

柴达木盆地中侏罗统致密油成藏 控制因素分析

——以柴北缘鱼卡地区为例



www.
geojournals.cn/georev

周志^{1, 2, 3)}, 任收麦⁴⁾, 赵为永⁵⁾, 姜振学¹⁾, 包书景^{1, 2, 3)}, 王胜建^{2, 3)}

- 1) 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京, 102249;
- 2) 多资源协同陆相页岩油绿色开采全国重点实验室(油气调查中心), 北京, 100083;
- 3) 中国地质调查局油气资源调查中心, 北京, 100083;
- 4) 中国地质调查局, 北京, 100037;
- 5) 中国石油青海油田勘探开发研究院, 甘肃敦煌, 736202

内容提要:柴达木盆地中侏罗统具有良好的致密油成藏地质条件,但制约规模性勘探开发的成藏主控因素尚不清楚。通过对柴北缘鱼卡凹陷龙2井、柴页1井等6口钻井岩芯/岩屑的有机地球化学、储层物性和流体包裹体均一温度测试等分析,研究了中侏罗统大煤沟组烃源岩和致密储层特征、源储耦合关系及其成藏控制作用。结果表明,大煤沟组主力烃源岩主要发育在 J_2d^7 段,与其互层的三角洲前缘分流河道粉砂岩储层致密,源储配置关系好。 J_2d^7 段是鱼卡凹陷中侏罗统致密油主要富集层段,其储层致密形成时间在距今约30 Ma,油气充注聚集成藏距今约3.29 Ma,为一个幕次充注,一期成藏。烃源岩热成熟度控制了柴北缘中侏罗统致密油的分布,晚侏罗世—白垩纪挤压反转与新近纪末期的急剧抬升,造成鱼卡凹陷中侏罗统烃源岩热演化程度明显低于柴北缘其他生烃凹陷。柴北缘的潜西地区、红山凹陷以及鱼卡凹陷西南部有望成为中侏罗统致密油勘探的有利区带。

关键词:致密油;柴北缘;中侏罗统;鱼卡凹陷;大煤沟组;成藏控制因素

致密油是继页岩气之后全球非常规油气勘探开发的新热点。据统计,全球约有74个盆地赋存有致密油,资源总量为949.760 Gt (9497.60×10^8 t),技术可采资源量为47.068 Gt,主要分布在北美、亚太、中亚和中南美地区(Hentz et al., 2010; 许怀先和李建忠, 2012; 杨华等, 2017; Houston et al., 2020)。北美是全球致密油主要产区,借助水平井和分段压裂技术,美国最早实现致密油大规模商业开发(Sonnenber and Pramudito, 2009)。2022年,美国致密油产量378 Mt (3.78×10^8 t),占原油总产量的64%,出口180 Mt,成为原油净出口国(EIA, 2021; AEO, 2022; 孙龙德等, 2023),深深影响了世界石油格局。致密油成为美国未来石油产量增长的主要动力。据欧佩克(OPEC)2020年发布的“World Oil Outlook 2045”预测,全球致密油总产量在2030年达到869 Mt。

我国致密油资源潜力巨大,根据中国石油第4次油气资源评价,全国致密油地质资源量12.5 Gt,可采资源量1.3 Gt,探明储量约300 Mt(Sun Longde et al., 2019)。虽然致密油勘探起步较晚,但进展较大,目前已经在松辽盆地白垩系青山口组和泉头沟组、鄂尔多斯盆地三叠系延长组、四川盆地侏罗系和准噶尔盆地二叠系芦草沟组等近烃源岩分布的致密储层中发现了规模致密油资源,形成了3个超亿吨级规模储量区(贾承造等, 2012; 邹才能等, 2013; Cao Yingchang et al., 2019; Sun Longde et al., 2019)。2022年我国致密油产量14 Mt。据预测,致密油将成为我国“稳油增气”重要战略资源,未来探明可采地质储量和产量有望快速上升,到2030年,致密油和页岩油产量占比接近我国原油总产量的20%(贾承造等, 2023)。

柴达木盆地地处青藏高原北部,为中—新生代

注:本文中国地质调查局资助项目(编号:1212011221045、12120113040000)的成果。

收稿日期:2024-12-18;改回日期:2025-07-02;网络首发:2025-07-20;责任编辑:刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2025.07.011

作者简介:周志,男,1983年生,硕士研究生,石油地质专业;Email:zhouzhi@mail.cgs.gov.cn。通讯作者:任收麦,男,1973年生,博士,研究员,主要从事构造地质和页岩气地质研究;Email:realshaw@vip.sina.com。

陆相盆地(图 1a)。盆地内大面积分布中—下侏罗统、古近系下干柴沟组 and 上干柴沟组半深湖—深湖相烃源岩,以及与其互层的三角洲前缘分流河道砂体或滨浅湖相碳酸盐岩,构成了对致密油形成非常有利的源储共生关系(Liu Xin et al., 2017; Du Chunyang et al., 2021)。初步估算结果揭示柴达木盆地致密油资源量在 816~1046 Mt,其中古近系 504~630 Mt,侏罗系 70~105 Mt(付锁堂等,2013)。目前柴西扎哈泉地区古近系致密油取得重大突破,已进入规模开发阶段(付锁堂等,2013; Ma Lixie et al., 2019),而侏罗系致密油勘探仍处于探索起步阶段。20世纪80年代以来,青海油田在柴北缘地区潜西、冷湖、鱼卡等构造进行钻探时,在中侏罗统大煤沟组烃源岩层段及其附近的致密砂岩中钻遇良好油气显示。其中在鱼卡凹陷实施的龙2井在J₂d⁷

段钻遇 4.1 m 灰黄色油斑细砂岩,压裂后获 2.44 m³/d 油流,油源对比结果表明油藏为近源聚集。

目前,对柴北缘中侏罗统烃源岩及其致密储层发育特征已经做了大量的研究工作,普遍认为该区大煤沟组深湖—半深相泥岩有机质丰度高(任收麦等,2016;周志等,2016),三角洲前缘分流河道砂体岩性致密、储集物性较好(张杰等,2014),具有良好的致密油成藏地质条件。但对于致密油源储耦合关系研究较为薄弱,制约该区取得规模性开发的成藏关键因素尚不清楚。笔者等以鱼卡凹陷中侏罗统大煤沟组为例,通过分析致密油形成地质条件、源—储耦合关系及其构造控制作用,探讨大煤沟组致密油成藏控制因素,以期推进柴达木盆地侏罗系致密油勘探开发。

