

准噶尔盆地腹部征沙村地区征10井的勘探发现与启示

刘惠民¹, 张关龙^{2,3}, 范婕^{2,3}, 曾治平^{2,3}, 郭瑞超^{2,3}, 官亚军²

(1. 中国石化胜利油田分公司, 山东 东营 257015; 2. 中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院, 山东 东营 257015;
3. 中国石化胜利石油管理局博士后科研工作站, 山东 东营 257015)

摘要:油气勘探领域向深层-超深层拓展对准噶尔盆地增储上产具有重要的战略意义。准噶尔盆地腹部征沙村地区征10井的成功钻探, 揭示了准中地区超深层巨大的勘探潜力。以征沙村地区为例, 从油气藏特征入手, 在分析源岩、储层和输导条件等成藏要素特征的基础上, 明确油气成藏主控因素, 建立成藏模式, 并指出其深层-超深层油气勘探的新启示。研究结果表明, 征沙村地区油气成藏主控因素包括3个方面: ①低温-超压控烃机制延长了生油时窗, 提高了生油转化率, 极大地增加了油气资源量; ②“冷盆、超压、颗粒包壳、沸石溶蚀”四元控储模式突破了传统的碎屑岩储层发育的深度下限, 扩展了油气勘探空间; ③断-压双控输导机制提供了高能油气输导通道, 控制了油气在纵向上差异运移, 保障了超深层油气高效充注。根据超深层烃源岩演化史、压力演化史、成岩演化序列、成藏期和构造演化史等多要素演化叠合特征, 建立了征沙村地区“温-压控烃、四元控储、断-压控输”的油气成藏模式, 以期为准沙村地区勘探部署和培育新的战略接替阵地提供理论指导和科学依据。

关键词:输导机制; 源岩演化; 优质储层; 深层-超深层; 征沙村地区; 准噶尔盆地

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

Exploration discoveries and implications of well Zheng 10 in the Zhengshacun area of the Junggar Basin

LIU Huimin¹, ZHANG Guanlong^{2,3}, FAN Jie^{2,3}, ZENG Zhiping^{2,3}, GUO Ruichao^{2,3}, GONG Yajun²

(1. Shengli Oilfield Branch Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015, China; 2. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Branch Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015, China, 3. Postdoctoral Scientific Research Working Station of Shengli Oilfield, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015, China)

Abstract: The expansion toward deep-to-ultra-deep oil and gas exploration is strategically vital for reserve growth and production addition in the Junggar Basin. Well Zheng 10 drilled in the Zhengshacun area in the hinterland of the Junggar Basin underscores the significant potential of the basin's central part for ultra-deep oil and gas exploration. This study first presents the characteristics of hydrocarbon reservoirs in the area, emphasizing the elements of petroleum system, such as source rocks, reservoirs, and migration pathways, that contribute to hydrocarbon accumulation. Accordingly, it identifies the determinants of hydrocarbon accumulation in the area and establishes the hydrocarbon accumulation mode. Furthermore, this study presents the implications of these factors for deep-to-ultra-deep oil and gas exploration in the area. The results reveal three major factors influencing the hydrocarbon accumulation therein: (1) A mechanism driven by low geothermal gradients and overpressure for hydrocarbon-generating evolution. This mechanism extends the oil window and elevates the transformation ratio, thereby significantly enriching hydrocarbon resources; (2) A four element (including low geothermal gradient, overpressure, chlorite coating, and zeolite dissolution) -controlled reservoir formation. This pattern redefines the lower depth limit for the development of conventional clastic reservoirs, thus broadening the scope for hydrocarbon exploration. (3) A migration mechanism governed by both faults and overpressure. This mechanism provides high-energy pathways for hydrocarbon migration and determines the vertical

收稿日期: 2023-03-31; 修回日期: 2023-07-05。

第一作者简介: 刘惠民(1969—), 男, 博士、教授级高级工程师, 油气勘探研究与管理。E-mail: hmliu@vip.163.com。

通信作者简介: 范婕(1991—), 女, 博士、副研究员, 油气地质与勘探。E-mail: fanjie999@126.com。

基金项目: 中国石油化工股份有限公司科技攻关项目(P22128); 中国石化胜利油田分公司项目(YKK2303)。

differential hydrocarbon migration, thus ensuring efficient hydrocarbon charging in ultra-deep reservoirs. By integrating superimposed factors including ultra-deep source rock evolution, pressure changes, tectonic shifts, diagenetic sequences, and hydrocarbon accumulation periods, we establish a hydrocarbon accumulation mode for the study area. This mode incorporates the temperature-pressure control over hydrocarbon-generating evolution, four element-controlled reservoir formation, and hydrocarbon migration governed by both faults and overpressure. This study aims to provide theoretical guidance and a scientific basis for new exploratory well emplacement and the delineation of potential new play fairways in the area.

Key words: transport mechanism, source rock evolution, high-quality reservoir, deep-to-ultra-deep reservoir, Zhengshacun area, Junggar Basin

引用格式:刘惠民,张关龙,范婕,等. 准噶尔盆地腹部征沙村地区征10井的勘探发现与启示[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(5): 1118-1128. DOI: 10. 11743/ogg20230504.

LIU Huimin, ZHANG Guanlong, FAN Jie, et al. Exploration discoveries and implications of well Zheng 10 in the Zhengshacun area of the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(5): 1118-1128. DOI: 10. 11743/ogg20230504.

随着勘探程度的增加,中国油气勘探逐步向更深、更老的地层拓展,在深层-超深层油气勘探不断获得了重大突破,相继发现了塔里木、玛湖、川中和川东北等深层大型油气区和大中型油气田^[1-4]。特别是中国西部盆地,由于新生代以来独特的构造活动,造就了盆地基底地壳厚度大、地温梯度低、油气藏埋深大及地层压力高的特殊油气地质背景,使得油气勘探的深度下限不断下延,深层-超深层逐步成为中国勘探开发的主战场,在油气资源结构中所占的比重逐年攀升,成为缓解中国对外油气高依存度的重要战略性接替资源领域。截止到2019年,深层-超深层已探明油气地质储量 25.5×10^8 t油当量,占油气资源量的11.6%,新增油气地质储量中超过85%来自于深层-超深层,为中国石油工业的发展拓宽了领域^[5-6]。

准噶尔盆地属于典型的断-拗叠合盆地,具有多期演化与改造、多期成藏与调整、多层系运聚与成藏的特征^[7-9]。近年来,中国石油在玛湖、吉木萨尔等地区的二叠系-三叠系获得了重大发现,显示出良好的勘探前景^[2, 7, 10]。中国石化准噶尔探区准中地区在过去十年一直将勘探重心放在侏罗系,上报油气地质储量近 2×10^8 t; 2021年以来,风险探井征10和成6井在二叠系-三叠系试油获工业油气流,并于2022年首次上报准中地区二叠系-三叠系预测石油地质储量 $2\,552.62 \times 10^4$ t,凝析气地质储量 253.26×10^8 m³,落实区带油、气资源量分别为 11×10^8 t和 $1\,000 \times 10^8$ m³,实现了准中地区超深层的重大突破。其中,征沙村地区征10井是中国石化准噶尔探区迄今单井日产最高井,三叠系克拉玛依组日产油量峰值78.17 m³,日产气量峰值7 530 m³,揭示了超深层的巨大勘探潜力,表明近源超深层(6 500~8 000 m)具备大规模富集成藏条件。本文

