1016/j.petrol.2020.107748.
- [40] WALTER B, GÉRAUD Y, BARTIER D, et al. Petrophysical and mineralogical evolution of weathered crystalline basement in western Uganda; implications for fluid transfer and storage[J]. AAPG Bulletin, 2018, 102(6): 1035-1065.
- [41] 杜晓峰, 刘晓健, 张新涛, 等. 渤海海域太古界变质岩储层特征与形成控制因素[J]. 中国海上油气, 2021, 33(3): 15-27.
- DU Xiaofeng, LIU Xiaojian, ZHANG Xintao, et al. Characteristics and controlling factors of Archean metamorphic reservoirs in Bohai Sea area[J]. China offshore Oil and Gas, 2021, 33(3): 15-27.
- [42] 吴智平, 陈伟, 薛雁, 等. 断裂带的结构特征及其对油气的输导和封堵性[J]. 地质学报, 2010, 84(4): 570-578.
- WU Zhiping, CHEN Wei, XUE Yan, et al. Structural characteristics of faulting zone and its ability in transporting and sealing oil and gas[J]. Acta Geologica Sinica, 2010, 84(4): 570-578.
- [43] 马东焯, 陈宇航, 王应斌, 等. 鄂尔多斯盆地东部上古生界盖层封闭性能评价[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(11): 1673-1684.
- MA Dongye, CHEN Yuhang, WANG Yingbin, et al. Sealing capability evaluation of the Upper Paleozoic cap rock in the eastern Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(11): 1673-1684.
- [44] 王琳, 赵孟军, 孟庆洋, 等. 柴达木盆地英西地区中深层油气成藏过程分析[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(12): 1846-1854.
- WANG Lin, ZHAO Mengjun, MENG Qingyang, et al. Analysis of hydrocarbon accumulation process in middle-deep reservoirs of Yingxi area, Qaidam Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(12): 1846-1854.
- [45] 陈梦娜, 罗安湘, 李军, 等. 环县—正宁地区长 9 油层组流体包裹体特征及地质意义[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2018, 33(3): 1-6.
- CHEN Mengna, LUO Anxiang, LI Jun, et al. Characteristics of fluid inclusions in Chang 9 oil reservoirs of Huanxian-Zhengning area and its geological significance[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2018, 33(3): 1-6.
- [46] 杨映涛, 阎丽妮, 朱丽, 等. 川西拗陷崇州沙溪庙组次生气成藏模式[J]. 地球科学前沿, 2021, 11(2): 122-129.
- YANG Yingtao, YAN Lini, ZHU Li, et al. Accumulation models of secondary gas reservoirs in Shaximiao Formation, Chongzhou area, Western Sichuan depression[J]. Advances in Geosciences, 2021, 11(2): 122-129.