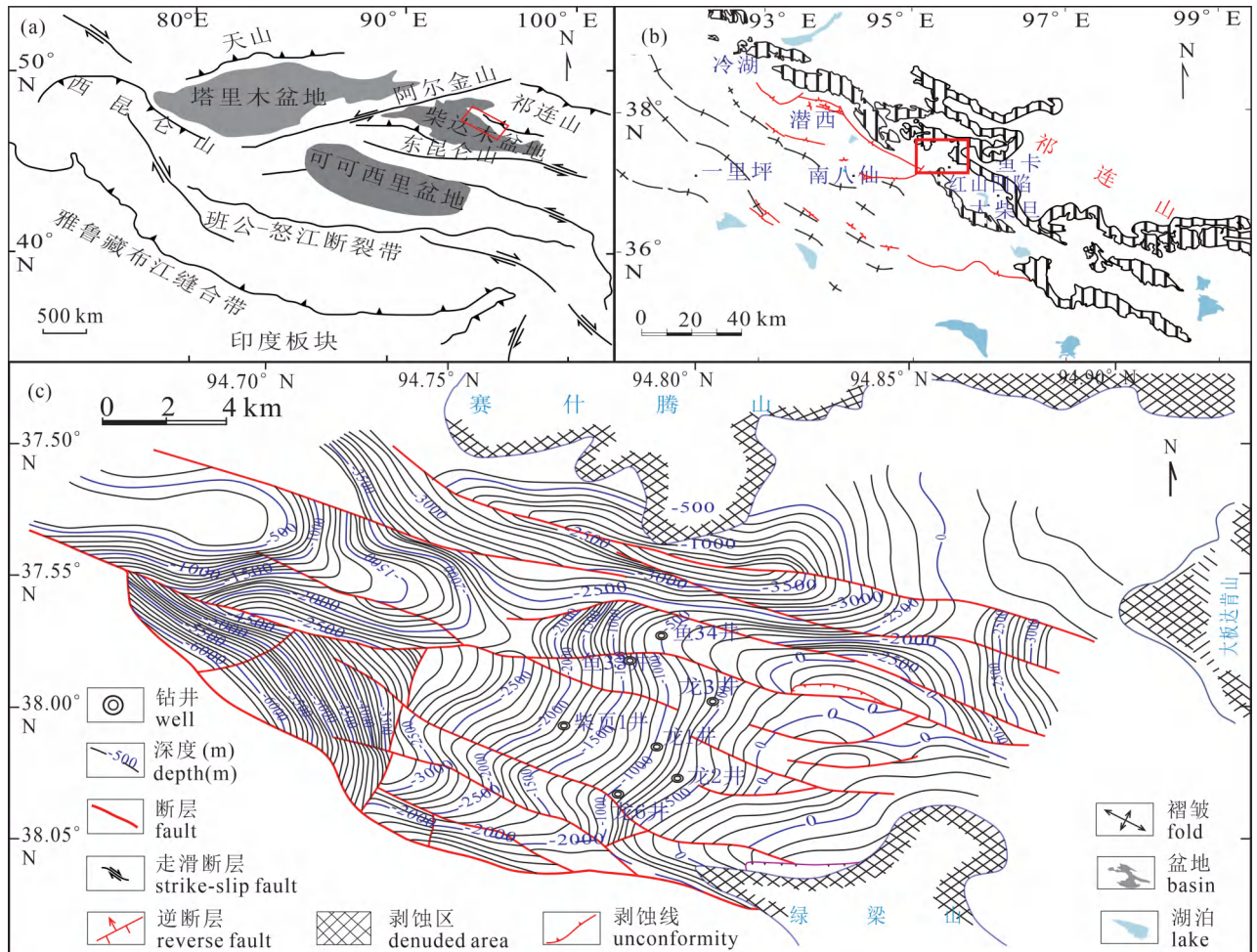


图 1 柴北缘鱼卡凹陷中侏罗统底界构造图

Fig. 1 Structural map of the basal boundary of the Middle Jurassic in the Yuqia Sag, Northern Qaidam margin

(a) 柴达木盆地大地构造位置简图; (b) 柴达木盆地柴北缘构造纲要图; (c) 鱼卡凹陷中侏罗统底界构造图

(a) tectonic setting sketch map of the Qaidam Basin; (b) structural framework map of the northern margin of the Qaidam Basin;

(c) structural map of the top boundary of the Middle Jurassic in the Yuqia Sag

1 地质背景

鱼卡凹陷位于柴达木盆地北缘中部,为一北西向展布的残留凹陷(图 1)。凹陷内发育中侏罗统大煤沟组、上侏罗统采石岭组和红水沟组、白垩系犬牙沟组及古近系路乐河组。其中,大煤沟组以黑色—灰黑色泥岩、碳质泥岩为主,夹有灰色中砂岩及粉砂岩,局部见油页岩和煤层(周志等,2016),埋深 0~6300 m(图 1)。

露头、钻井揭示,大煤沟组下段主要发育辫状河河流相,其中河床亚相占主导;中、上段发育辫状河三角洲平原—辫状河三角洲前缘—滨浅湖—半深湖—深湖沉积体系(刘欣等,2017)。受岩相古地理控制,大煤沟组自下而上进一步细分为四段(J_2d^4)、五段(J_2d^5)、六段(J_2d^6)和七段(J_2d^7)(周志等,2016)。其中四段(J_2d^4)以灰色、灰白色中粗砂岩、含砾细砂岩为主,夹有煤层;五段(J_2d^5)为煤系地层夹灰白色细砂岩、灰色粉砂岩;六段(J_2d^6)以灰色粉

砂岩为主,夹有灰黑色泥岩;七段(J_2d^7)以黑色碳质泥页岩为主,夹有细砂岩、粉砂岩,局部见油页岩(图 2)。其中,龙 2 井灰黄色油斑细砂岩主要为 J_2d^7 段三角洲前缘分流河道砂,氦气孔隙度 10.64%,空气渗透率 $0.777 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储层物性符合致密储层评价标准(Cander et al., 2012; Jarvie et al., 2012; 邹才能等, 2013)。

2 样品采集与测试

在前人研究工作基础上,选取柴页 1 井、龙 2 井和龙 6 井等 6 口钻井,采集大煤沟组岩芯/岩屑样品,其中油页岩、泥岩和煤层岩芯/屑样品按照 1 点/m 采集。对上述样品进行了有机碳含量、镜质体反射率以及岩石热解分析,测试工作均在国家地质实验测试中心完成。其中,镜质体反射率测定使用 Leica DM 4500P 偏光显微镜(ZJ257)和 CRAIC 显微光度计(ZJ280)。同时,采集了龙 2 井 1179~1183 m 井段 4 块灰黄色油斑细砂岩岩芯样品,开展了普通薄