以准噶尔盆地腹部征沙村地区为例,从油气藏特征入手,在分析源岩、储层和输导条件等成藏要素特征的基础上,明确油气成藏主控因素,建立成藏模式,以期为研究区准噶尔盆地腹部征沙村地区勘探部署和培育新的战略接替阵地提供理论指导和科学依据。

1 地质背景

研究区征沙村地区位于准噶尔盆地莫索湾凸起西北端,为断裂切割的低幅度鼻状构造(图1)。征10井

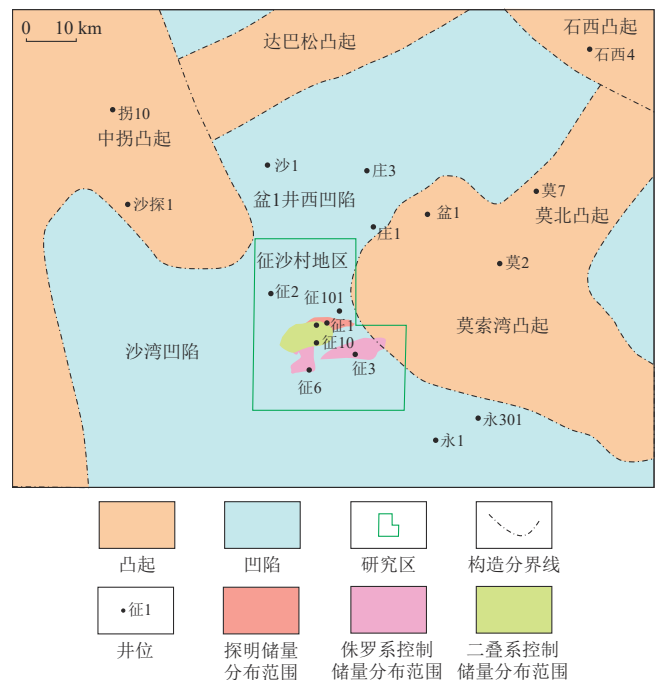


图1 准噶尔盆地腹部征沙村地区构造位置

Fig. 1 Tectonic location of the Zhengshacun area in the hinterland of the Junggar Basin

为征沙村地区目前钻探的最深井,从该井钻揭的地层情况来看,研究区发育地层自下而上分别为:二叠系下乌尔禾组 and 上乌尔禾组、三叠系百口泉组、克拉玛依组和白碱滩组、侏罗系八道湾组和三工河组、白垩系清水河组。勘探成果表明,研究区多层系含油,其中三工河组、克拉玛依组和上乌尔禾组为主力含油气层段,且均发育大规模辫状河三角洲砂体,呈现多套储-盖组合纵向叠置的分布格局。研究区下乌尔禾组和八道湾组均为烃源岩发育层系,但有机质类型、成熟度和丰度等方面存在明显差异性,其中,前者的生烃强度更大,且油源对比表明,征沙村地区的油气主要来自于下乌尔禾组烃源岩^[10],因此具有高度圈源分离的特征。侏罗系超压发育程度不同,压力系数分布在1.0~1.8,二叠系和三叠系普遍发育超压,压力系数最大可达2.1。

2 油气藏特征

目前,征沙村地区已上报侏罗系石油地质储量 4.517×10^4 t,然而,近年来侏罗系未获得规模性突破,面临甩不开、增储难的局面。随着对地质条件认知的增加,二叠系-三叠系超深层获得突破,其中,在三叠系克拉玛依组钻遇厚砂体,储层孔隙度高达13.2%,渗透率 $8.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,获得工业油气流,日产油量峰值 78.17 m^3 ,日产气量峰值 7530 m^3 。三叠系沉积期具有典型拗陷湖盆统一沉降、沉积特征,地层呈叠状分布,其中克拉玛依组厚度横向变化较为稳定,沙窝地-征沙村地区位于沉积中心,向中拐凸起和莫索湾凸起有减薄趋势。纵向上,克拉玛依组一段为主力储层发育段,顶部发育近800 m的巨厚泥岩盖层,泥质含量相对较高,起到较好的封闭作用,形成有利的储-盖组合。

利用烃源岩生、排烃期法和包裹体均一温度法等手段,对研究区征10井的油气成藏期进行了精细厘定,认为主要存在3期油气成藏,分别为早侏罗世末期-晚侏罗世中期、早白垩世中期-古近纪初期、古近纪中期-现今;对比不同层系成藏时间,克拉玛依组成藏时间最长,可持续至现今。纵向上,自下而上,成藏期开始呈现逐渐变晚的趋势(图2)。

3 油气成藏主控因素

3.1 温-压控烃

低温-超压控烃机制延长了生油时窗,提高了生油转化率。目前已钻遇的征10井下乌尔禾组源岩,埋

深超过7660 m,为灰色泥岩,总有机碳含量(TOC)为1.8%~2.0%,生烃潜量(S_1+S_2)分布在13.2~16.6 mg/g,有机质类型为II₁-II₂型,是一套优质的烃源岩。通过镜质体反射率(R_o)测试可知,其热演化成熟度仅为 $R_o=1.40\% \sim 1.49\%$,仍然处于生凝析油气阶段,且以生油为主,突破了传统的生烃认识。松辽盆地和渤海湾盆地等埋深超过4500 m热演化程度即可达到 $R_o=2.0\%$ ^[11-12]。利用PetroMod热模拟技术,并根据实测 R_o 进行校正,明确了不同时期的热演化程度:克拉玛依组沉积末期-侏罗系沉积末期, R_o 处于0.5%~0.7%,为低成熟阶段;白垩纪-古近纪初期,源岩处于成熟阶段,大量生油;古近纪中期-现今, R_o 介于1.0%~1.49%,大量生凝析油气,且油多气少(图2)。通过分析,认为冷盆和超压两大要素共同控制了烃源岩热演化阶段。

冷盆的低地温梯度延缓了烃源岩的生烃演化,进而影响烃源岩的生油气门限和持续生烃时间。准噶尔盆地是典型的冷盆,地温梯度仅为17~24 °C/km,明显区别于渤海湾盆地和松辽盆地等高地温梯度地区,后者的现今地温梯度分别为30~35 °C/km和38~42 °C/km^[11-12]。“冷盆效应”主要表现为延缓热演化进程,准噶尔盆地在二叠系沉积后地温梯度快速下降,经历了由高到低的热史演化过程,有利于干酪根长期处于成熟-高熟阶段,长期生成液态烃,加之多期构造运动导致生烃多次停滞,埋深8000 m以上仍以大量生油为主,与晚期成藏特征匹配,从而形成大规模的超深层油藏。

超压延长了生油时窗,提高了生油转化率。早在1991年,国外学者通过实验发现,有效应力的增加可以刺激有机物的演化,主要原因是直接作用在岩石颗粒上的有效应力的增加会在一定程度上压碎固体有机物,从而扩大了参与反应的有机物的表面积,促进有机物质的烃类生成^[13-14],但超压环境中有机物热演化和烃生成受到抑制的程度仍然未知。本研究选取了准噶尔盆地东南缘大龙口地区低熟、高丰度I型源岩的4块样品,分别在20,60,120和180 MPa的压力下开展高温-高压热模拟实验,并在不同温度节点处测试样品的 R_o 。对比分析不同压力条件下的烃源岩热演化过程,确定压力条件对生烃演化的控制作用。实验结果表明,不同压力条件下,各温度点热演化程度不同;超压强度不同导致了 R_o 的差异,具体可表现为随着压力增加,相同条件下的 R_o 降低。实验显示,在演化初期,压力对 R_o 影响并不明显,随着温度升高,热演化程度增加,常压与超压的 R_o 差值明显增大,在该实验中,最大差值出现在180 MPa和450 °C时,常压条件下 R_o 为