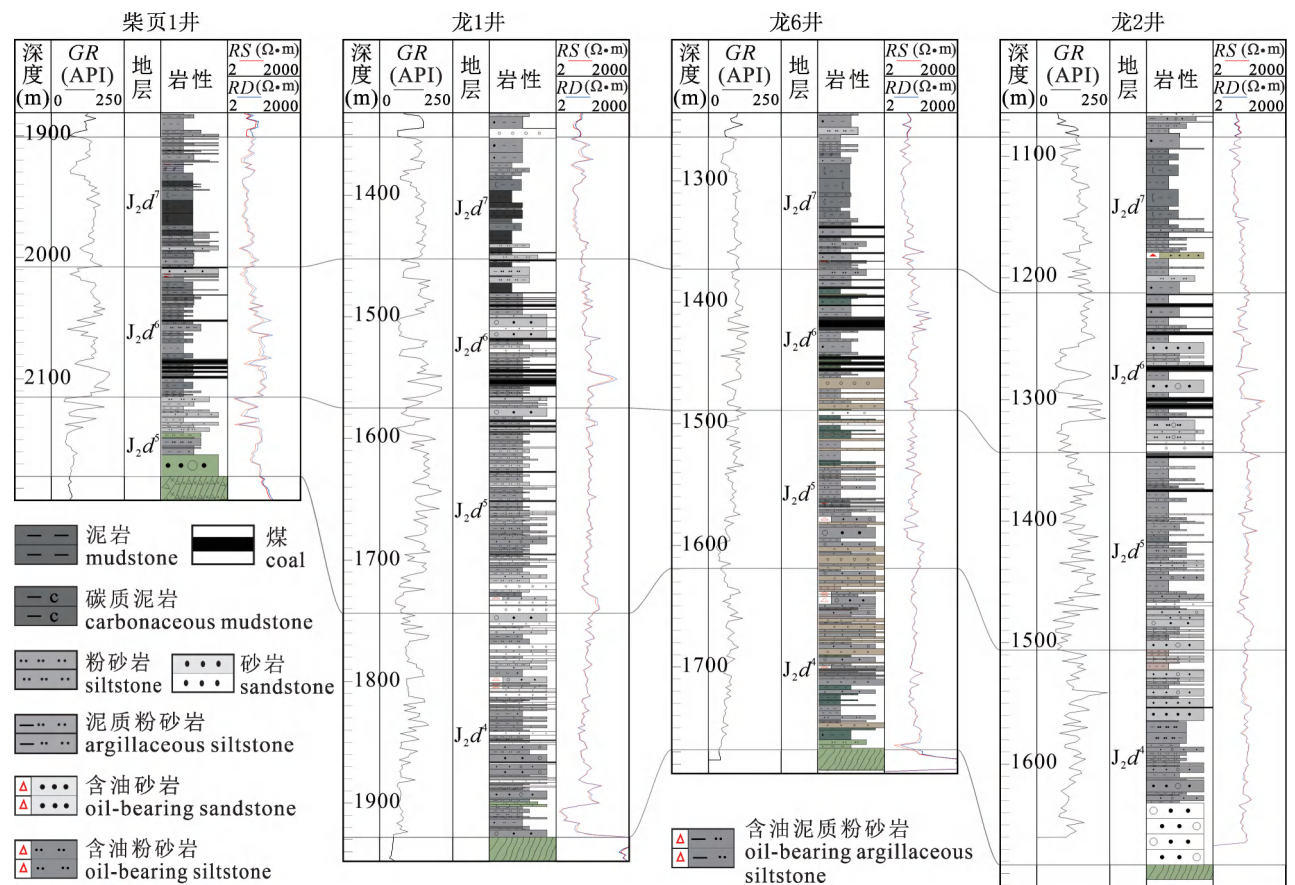


图 2 柴北缘鱼卡凹陷柴页 1 井—龙 1 井—龙 6 井—龙 2 井连井对比剖面(井点位置如图 1c 所示)

Fig. 2 Correlation section of the Well Chaiey-1—the Well Long-1—the Well Long-6—the Well Long-2 in the Yuqia Sag, northern edge of the Qaidam Basin (the well locations are shown in Fig. 1c)

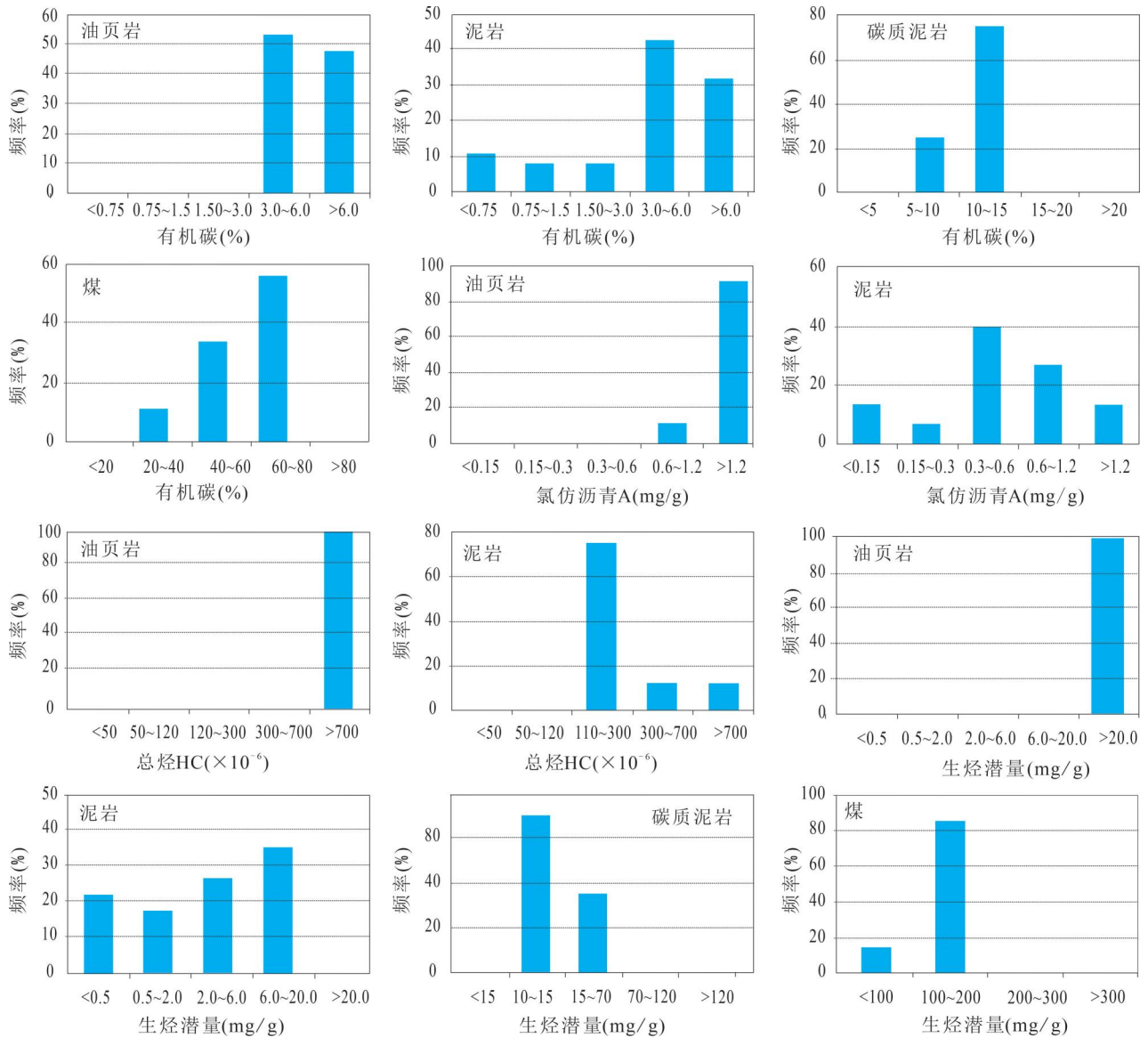


图3 柴北缘鱼卡凹陷中侏罗统烃源岩有机地球化学指标分布图

Fig. 3 Distribution map of organic geochemical indicators of the Middle Jurassic source rocks in the Yuqia Sag, northern edge of the Qaidam Basin

片、铸体薄片、孔隙度(氦气法)和渗透率(压力衰减法)实验、核磁共振、压汞、全岩 X 衍射以及流体包裹体测试。流体包裹体测试在核工业北京地质研究院完成,采用 Leica MSP UV—VIS 2000 显微光度计和 DMR 显微镜,在透射光和荧光条件下进行包裹体大小、形态、颜色、产状和宿主矿物等观察;使用 DMR 显微镜和 Linkam THMSG 600 型显微冷热台测定流体包裹体均一温度(误差为 $\pm 0.1^{\circ}\text{C}$);在透射光与荧光相结合条件下,使用 Leica MSP UV—VIS 2000 显微光度计、DMR 显微镜采用数点统计法测定含油包裹体 GOI 值。

3 结果

3.1 有机地球化学

钻井资料揭示,鱼卡凹陷中侏罗统大煤沟组发育 4 种类型烃源岩,分别为油页岩、泥岩、碳质泥岩和煤,所占地层厚度比例 10%~42%。其中碳质泥岩、泥岩和油页岩主要发育在 J_2d^7 段,形成于深湖—半深湖相,累计厚度 0~40 m,具有东北部薄、西南部厚的特点(任收麦等,2016;周志等,2016)。

有机地球化学测试结果表明,油页岩 TOC 介于 3.5%~7.9%(图 3),平均 5.22%,氯仿沥青“A”介

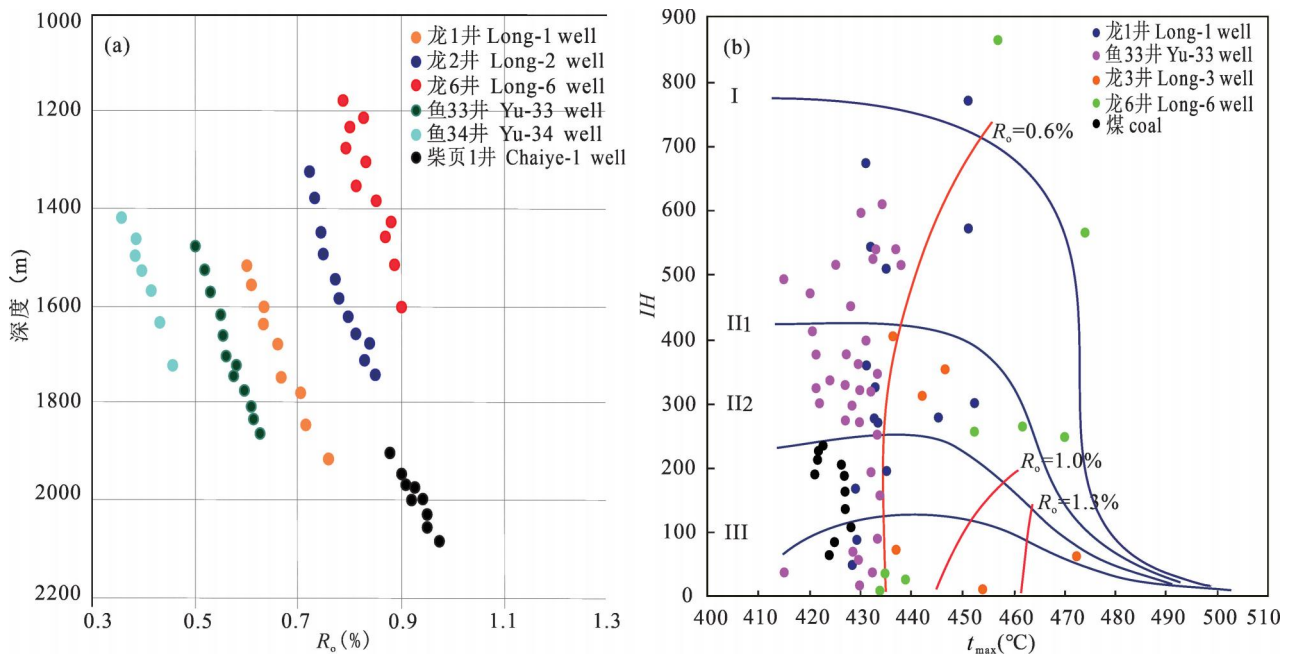


图 4 柴北缘鱼卡凹陷中侏罗统烃源岩热成熟度 (a) 及热解参数分布图 (b)

Fig. 4 Distribution map of thermal maturity (a) and pyrolysis parameters (b) of the Middle Jurassic source rocks in the Yuqia Sag, northern edge of the Qaidam Basin

于 8.4~15.8 mg/g, 平均 14.74 mg/g, 有机质类型为 I 型和 II₁ 型 (图 4)。碳质泥岩、泥岩 TOC 介于 0.45%~14.7%, 平均 3.26%, TOC>6.0% 的样品达到了 21.4%, 3.0%~6.0% 的样品达到了 23.8%, 氯仿沥青“A”介于 4.2%~8.6 mg/g, 平均 6.5 mg/g (图 3), 有机质类型为 II₁ 型和 II₂ 型 (图 4)。煤样品 TOC≥40% 以上的达 89% (图 3), 氯仿沥青“A”介于 0.4~2.6 mg/g, 平均 1.7 mg/g, 有机质类型为 III 型。大煤沟组镜质体反射率 (R_o) 主要分布在 0.29%~1.13%, 平均 0.45%, 73% 处于低成熟阶段, 27% 处于成熟阶段; R_o 与埋深具有较好的相关性 (图 4), 埋深越大, 热成熟度越高。综上所述, 鱼卡凹陷大煤沟组烃源岩有机质丰度高, 其中油页岩、碳质泥岩富含生油组份, 生油潜力大, 但总体处于低成熟阶段。

3.2 矿物组成与储集物性

薄片鉴定结果表明, 鱼卡凹陷 J₂d⁷ 段储层以粉砂岩为主, 岩石类型分布相对稳定, 主要为长石岩屑砂岩或岩屑长石砂岩 (图 5)。石英含量 10.2%~58.7%, 平均 40.7%; 长石含量为 4.9%~51.6%, 平均 21.2%; 岩屑含量为 3.2%~61.7%, 平均 37.4%, 成分主要以石英岩和泥岩为主。矿物成份成熟度中等偏低, 分选性以中—差为主, 磨圆度以次棱角—次

圆状为主 (图 5b, e, f); 长石风化程度中等—较深, 碎屑颗粒以点状—线状接触为主 (图 5a), 甚至可见凹凸接触。岩石铸体薄片观察分折, 储集层孔隙发育不佳, 且分布不均匀, 孔隙连通性较差 (图 5c, d)。孔隙类型主要以剩余原生粒间孔为主 (图 5), 占 60.6%; 次生溶蚀孔和裂隙孔次之, 分别占 34.6% 和 4.8%。根据压汞实验毛管压力曲线分布特征参数统计, J₂d⁷ 段致密砂岩储层排驱压力大, 平均 4.47 MPa, 反映孔隙结构较差。最大连通孔隙半径范围为 0.076~8.88 μm, 平均 1.964 μm; 饱和度中值半径范围为 0.009~2.805 μm, 平均 0.341 μm, 属于微细孔喉型储层。岩芯物性测试数据统计结果显示, 储层孔隙度主要分布在 0.39%~12.7% 之间, 平均为 8.53%。渗透率范围集中在 0.05~1×10⁻³ μm² 之间, 平均为 0.43×10⁻³ μm²。储层孔隙度与渗透率相关性差, 总体属于典型的低孔特低渗致密储层。

3.3 流体包裹体

根据柴达木盆地北缘地区热史和埋藏史研究, 鱼卡凹陷中侏罗统烃源岩在上新世中后期 (距今约 3.60 Ma) 进入大量生烃期 (汤良杰等, 2000; 汪立群等, 2005)。在本次研究中, 选择龙 2 井 4 块粉砂岩样品, 共磨制 36 张片子, 在 10 张中发现烃类包裹