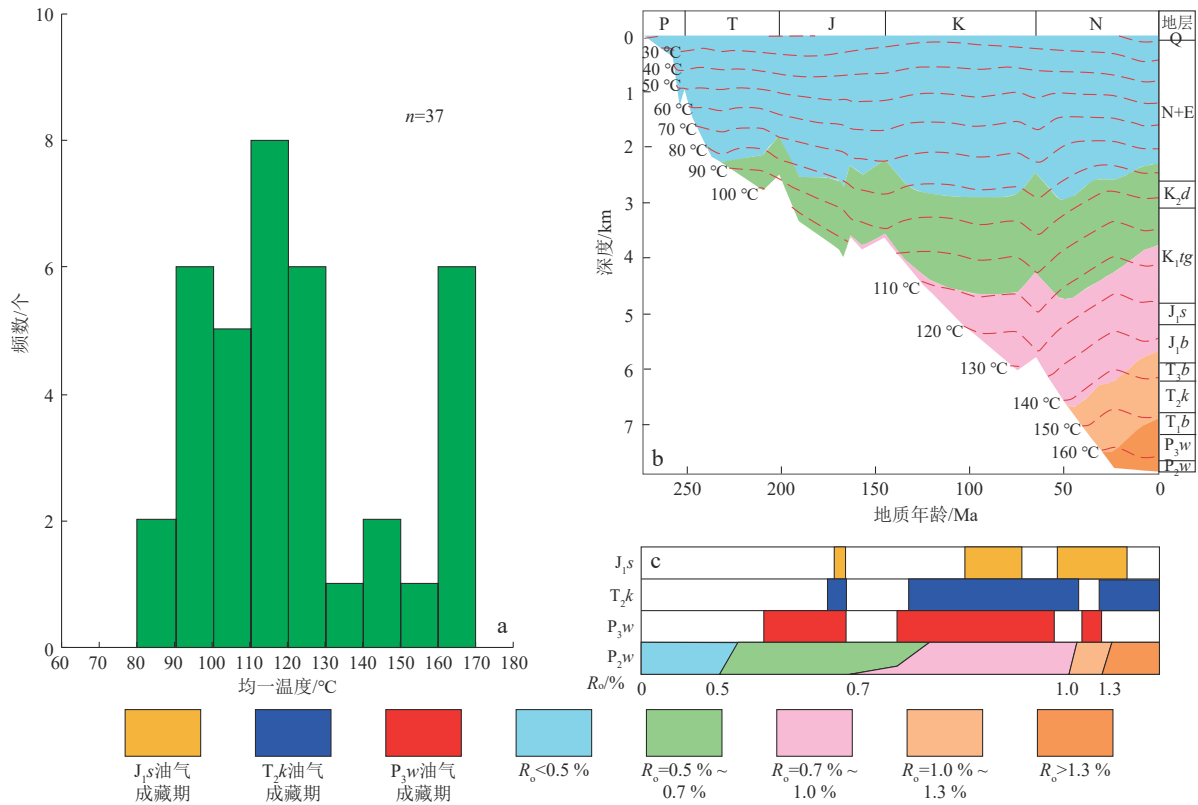


图2 准噶尔盆地腹部征沙村地区不同层位源岩演化与油气成藏时间

Fig. 2 Evolution of source rocks and hydrocarbon accumulation periods at different horizon in the Zhengshacun area in the hinterland of the Junggar Basin

a. 流体包裹体均一温度分布; b. 埋藏史-热史恢复; c. 油气充注时期

Q. 第四系; N+E. 新近系+古近系; K₂d. 白垩系独山子组; K₁tg. 白垩系吐谷鲁群; J₁s. 侏罗系三工河组; J₁b. 侏罗系八道湾组; T₂k. 三叠系百口泉组; T₂k. 三叠系克拉玛依组; T₁b. 三叠系白碱滩组; P₃w. 二叠系上乌尔河组; P₂w. 二叠系下乌尔河组

2. 20 %, 180 MPa 条件下 R_o 为 1.95 %, ΔR_o 可达 0.25 % (表 1; 图 3)。此外, 在 400 ~ 450 °C 条件下, 20 MPa 压力下烃源岩热演化程度显著高于 60 ~ 180 MPa 压力作用下的烃源岩; 120 MPa 与 180 MPa 条件下的有机质 R_o 差异较小。超压有效减缓有机质热演化速率, R_o 影响范围在 0 ~ 0.25 %; 初步估算, 超压可延长生油时窗 50 ~ 100 Ma。究其本质, 是由于压力的增加, 导致生烃活化

能的主频率逐渐降低^[15]; 超压可以促进重组分的裂解, 并显著增加轻组分的产生, 就烃产率而言, 高压环境下的油产率较高, 特别是烃中 C₆₋₁₄ 组分的产率明显增加, 而 C₁₄₊ 组分之间的差异相对较小, 故有利于液态烃的持续生成。

征沙村地区钻遇的下乌尔禾组源岩地层压力约为 160 MPa, R_o 仅为 1.40 % ~ 1.49 %, 烃源岩仍处于大范

表1 准噶尔盆地大龙口地区不同压力条件下高压釜模拟实验数据统计

Table 1 Statistics of autoclave-based thermal simulation experiments on source rock samples under different pressure conditions from the Dalongkou area, Junggar Basin

压力/MPa	温度							
	360 °C		400 °C		425 °C		450 °C	
	R_o /%	ΔR_o /%	R_o /%	ΔR_o /%	R_o /%	ΔR_o /%	R_o /%	ΔR_o /%
常压	1.00	0	1.40	0	1.62	0	2.20	0
60	0.98	0.02	1.35	0.05	1.58	0.04	2.10	0.10
120	0.94	0.06	1.25	0.15	1.50	0.12	2.00	0.20
180	0.92	0.08	1.22	0.18	1.45	0.17	1.95	0.25

注: 表中 ΔR_o 表示该压力条件下 R_o 与常压条件下 R_o 的差值。

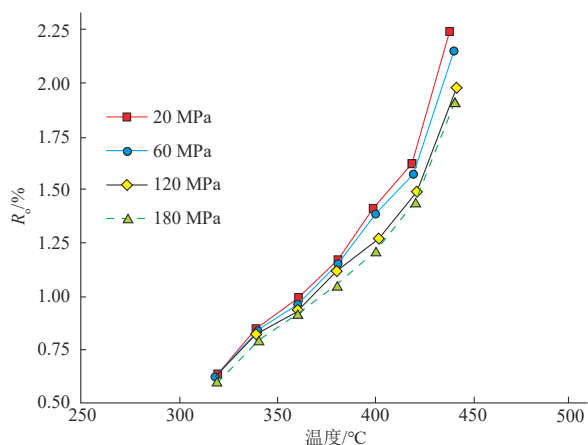


图3 准噶尔盆地大龙口地区烃源岩高压釜热模拟实验不同压力条件下温度与 R_o 的关系

Fig. 3 Relationships between temperature and R_o under different pressure conditions in autoclave-based thermal simulation experiments on source rock samples from the Dalongkou area, Junggar Basin

围成熟、局部高成熟阶段,改变了前人认为现今二叠系烃源岩基本过熟的认识,极大地拓展了有效源岩的范围,增加了油气资源量,为超深层高效成烃成藏奠定了极其重要的物质基础。