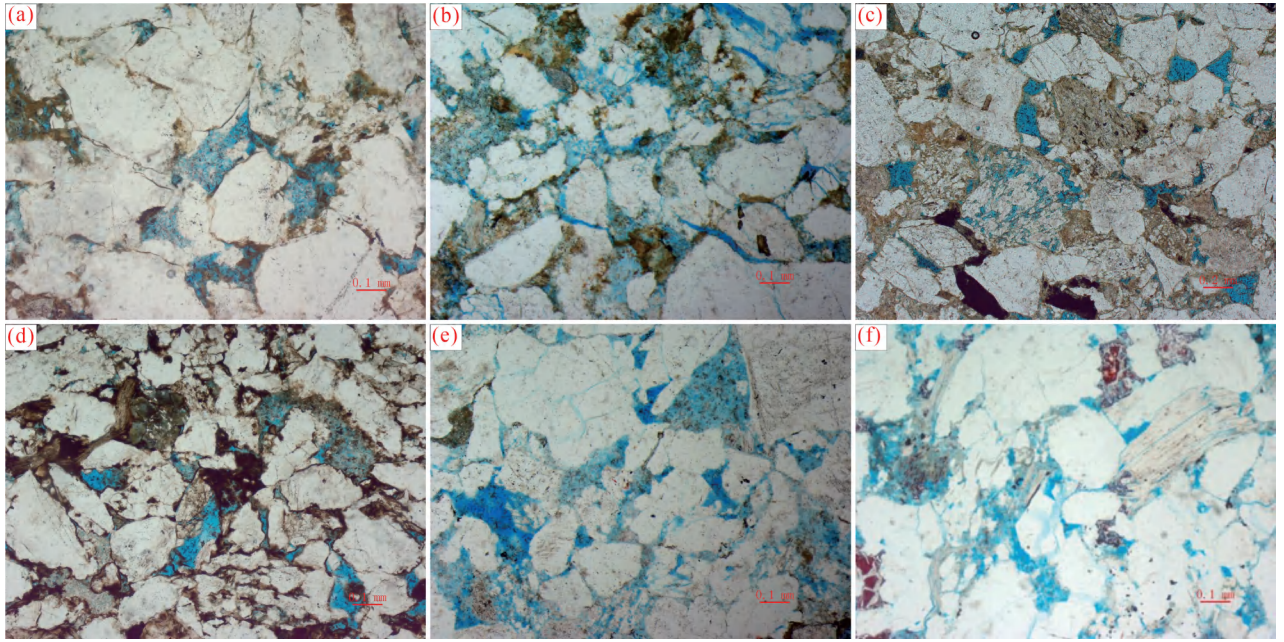


图5 柴北缘鱼卡凹陷中侏罗统大煤沟组七段(J_2d^7)致密砂岩显微照片

Fig. 5 Microscopic photographs of tight sandstone from the Member 7 of the Middle Jurassic Dameigou Formation (J_2d^7) in the Yuqia Sag, northern edge of the Qaidam Basin

(a) 柴页1井, 1992.03 m, 粒间孔; (b) 龙1井, 1450.61 m, 粒间孔; (c) 龙2井, 1178.47 m, 粒内溶孔, 次生粒间孔;

(d) 龙2井, 1208.47 m, 粒内溶孔; (e) 龙6井, 1352.61 m, 粒间孔, 粒内溶孔; (f) 龙6井, 1332.05 m, 粒间孔

(a) the Well Chaiye-1, 1992.03 m depth, intergranular pores; (b) the Well Long-1, 1450.61 m depth, intergranular pores; (c) the Well Long-2, 1178.47 m depth, intragranular dissolution pores, secondary intergranular pores; (d) the Well Long-2, 1208.47 m depth, intragranular dissolution pores; (e) the Well Long-6, 1352.61 m depth, intergranular pores, intragranular dissolution pores; (f) the Well Long-6, 1332.05 m depth, intergranular pores

体,共测得气液两相包裹体均一温度37个样点。烃类包裹体主要分布于胶结物中(图6),少数分布于石英加大边中。烃类包裹体以发蓝色荧光液态单相烃类(图6a)和气液两相包裹体为主(图6b)、不发

荧光的褐色气态烃类包裹体(图6c)。镜下观察发现,颗粒间结晶胶结物欠发育,颗粒间多为杂基充填,石英加大边及成岩期裂隙较发育,主要为早期次生加大。包裹体均一温度分布范围为65~85℃,主

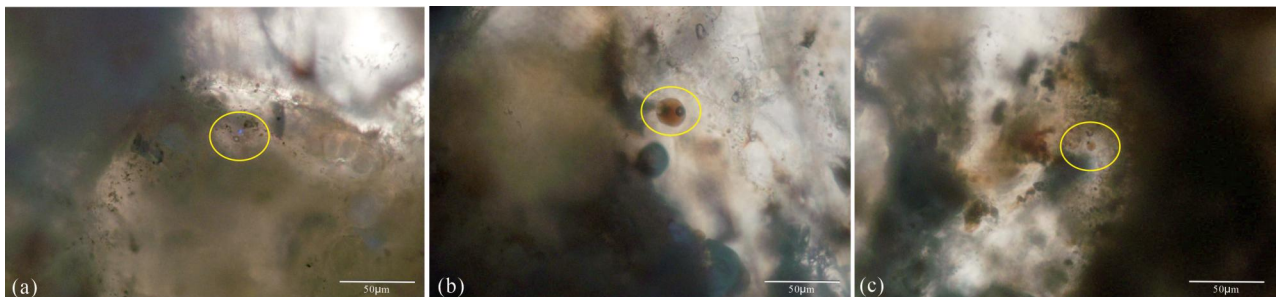


图6 柴北缘鱼卡凹陷龙2井1180 m 细砂岩胶结物中流体包裹体

Fig. 6 Fluid inclusions in cements of fine-grained sandstone at 1180 m depth in the Well Long-2, Yuqia Sag, northern edge of the Qaidam Basin

(a) 液态单相烃类包裹体透射光照片; (b) 气液两相包裹体透射光照片; (c) 褐色气态烃类包裹体透射光照片

(a) Transmitted-light photomicrograph of monophasic liquid hydrocarbon inclusions; (b) transmitted-light photomicrograph of vapor-liquid two-phase inclusions; (c) transmitted-light photomicrograph of brown gaseous hydrocarbon inclusions