3.2 “四元”控储

“冷盆、超压、颗粒包壳、沸石溶蚀”四元控储模式突破了传统的碎屑岩致密深度下限的认知。不同盆地不同地区深层-超深层储层碎屑岩成储机制和保孔机制差异较大。前人研究成果表明,在相对优质的沉积作用基础上,次生溶解成孔作用、构造成缝作用以及早期胶结作用(颗粒包壳和砂层包壳)、中-浅层流体超压和早期烃类充注的保孔作用等是深层碎屑岩储层储集空间发育的主要成因机制^[16]。分析表明,征10井储层孔隙度随深度增加逐渐降低,但在超深层出现多个异常高孔带,埋深6 700~7 600 m,最高孔隙度可达13.2%,打破了传统的储层死亡深度线^[17-18]。从储集空间来看,原生孔隙和次生孔隙并存,且以原生孔隙为主导。研究表明,征10井原生孔隙的保孔作用主要体现在两个方面:①宏观尺度的低温-超压背景下的抑制孔隙压实和成岩作用的进程;②微观尺度下的颗粒包壳的直接保孔作用。次生孔隙的增孔作用则主要取决于浊沸石的发育程度和有机酸溶蚀强度。

诸多学者的研究成果表明,地温梯度是控制储层成岩演化进程的重要宏观因素。地温梯度每增加10 °C/km,砂岩孔隙度平均减少约7%;Smith研究认为地温梯度每增加2 °C/km的减孔效果比埋深增加1 000 m还

要显著。一般地,时间-温度指数(TTI)反映了岩石热成熟度,其参数值越小,越有利于发育优质储层^[19]。准噶尔盆地地温梯度低, TTI 数值低,砂岩孔隙度随深度降低的速率慢,同等深度条件下,其孔隙度比鄂尔多斯、渤海湾盆地和松辽盆地等地区高5%~8%^[16]。

早期超压且持续多期增压有利于深层-超深层优质储层的形成。征沙村地区克拉玛依组超深层压力演化均经历了3期增压,分别形成于三叠纪末期-中侏罗世、白垩纪中期-白垩纪末期、古近纪中期-现今,现今压力系数高达1.8~2.1。根据测井响应特征判识认为,断层传导超压和欠压实超压为主要超压机制,其中,前者持续时间更长,超压期次更多。结合成岩演化序列可知,第一期超压形成时,古埋深为1 500~2 500 m,古孔隙度为28%~35%,此时超压延缓了机械压实作用,使原生孔隙得以有效保存;随着深度的持续增加,多期持续的超压发育进一步减缓了储层的压实进程,对原生孔隙的保持具有重要的贡献(图4)。另外,超压有利于 CO_2 溶解度的增大和酸性流体的运移,促进长石和碳酸盐类矿物的次生溶蚀作用^[20]。征沙村地区超压发育时间与烃类充注时间具有较好的匹配关系,超压延长生油窗,提高油气转换率的同时,也促进了干酪根大量生成 CO_2 和有机酸,并将其从源岩运移至储层,促进溶蚀作用形成大量次生孔隙。因此,超压对原生孔隙和次生孔隙的形成均具有重要作用。

绿泥石颗粒包壳的大量发育有利于原生孔隙的保存,其保存机理主要体现在抑制压实作用和石英胶结作用上。镜下观察发现,征10井超深层发育大量黏土颗粒包壳,且以绿泥石为主。其中,高产油层孔隙度为13.2%,渗透率为 $9 \times 10^{-3} \mu m^2$,颗粒包壳含量为4.5%。对比征10井绿泥石颗粒包壳和孔隙度随深度的变化规律,发现在绿泥石发育的深度都有对应的高孔带,然而包壳含量最高时,并非对应孔隙度的最大值。通过征10井储层的统计结果来看,颗粒包壳含量与原生孔隙面孔率具有良好的相关性。当颗粒包壳含量小于7.0%时,绿泥石颗粒包壳含量越高,原生孔隙面孔率越高,可达10%,之后则呈负相关关系,尤其当绿泥石颗粒包壳含量大于10.0%时,原生孔隙度均不足6.0%。因此,绿泥石颗粒包壳含量适中(3.0%~10.0%)时,有利于原生孔隙的保存(图5)。

沸石溶蚀是次生孔隙的主要发育机制。征沙村地区二叠系-三叠系超深层砂砾岩处于中、晚成岩阶段,岩性主要为岩屑砂岩,岩屑中火山岩屑占比最高,岩石学上具有分选好、次棱角-次圆状磨圆特征,并发育有大量的浊沸石胶结物,沸石含量占填隙物总含量的

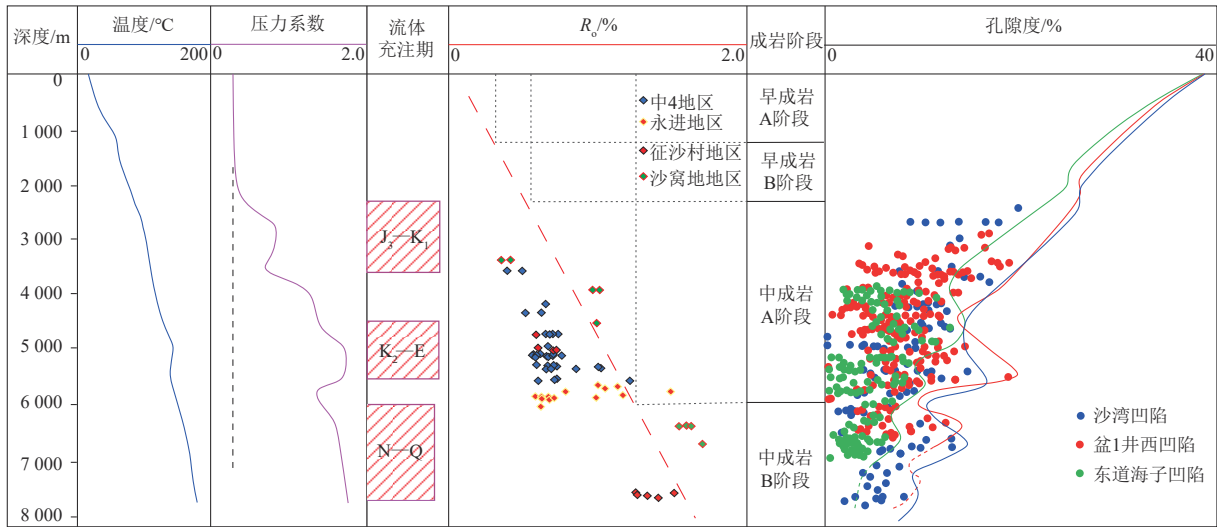


图4 准噶尔盆地低温-超压背景对储层孔隙度的控制作用

Fig. 4 Controlling effects of the low geothermal gradients and overpressure on reservoir porosity in the Junggar Basin