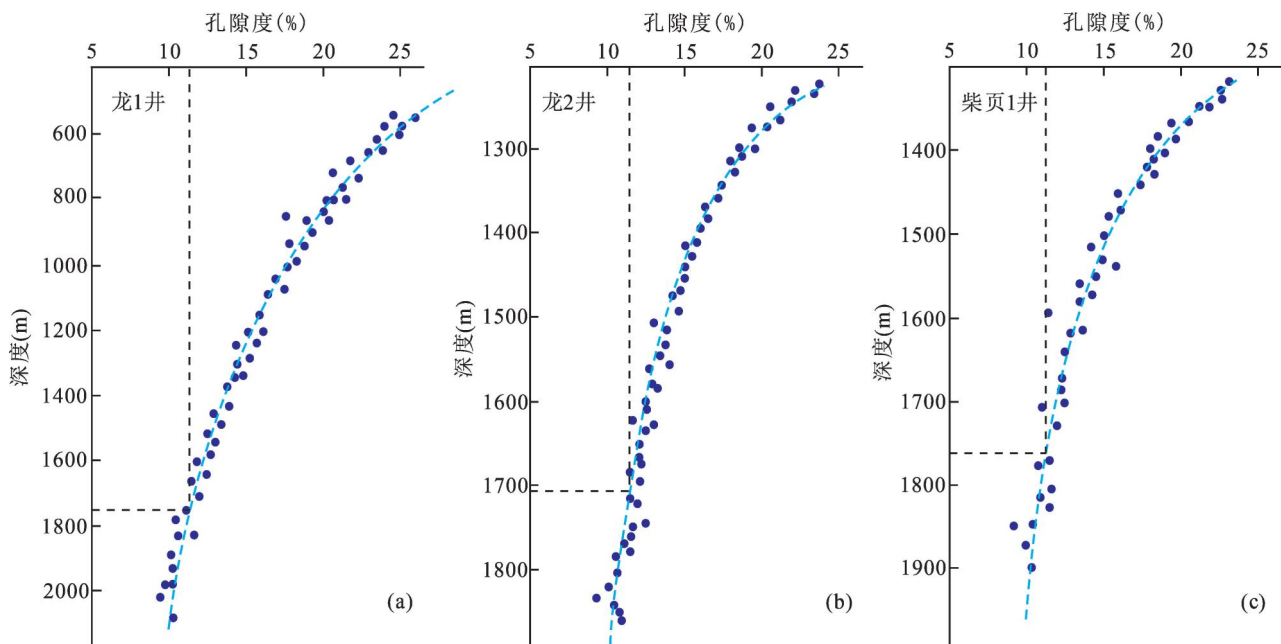


图 7 柴北缘鱼卡凹陷龙 1 井、龙 2 井、柴页 1 井声波模拟孔隙度随埋藏深度曲线(黑色虚线为孔隙度 12% 对应埋深)

Fig. 7 Variation of acoustic-derived porosity with burial depth for the Wells Long-1, the Long-2, and the Well Chaiye-1 in the Yuqia Sag, northern edge of the Qaidam Basin (Black dashed line indicates burial depth corresponding to 12% porosity)

要集中在 70~85℃ 之间,其中主峰值在 75~80℃,主峰频率为 64.9%,与烃类包裹体共生的盐水包裹体均一温度范围的峰值为 75~80℃。油气包裹体红外光谱特征与盐水包裹体特征基本一致, CH_2/CH_3 值分布在 6.16~8.33 之间, X_{inc} 、 X_{std} 值则分别介于 60~84、23~31 之间。从成熟度上看,油气包裹体成熟度低,与前述烃源岩热成熟度低的结论相吻合,表明鱼卡凹陷中侏罗统 J_2d^7 段致密油为一个幕次充注,一期成藏。

4 讨论

4.1 源储耦合关系

储层致密史与烃源岩生烃史之间的耦合关系是致密油成藏研究的核心问题之一。储层致密史研究首先需要确定致密储层的物性上限及其形成时间。参照国内外主要致密油产区储层物性数据,结合龙 2 井 J_2d^7 段致密储层物性特征,界定当孔隙度为 12%、覆压空气渗透率为 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时达到致密储层存储油气的上限(Bruce et al., 2006; 邹才能等, 2011; 邹才能等, 2012; 杜金虎等, 2014)。目前,储层形成时间确定方法有矿物成分测年法、包裹体测温法、古孔隙度演化模拟法(张哨楠, 2009)。本次研究根据致密砂岩储层形成主要受成岩后压实/胶结作用控制的成因机理,通过模拟地质历史进程中孔

隙度演化特征间接确定储层致密化的绝对时间。模拟结果表明,龙 1 井、龙 2 井、柴页 1 井 J_2d^7 段储层埋藏深度分别为大于 1780 m、1710 m 和 1760 m 时孔隙度已小于 12%,基本达到致密阶段(图 7),模拟埋藏史对应的时间在距今约 30 Ma。结合龙 2 井、柴页 1 井 J_2d^7 段细砂岩、粉砂岩流体包裹体测试分析结果,包裹体均一温度 75~80℃ 对应的时间距今约为 3.29~2.71 Ma,表明油气充注聚集之前储层已经致密,即储层致密史与致密油聚集关系为储层先致密、油气后充注聚集。

4.2 成藏动力条件

鱼卡凹陷中侏罗统致密油源储耦合关系决定了储层早期致密化形成的高充注阻力致使浮力难以成为驱替致密油运移的有效动力,烃源岩生烃增压形成的源储压差是致密油充注的主要动力(Bruce et al., 2006; 郭继刚等, 2017; 杨华等, 2017; 陶士振等, 2023)。已有研究表明,烃源岩中含有 10% 体积的干酪根一半转化为油气时能够产生 10 MPa 的超压,而在生烃演化过程中即使产生了 5 MPa 的压力就可以推动生成的油气向致密储层中运移、充注(Swarbrick et al., 1998; 李明诚和李剑, 2010)。一般情况下,烃源岩生烃转化率与热成熟度紧密相关,高热成熟度对应高转化率(Swarbrick et al., 1998; 杨华等, 2017; 陈义国等, 2021)。四川盆地侏

表 1 中国和北美主要致密油产区烃源岩特征参数统计

Table 1 Statistical table of characteristic parameters of source rocks in major tight oil production areas in China and north America

地区	致密油藏	层位	沉积环境	TOC (%)	R_o (%)	地层压力系数	有机质类型
鄂尔多斯盆地	延长组	三叠系	湖相	13.75	0.9~1.16	0.64~0.87	I—II ₁
准噶尔盆地	芦草沟组	二叠系	湖相	0.89~10.8(4.16)	0.76~0.96		I—II ₁
松辽盆地	青山口组	白垩系	湖相	0.12~6.67(1.43)		1.20~1.50	I—II
四川盆地	自流井组大安寨段	侏罗系	湖相	1.28~1.43	0.8~1.33	1.46~1.63	II ₁
柴达木盆地	下柴沟组	古近纪	咸湖相	0.4~1.2(0.63)	0.5~1.32		I—II ₁
Western Gulf	Eagle ford	白垩纪	浅海相	2.1~5.2	0.68~1.5	1.35~1.80	II
Williston	Bakken	上泥盆统一下石炭统	浅海相	11.3	0.7~1.00	1.2~1.5	I—II
鱼卡凹陷	大煤沟组	中侏罗统	湖相	0.45~14.7	0.29~1.13/0.45	0.9~1.2	I—II

罗系、鄂尔多斯盆地三叠系长7段以及准噶尔盆地二叠系致密油已发现的工业油井绝大多数 R_o 在 0.7%~1.3% (王永卓等,2003;李登华等,2017;于京都等,2017),揭示热成熟度对致密油的聚集成藏具有重要的控制作用。

与鄂尔多斯盆地长7段、准噶尔盆地芦草沟组、松辽盆地青山口组以及北美 Bakken、Eagle Ford 等典型致密油产区相比(表1)(Houston et al, 2010; Jarvie et al, 2012; 杨智等,2015;张君峰等,2015;石金华等,2016),鱼卡凹陷中侏罗统烃源岩热成熟度 (R_o) 整体相对较低,平均仅为 0.45%,至今大部分区域仍处于未成熟阶段。凹陷内致密储层获得油气发现的钻井,如柴页1井、龙2井和龙6井 J_2d^7 段烃源岩热成熟度均大于 0.7% (图4)。生烃增压模拟结果显示,柴页1井、龙2井和龙6井 J_2d^7 段烃源岩新近系埋深最大时,地层压力系数分别达到 1.16、1.14、1.15,剩余压力 6.02 MPa、5.26 MPa 和 5.64

MPa,大于 J_2d^7 段致密砂岩储层排驱压力 4.47 MPa,可以有效推动生成的油气向致密储层中运移、充注。声波时差测井资料显示,上述钻井 J_2d^7 段暗色泥页岩普遍存在微弱的压力异常(图8),从侧面印证了生烃增压是 J_2d^7 段致密油成藏的主要动力。而其他区域,由于热演化程度不高,烃源岩尚未进入大规模生成油气阶段,生成的油气不足且生烃增压形成源储压差小,使得生成的油气难以克服毛细管压力运移、充注到邻近的致密储层中形成较大规模的致密油气藏。

4.3 构造控制作用

烃源岩热演化程度则与埋藏史有关,而埋藏史又受区域构造演化史控制。鱼卡凹陷6口井数据烃源岩 R_o 与埋藏深度有较好的正相关性,揭示在古地温场一定的情况下,埋藏深度越大,烃源岩热演化程度越高(图4)。模拟埋藏史研究表明,鱼34井 J_2d^7 段烃源岩最大埋深仅 2000 m,揭示凹陷东北部中侏

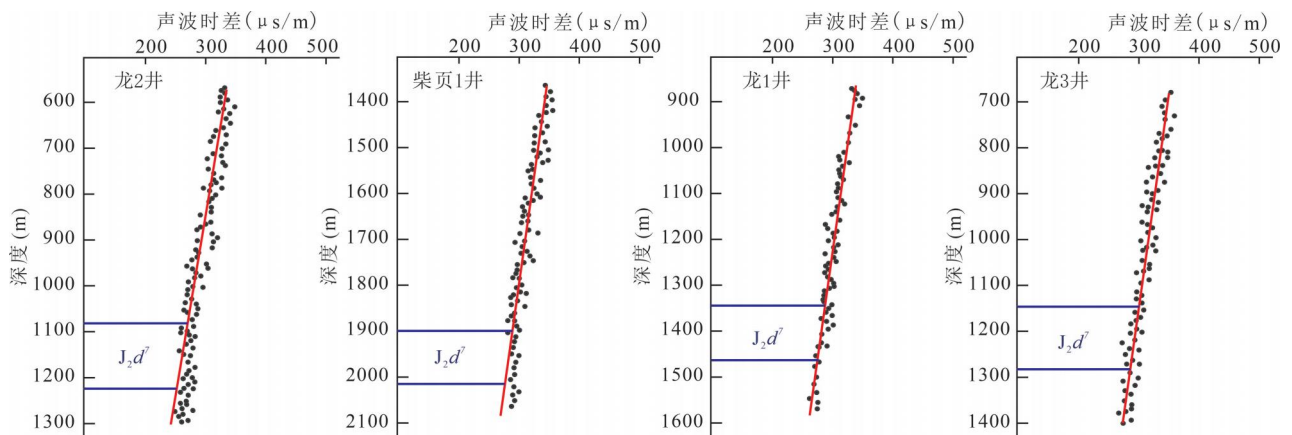


图 8 柴北缘鱼卡凹陷单井泥岩声波时差与深度关系曲线图

Fig. 8 Acoustic interval transit time (AC) vs. depth plot for mudstone in a single well, Yuqia Sag, northern edge of the Qaidam Basin

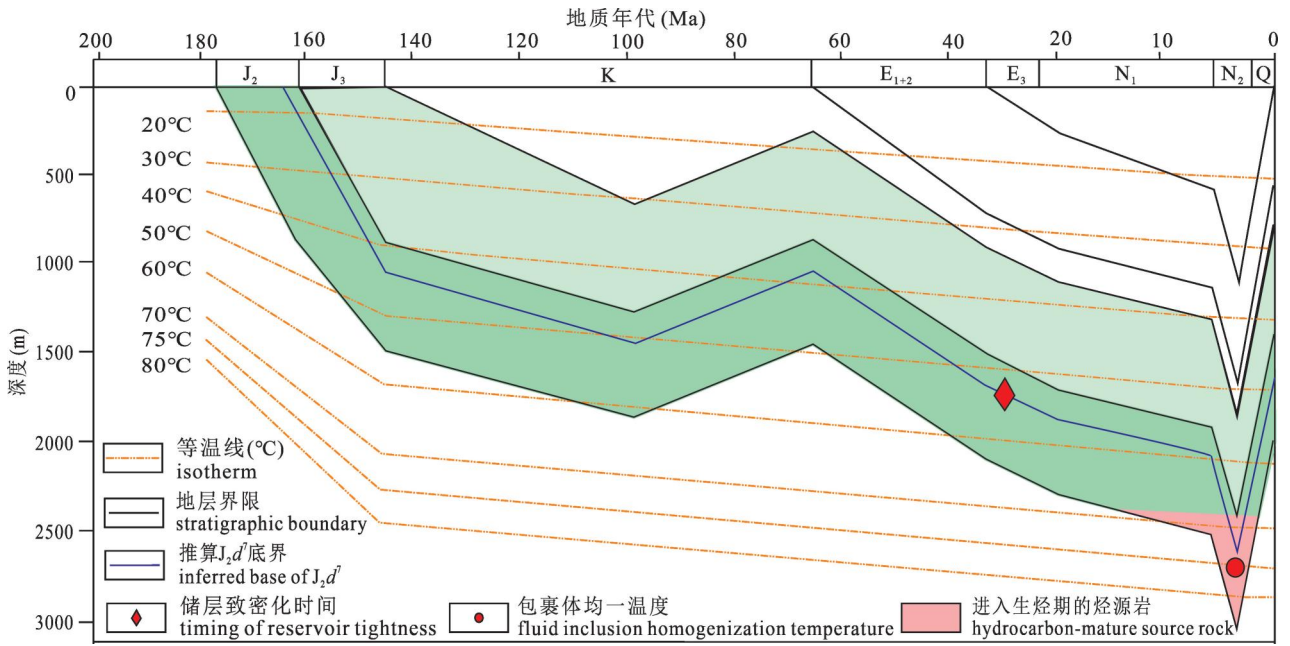


图 9 柴北缘鱼卡凹陷龙 2 井中侏罗统埋藏热演化史图

Fig. 9 Burial and thermal historical evolution diagram of the Middle Jurassic strata in the Well Long-2, Yuqia Sag, northern edge of the Qaidam Basin

罗统经历的最大埋藏深度较浅,热演化程度总体处于未成熟—低成熟阶段;而西南部埋深较大,龙 2 井、龙 6 井、柴页 1 井中侏罗统 J_2d^7 段烃源岩最大埋深普遍超过 2500 m(图 9),最大接近 3000 m,热演化程度总体较高, R_o 普遍大于 0.7%,总体进入成熟阶段。这种埋藏深度差异可能与鱼卡凹陷中侏罗世西南断陷、东北超覆的断陷湖盆构造格局有关(汪劲草等,2006)。鱼卡凹陷中侏罗世在近南北向拉伸应力的作用控制下开始形成南断北超的构造格局,使得凹陷西南部中侏罗统沉积地层厚度大(吴光大等,2006);后期虽经历多期构造沉降与抬升,但凹陷内的古地形、古构造较好地继承了中侏罗世格局(汤良杰,2000),进一步说明中侏罗世南断北超断陷格局控制了现今中侏罗统烃源岩热成熟度分布。

而晚侏罗世—白垩纪挤压反转与新近期末期的急剧抬升是鱼卡凹陷中侏罗统烃源岩热演化程度明显低于柴北缘其他生烃凹陷的主要原因(王明儒等,1997;汤良杰等,2000;马立协等,2006)。白垩纪末的晚燕山构造运动使柴北缘地区整