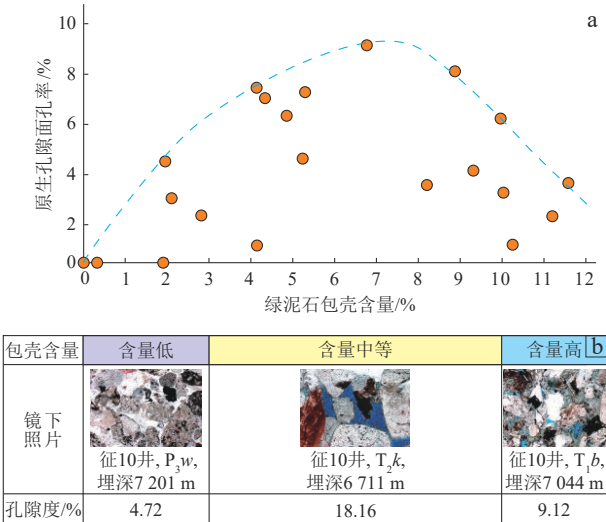


图5 准噶尔盆地腹部征沙村地区绿泥石包壳含量与原生孔隙关系

Fig. 5 Relationship between chlorite coating content and the primary thin-section porosity in the Zhengshacun area in the hinterland of the Junggar Basin

a. 绿泥石包壳含量与原生孔隙面孔隙率关系;b. 镜下照片及孔隙度

8%~25%。通过恢复储层成岩序列可知,研究区二叠系-三叠系浊沸石形成于中成岩阶段B期,形成温度介于60~120℃,其形成与斜长石和火成岩岩屑密切相关。由于浊沸石在成岩过程中稳定性较弱,抗溶蚀能力较低,随着成岩作用的深入,浊沸石极易被酸性流体溶蚀,形成次生溶蚀孔,对储层具有重要的建设作用。通过薄片观察与鉴定,定量统计了征10井二叠系-三叠系不同深度浊沸石胶结物溶蚀面孔率,大多分布于0~6.5%,且溶蚀孔面孔率与浊沸石胶结减孔率具

有一定数量关系,当浊沸石弱胶结(浊沸石含量<5%)时,溶蚀孔基本不发育;当浊沸石强胶结(浊沸石含量>15%)时,由于后期酸性流体难以进入,溶蚀程度依然较低,小于2%;只有当浊沸石处于中等胶结(浊沸石含量5%~15%)时,溶蚀孔隙显著发育,形成优质储层(图6)。

征沙村地区优质储层是温度史、压力演化史、成岩史和埋藏史共同作用的结果,“四元控储”模式的提出,打破了传统的碎屑岩储层孔隙度认知,指出在“冷盆、

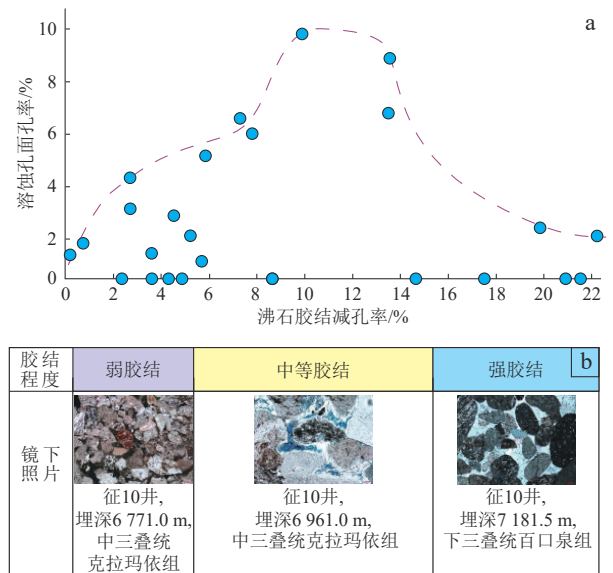


图6 准噶尔盆地腹部征沙村地区沸石胶结强度与溶蚀孔隙关系
Fig. 6 Correlation between zeolite cementation intensity and thin-section porosity from dissolution in the Zhengshacun area in the hinterland of the Junggar Basin

a. 沸石胶结减孔率与溶蚀孔面孔率关系;b. 镜下照片

超压、包壳发育、沸石溶蚀”条件下,超深层亦可以发育优质储层,拓展了深层勘探的储层空间。

3.3 断-压双控制导

断-压双控制导机制提供了高能油气输导通道,控制了油气在纵向上差异运移。断裂活动性评价结果表明,征沙村地区断裂自二叠系沉积期开始活动,至清水河组沉积初期活动逐渐停止。前人研究成果表明,只有在油气成藏期时的活动断裂才有可能大规模地垂向输导油气^[21-22]。然而,从油气成藏期与断裂活动时间匹配关系来看,研究区油气成藏时断裂已基本停止活动,断裂垂向输导油气能力较差,因此,油气难以大规模长距离垂向运移,更有利于在源岩的邻层聚集成藏。

另外,“断-压双控”理论指出,断裂的纵向输导能力受超压强度和构造活动的共同控制^[23-24]。当构造活动较强时,断裂开启的压力门限几乎为静水压力,即完全靠构造运动即可大规模垂向输导油气,为构造主导型流体运移;若断裂活动性较弱,则此时断裂开启的压力门限会提高,在超压和构造的共同作用下促成对油气的输导和运移,为断裂-超压联控型流体运移;若构造运动完全停止,仅依靠流体压力的积累,压力门限值将会进一步增大,当地层压力超过压力门限值时,流体通过断裂带发生一定程度的渗流,断裂即可成为超压流体二次排放的优势通道,此时为超压主导型流体运移。基于该理论,结合研究区的成藏期强超压弱构造地质背景,还应考虑断-压双控作用下是否能引起断裂再活化。首先,利用包裹体冰点均一温度法恢复不同时期古压力。通过选取征10井克拉玛依组3个样品,测试得到25个有效数据点,分析可知,克拉玛依组超深层压力演化均经历了三期增压,分别形成于三叠纪末期—中侏罗世、早白垩世中期—白垩纪末期及古近纪中期—现今。其中,第一期超压阶段,断裂具有较强活动性,可完全依靠构造运动的输导油气,为典型的构造主导型;第二期和第三期超压阶段,断裂已停止活动,因此,断裂是否能够起到沟通源、储的作用完全取决于流体压力是否能够达到压力门限值。

通过调研研究区的大地构造应力及演化背景^[25-28],利用脆性断裂准则,确定了不同时期挤压背景条件下的断裂开启压力门限值(图6)。对比古压力可知,在早白垩世末期—古近纪中期及古近纪末期—现今,断裂均可在超压作用下再次开启,大规模垂向输导油气至克拉玛依组,形成超压主导型油气运移条件,这也与油气成藏期具有良好的匹配关系(图7)。

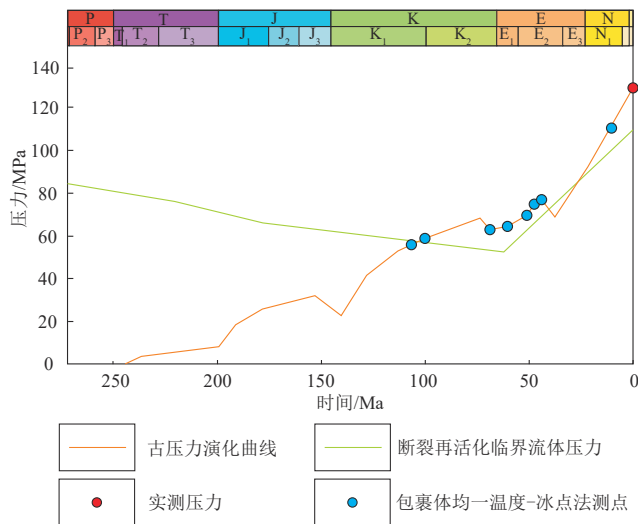


图7 准噶尔盆地腹部征沙村地区征10井克拉玛依组断-压配置关系

Fig. 7 Fault-pressure configuration diagram of the Karamay Formation at well Zheng 10 in the Zhengshacun area in the hinterland of the Junggar Basin

同时,在三叠系巨厚盖层(近800 m)下有效保存,形成超深层大规模油气聚集。而侏罗系主要为弱超压或常压系统,难以达到该压力门限值,因此油气在晚期难以垂向输导至侏罗系,这种断-压双控制导机制导致的油气纵向差异运移,为油气在超深层聚集提供了极其有利的条件。同时,大量的勘探实践证明,断-压输导通道是一个幕式瞬态流动过程,充注或成藏效率非常高^[23]。

4 成藏模式

油气聚集成藏是一系列动态过程有效配置的产物,包括烃源岩生排烃、输导体系运移、油气充注圈闭成藏及后期的保存等环节^[29-30]。针对征沙村地区克拉玛依组的油气成藏过程,综合考虑源岩演化、储层成岩序列、断-压输导等特征,建立了研究区超深层“温-压控烃、四元控储、断-压控输”的油气成藏模式(图8)。本次从克拉玛依组沉积末期—侏罗纪末期、早白垩世末期—古近纪初期及古近纪中期—现今3个重要的时期对不同成藏要素的动态演化过程进行精细刻画。

4.1 克拉玛依组沉积末期—侏罗纪末期

克拉玛依组沉积末期,源岩 R_o 大于0.5%,具有生油能力,但产烃量相对较低,储层具有特高孔特征;随着埋深的增加,生烃作用逐渐增强,第一期超压发育,

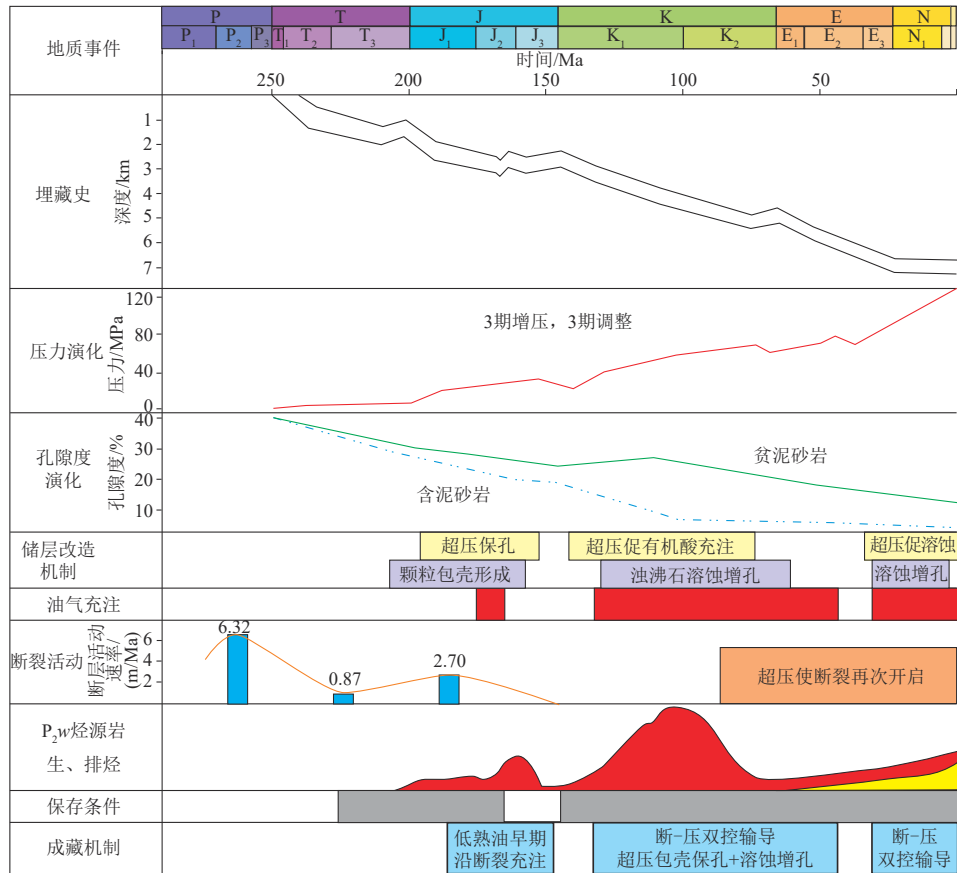


图8 准噶尔盆地腹部征沙村地区中三叠统克拉玛依组沉积期油气成藏事件

Fig. 8 Hydrocarbon accumulation event map of T_2K in the Zhengshacun area in the hinterland of the Junggar Basin

减缓了机械压实作用,且此时绿泥石颗粒包壳的形成使得原生孔隙得以保存。断裂此时具备较强的活动性,可以在构造作用下使低熟油垂向输导至克拉玛依组储层中,但由于生烃量较小,因此油气成藏规模相对较小(图8,图9a)。侏罗纪末期由于构造抬升剥蚀,导致源岩生烃停滞,第一期油气充注结束。

4.2 早白垩世末期—古近纪初期

白垩纪早期,储层依然具有较高的孔隙度,可达28%,源岩 R_o 为0.7%~1.0%,开始逐渐大量生油(图9b),有机酸和 CO_2 生成,形成酸性环境,石英发生胶结作用,孔隙逐渐减小;至古近纪,储层孔隙度已降低至20%左右,但是由于超压强度增大,在进一步保孔的同时,也达到了断裂开启的压力门限值,大量油气和有机酸沿断裂充注至克拉玛依组储层中,早期形成的沸石胶结发生溶蚀,形成大量次生孔隙,溶蚀增孔量可达6%~10%,提供了良好的储集空间,油气大量聚集成藏(图8)。随着白垩纪末期—古近纪初期的大规模掀斜作用,准中地区发生南倾,源岩演化进程再次中断,第二期油气充注结束。

4.3 古近纪中期—现今

古近纪末期,源岩进入高成熟阶段,整体以生凝析油为主,部分已达到大量生凝析气阶段(图9c)。随着第三期压力增强,压力系数达到1.8~2.1,一方面,长期持续超压起到了高效保孔作用,另一方面,断-压高效输导通道使得烃类和有机酸充注效率更高,沸石溶蚀作用也进一步增强,但是形成了方解石胶结,因此,在超压保孔、沸石溶蚀、方解石胶结和压实作用四者的共同作用下,埋深7 000 m处依然保持了13.2%的孔隙度,为晚期油气的持续充注奠定了基础,超压主导型的油气纵向差异运移为超深层高饱和度和高充满度的油气藏提供了有利的充注条件(图8)。

5 结论及勘探启示

1) 征沙村地区具有“温-压控烃、四元控储、断-压控输”的油气成藏模式。其中,冷盆-超压控烃机制延长了生油时窗,扩展了有效源岩的纵向分布范围,烃源岩埋深超过8 000 m仍然以生油为主,生凝析气为辅,

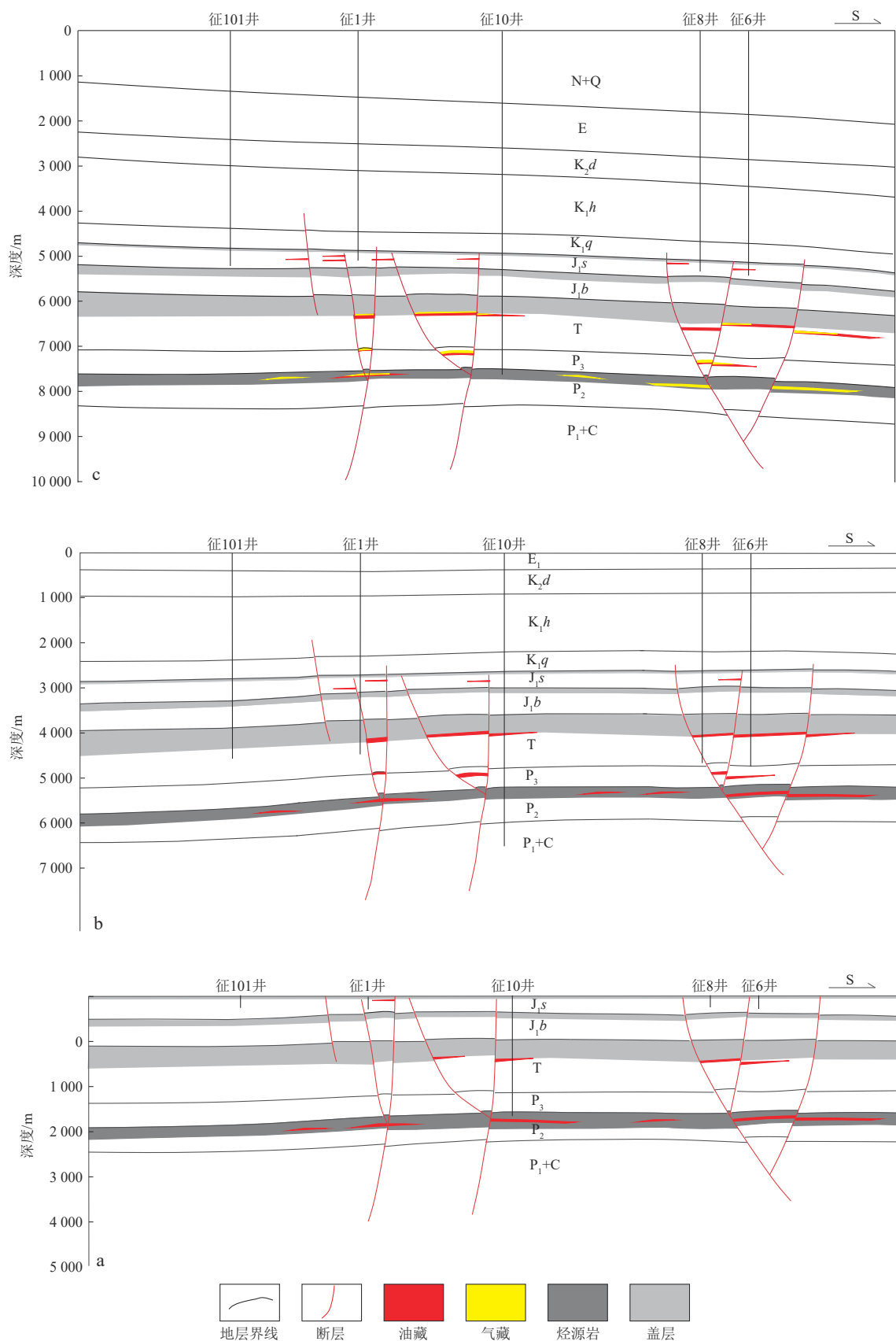


图9 准噶尔盆地腹部征沙村地区超深层油气成藏模式

Fig. 9 Hydrocarbon accumulation mode of the ultra-deep reservoirs in the Zhengshacun area in the hinterland of the Junggar Basin

a. K₁沉积前; b. E₂沉积前; c. 现今

因此,超深层资源量巨大,勘探大有可为,并以找油为主;四元控储机制拓展了优质储层的深度下限,多种保孔增孔机制共同作用下,储层埋深在7 000 m以下仍能保持高达13.2%的孔隙度,突破了传统的储层演化认知,超深层储层也可具备优越的储集性能;断-压高能输导通道提高了充注强度和运移效率,深层持续强超压、浅层弱超压或常压系统为断裂纵向差异输导提供了动力条件,油气在超深层大规模高效聚集成藏。

2) 征10井的成功钻探及其他盆地的勘探实践表明,超深层油气具有广阔的勘探前景。超深层油气勘探下一步的工作重点应放在以下4个方面:①精细厘定源岩的生烃深度下限,精准评价油气资源量,明确超深层勘探潜力;②根据冷盆超压地质背景下的水-岩反应机理,确定不同相态的孔隙保存极限,并根据多元要素叠合,从单井扩展到平面,刻画优质储层的空间分布范围;③恢复不同构造期应力场分布,利用断-压双控机理,确定油气有利的纵向富集层系;④征10井处于背斜的构造高点位置,在精细刻画圈闭的基础上,寻找多种类型的超深层有效圈闭,拓展规模储量阵地,进一步实现战略性突破。

参 考 文 献

- [1] 孙龙德, 邹才能, 朱如凯, 等. 中国深层油气形成、分布与潜力分析[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(6): 641-649.
SUN Longde, ZOU Caineng, ZHU Rukai, et al. Formation, distribution and potential of deep hydrocarbon resources in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(6): 641-649.
- [2] 匡立春, 支东明, 王小军, 等. 新疆地区含油气盆地深层—超深层成藏组合与勘探方向[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(4): 1-16.
KUANG Lichun, ZHI Dongming, WANG Xiaojun, et al. Oil and gas accumulation assemblages in deep to ultra-deep formations and exploration targets of petroliferous basins in Xinjiang region [J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(4): 1-16.
- [3] 李阳, 薛兆杰, 程喆, 等. 中国深层油气勘探开发进展与发展方向[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 45-57.
LI Yang, XUE Zhaojie, CHENG Zhe, et al. Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China [J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 45-57.
- [4] 郭旭升, 胡东风, 黄仁春, 等. 四川盆地深层—超深层天然气勘探进展与展望[J]. 天然气工业, 2020, 40(5): 1-14.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, HUANG Renchun, et al. Deep and ultra-deep natural gas exploration in the Sichuan Basin: Progress and prospect [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(5): 1-14.
- [5] GUO Xusheng, HU Dongfeng, LI Yuping, et al. Theoretical progress and key technologies of onshore ultra-deep oil/gas exploration [J]. Engineering, 2019, 5(3): 458-470.
- [6] 李剑, 余源琦, 高阳, 等. 中国陆上深层—超深层天然气勘探领域及潜力[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(4): 403-417.
LI Jian, SHE Yuanqi, GAO Yang, et al. Onshore deep and ultra-deep natural gas exploration fields and potentials in China [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(4): 403-417.
- [7] 李建忠, 王小军, 杨帆, 等. 准噶尔盆地中央坳陷西部下组合油气成藏模式及勘探前景[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1059-1072.
LI Jianzhong, WANG Xiaojun, YANG Fan, et al. Hydrocarbon accumulation pattern and exploration prospect of the structural traps in lower play of the western Central Depression in the Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1059-1072.
- [8] 何海清, 唐勇, 邹志文, 等. 准噶尔盆地中央坳陷西部风城组岩相古地理及油气勘探[J]. 新疆石油地质, 2022, 43(6): 640-653.
HE Haiqing, TANG Yong, ZOU Zhiwen, et al. Lithofacies paleogeography and petroleum exploration of Fengcheng Formation in western central depression of Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(6): 640-653.
- [9] 宫亚军, 张奎华, 曾治平, 等. 准噶尔盆地阜康凹陷侏罗系超压成因、垂向传导及油气成藏[J]. 地球科学, 2021, 46(10): 3588-3600.
GONG Yajun, ZHANG Kuihua, ZENG Zhiping, et al. Origin of overpressure, vertical transfer and hydrocarbon accumulation of Jurassic in Fukang Sag, Junggar Basin [J]. Earth Science, 2021, 46(10): 3588-3600.
- [10] LI Bocai, HE Daxiang, LI Meijun, et al. Biomarkers and carbon isotope of monomer hydrocarbon in application for oil-source correlation and migration in the Moxizhuang-Yongjin Block, Junggar Basin, NW China [J]. ACS Omega, 2022, 7(50): 47317-47329.
- [11] 张功成, 金莉, 兰蕾, 等. “源热共控”中国油气田有序分布[J]. 天然气工业, 2014, 34(5): 1-28.
ZHANG Gongcheng, JIN Li, LAN Lei, et al. Analysis of the regular distribution of oil and gas fields in China based on the theory of hydrocarbon generation controlled by source rocks and geothermal heat [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(5): 1-28.
- [12] 邱楠生, 左银辉, 常健, 等. 中国东西部典型盆地中—新生代热体制对比[J]. 地学前缘, 2015, 22(1): 157-168.
QIU Nansheng, ZUO Yinhui, CHANG Jian, et al. Characteristics of Meso-Cenozoic thermal regimes in typical eastern and western sedimentary basins of China [J]. Earth Science Frontiers, 2015, 22(1): 157-168.
- [13] KHAVARI KHORASANI G, MICHELSEN J K. Geological and laboratory evidence for early generation of large amounts of liquid hydrocarbons from suberinite and suberous components [J]. Organic Geochemistry, 1991, 17(6): 849-863.
- [14] PETZOUKHA Y, SELIWNOV O. Promotion of petroleum formation by source rock deformation [M]//MANNING D A C.

- Organic Geochemistry Advance and Application in the Natural Environment. Manchester: Manchester University Press, 1991: 312-314.
- [15] GUO Ruichao, ZHANG Guanlong, ZENG Zhiping, et al. Analysis of controlling effect of temperature-pressure conditions on hydrocarbon generation of source rocks [J]. *Frontiers in Earth Science*, 2022, 10: 896984.
- [16] 操应长, 远光辉, 杨海军, 等. 含油气盆地深层—超深层碎屑岩油气勘探现状与优质储层成因研究进展[J]. *石油学报*, 2022, 43(1): 112-140.
- CAO Yingchang, YUAN Guanghui, YANG Haijun, et al. Current situation of oil and gas exploration and research progress of the origin of high-quality reservoirs in deep-ultra-deep clastic reservoirs of petroliferous basins[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(1): 112-140.
- [17] PANG Xiongqi, JIA Chengzao, ZHANG Kun, et al. The dead line for oil and gas and implication for fossil resource prediction [J]. *Earth System Science Data*, 2020, 12(1): 577-590.
- [18] 张兴文, 庞雄奇, 李才俊, 等. 深层—超深层高孔高渗碎屑岩油气藏地质特征、形成条件及成藏模式——以墨西哥湾盆地为例[J]. *石油学报*, 2021, 42(4): 466-480.
- ZHANG Xingwen, PANG Xiongqi, LI Caijun, et al. Geological characteristics, formation conditions and accumulation model of deep and ultra-deep, high-porosity and high-permeability clastic reservoirs: A case study of Gulf of Mexico Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(4): 466-480.
- [19] 孟元林, 高建军, 刘德来, 等. 辽河拗陷鸳鸯沟地区成岩相分析与异常高孔带预测[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2006, 36(2): 227-233.
- MENG Yuanlin, GAO Jianjun, LIU Delai, et al. Diagenetic facies analysis and anomalously high porosity zone prediction of the Yuanyangou area in the Liaohe Depression [J]. *Journal of Jilin University(Earth Science Edition)*, 2006, 36(2): 227-233.
- [20] 段威, 陈金定, 罗程飞, 等. 莺歌海盆地东方区块地层超压对成岩作用的影响[J]. *石油学报*, 2013, 34(6): 1049-1059.
- DUAN Wei, CHEN Jinding, LUO Chengfei, et al. Effects of formation overpressure on diagenesis in the Dongfang Block of Yinggehai Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(6): 1049-1059.
- [21] 范婕, 蒋有录, 刘景东, 等. 长岭断陷龙凤山地区断裂与油气运聚的关系[J]. *地球科学*, 2017, 42(10): 1817-1829.
- FAN Jie, JIANG Youlu, LIU Jingdong, et al. Relationship of fault with hydrocarbon migration and accumulation in Longfengshan area, Changling faulted depression[J]. *Earth Science*, 2017, 42(10): 1817-1829.
- [22] 杨率, 邬光辉, 朱永峰, 等. 塔里木盆地北部地区超深断控油藏关键成藏期[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(2): 249-261.
- YANG Shuai, WU Guanghui, ZHU Yongfeng, et al. Key oil accumulation periods of ultra-deep fault-controlled oil reservoir in northern Tarim Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(2): 249-261.
- [23] 郝芳, 邹华耀, 方勇, 等. 断-压双控流体流动与油气幕式快速成藏[J]. *石油学报*, 2004, 25(6): 38-43, 47.
- HAO Fang, ZOU Huayao, FANG Yong, et al. Overpressure-fault controlled fluid flow and episodic hydrocarbon accumulation [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2004, 25(6): 38-43, 47.
- [24] 郝芳, 刘建章, 邹华耀, 等. 莺歌海—琼东南盆地超压层系油气聚散机理浅析[J]. *地质前缘*, 2015, 22(1): 169-180.
- HAO Fang, LIU Jianzhang, ZOU Huayao, et al. Mechanisms of natural gas accumulation and leakage in the overpressured sequences in the Yinggehai and Qiongdongnan basins, offshore South China Sea [J]. *Earth Science Frontiers*, 2015, 22(1): 169-180.
- [25] 夏伯儒. 准中1区块深层致密储层改造技术研究及应用[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2014.
- XIA Boru. The research and application of the reconstruction technology for deep compact formation of Zhunzhong one block [D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2014.
- [26] 孙连环, 鲍洪志, 杨顺辉. 准噶尔盆地中部区块地应力求取研究[J]. *石油钻探技术*, 2007, 35(2): 18-20.
- SUN Lianhuan, BAO Hongzhi, YANG Shunhui. Investigation of terrestrial stress in Middle Junggar Basin [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2007, 35(2): 18-20.
- [27] 高毅, 林利飞, 尹帅, 等. 致密油储层地应力特征及其对物性的影响——以鄂尔多斯盆地上三叠统延长组为例[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(2): 250-258.
- GAO Yi, LIN Lifei, YIN Shuai, et al. Characteristics of in situ stress of tight oil reservoirs and its influence on petrophysical properties: A case study of Upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2021, 43(2): 250-258.
- [28] 徐珂, 杨海军, 张辉, 等. 克拉苏构造带博孜1气藏现今地应力场和高效开发[J]. *新疆石油地质*, 2021, 42(6): 726-734.
- XU Ke, YANG Haijun, ZHANG Hui, et al. Current in-situ stress field and efficient development of Bozi-1 gas reservoir in Kelasu structural belt [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2021, 42(6): 726-734.
- [29] 范婕, 蒋有录, 刘景东, 等. 松辽盆地长岭断陷龙凤山地区油气分布有序性及其主控因素[J]. *天然气工业*, 2018, 38(5): 52-60.
- FAN Jie, JIANG Youlu, LIU Jingdong, et al. Orderliness of hydrocarbon distribution in the Longfengshan area of the Changling fault depression, Songliao Basin, and its main controlling factors [J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(5): 52-60.
- [30] 朱俊章, 施和生, 龙祖烈, 等. 珠—坳陷半地堑成藏系统成藏模式与油气分布格局[J]. *中国石油勘探*, 2015, 20(1): 24-37.
- ZHU Junzhang, SHI Hesheng, LONG Zulie, et al. Accumulation pattern and hydrocarbon distribution of half-graben accumulation system in Zhuyi Depression [J]. *China Petroleum Exploration*, 2015, 20(1): 24-37.

(编辑 梁 慧)