体抬升、剥蚀,最大剥蚀区在鱼卡凹陷,剥蚀量最大超过 600 m,大规模抬升使得凹陷烃源岩生烃作用暂停。经过古近纪早期断陷沉降、中期断拗转换以及晚期拗陷构造演化(李明杰等,2005;曾春林等,2009),柴北缘地区进入填平补齐的断拗沉积阶段。受古近系沉积前的古地貌影响,鱼卡凹陷因处于盆地边缘高部位,沉积厚度明显小于潜西、赛什腾、红山地区,从而在一定程度上导致了鱼卡凹陷中侏罗统烃源岩 R_o 低于柴北缘其它生烃凹陷(图 10)。柴

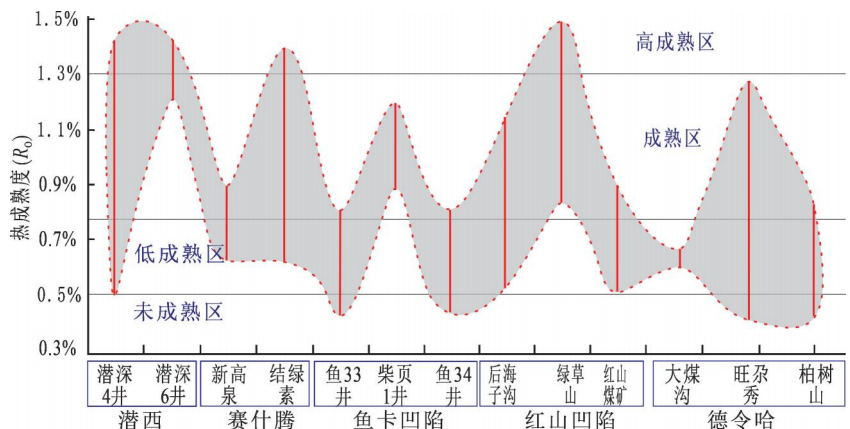


图 10 柴达木盆地北缘中侏罗统烃源岩实测 R_o 分布图(据曾春林等,2009 修编)

Fig. 10 Distribution map of measured R_o in the Middle Jurassic source rocks in the northern edge of the Qaidam Basin (modified from Zeng Chunlin et al., 2009&)

北缘潜西地区和红山凹陷中侏罗统烃源岩热演化程度较高,现今 R_o 介于 1.3%~2.5% 之间(胡勇等, 2004; 翟志伟等, 2013)。而新近纪末期的构造抬升则导致包括鱼卡凹陷在内的整个柴北缘地区中侏罗统烃源岩生烃作用终止,在后期未接受沉积的情况下,地温场和有机质成熟度没有大的变化,烃源岩热演化程度较低的特征延续至今。龙 2 井 J_2d^7 段砂岩流体包裹体上新世早期(3.29~2.71 Ma)一个幕次充注、一期成藏的特点,证实新近纪构造抬升之前凹陷内大部分地区中侏罗统烃源岩生烃作用终止,后期再无生排烃及充注过程。

综上所述,鱼卡凹陷中侏罗世南断北超的断陷湖盆格局控制了凹陷内中侏罗统烃源岩热成熟度分布,凹陷西南部中侏罗统烃源岩地史演化过程中埋藏深度较大,热演化程度总体较高,有望成为凹陷内中侏罗统致密油勘探的有利区带。晚侏罗世—白垩纪构造挤压反转使得鱼卡凹陷中侏罗统烃源岩热演化程度明显低于柴北缘其他生烃凹陷。柴北缘潜西地区和红山凹陷中侏罗统烃源岩热演化程度较高,烃源岩在新近纪构造抬升之前,就已经进入生烃高峰期,大规模生成的油气在源储压差作用下源源不断充注到邻近的致密储层中,有可能成为柴北缘中下侏罗统致密油勘探的有利区带。

5 结论

(1) 鱼卡凹陷中侏罗统烃源岩有机质丰度高,其中 J_2d^7 段深湖—半深湖相的油页岩、黑色泥页岩富含生油组份,生油潜力大,总体处于低成熟阶段;与其互层的三角洲前缘水下分流河道粉砂岩储层致密,孔隙度平均为 8.53%,渗透率平均为 $0.43 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,总体属于典型的低孔特低渗致密储层。

(2) J_2d^7 段是鱼卡凹陷中侏罗统致密油主要富集层段,其致密储层形成时间在距今约 30 Ma,大规模油气充注聚集成藏在距今约 3.29 Ma,源储耦合关系为储层先致密、油气后充注聚集成藏。热成熟度是鱼卡凹陷中侏罗统致密油规模型成藏的关键。

(3) 鱼卡凹陷大煤沟组烃源岩热成熟度受中侏罗世凹陷南断北超的构造格局控制,中生代晚期差异构造挤压反转和新近纪构造抬升导致该凹陷烃源岩热演化程度低于柴北缘其他地区。柴北缘潜西地区和红山凹陷以及鱼卡凹陷西南部有可能成为中侏罗统致密油勘探的有利区带。

致谢: 自然资源部油气资源战略研究中心乔德武研究员对本文提出了很好的建设性意见; 国家地

质实验测试中心孙玮琳研究员、核工业北京地质研究院欧光习研究员为实验和测试提供了大力支持; 在此一并表示感谢。

参 考 文 献 / References

- (The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; The literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)
- 曾春林, 姜波, 张敏, 尹成明, 王超勇. 2009. 柴北缘构造活动及其磷灰石裂变径迹记录. 石油天然气学报, 31(2): 20~24+12.
- 陈义国, 贺永红, 王超, 葛新民, 马芳侠, 孟旺才, 葛云锦, 李晓路, 樊笑微. 2021. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组 8 段非常规油藏成因与成藏模式——以盆地东南部甘泉西区为例. 石油学报, 42(10): 1270~1286.
- 翟志伟, 张永庶, 杨红梅, 沙威, 年秀清, 郝小梅, 仁仟, 张建杰. 2013. 柴达木盆地北缘侏罗系有效烃源岩特征及油气聚集规律. 天然气工业, 33(9): 36~42.
- 杜金虎, 刘合, 马德胜, 付金华, 王玉华, 周体尧. 2014. 试论中国大陆相致密油有效开发技术. 石油勘探与开发, 41(2): 198~205.
- 付锁堂, 张道伟, 薛建勤, 张晓宝. 2013. 柴达木盆地致密油形成的地质条件及勘探潜力分析. 沉积学报, 31(4): 672~682.
- 郭继刚, 郭凯, 宫鹏骐, 徐静, 郭晶. 2017. 鄂尔多斯盆地延长组储层致密化及其影响下的致密油充注特征. 石油实验地质, 39(2): 169~179.
- 胡勇, 刘平, 曹海防. 2004. 柴北缘侏罗系烃源岩地球化学特征及其综合评价. 大地构造与成矿学, 28(4): 464~469.
- 贾承造, 姜林, 赵文. 2023. 页岩油气革命与页岩油气、致密油气基础地质理论问题. 石油科学通报, 8(6): 695~706.
- 贾承造, 邹才能, 李建忠, 李登华, 郑民. 2012. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景. 石油学报, 33(3): 343~350.
- 李登华, 李建忠, 张斌, 杨家静, 汪少勇. 2017. 四川盆地侏罗系致密油形成条件、资源潜力与甜点区预测. 石油学报, 38(7): 740~752.
- 李明诚, 李剑. 2010. “动力圈闭”——低渗透致密储层中油气充注成藏的主要作用. 石油学报, 31(5): 718~722.
- 李明杰, 郑孟林, 曹春潮, 张军勇. 2005. 柴达木古近纪—新近纪盆地的形成演化. 西北大学学报(自然科学版), 35(1): 87~90.
- 刘欣, 朱世发, 杜建军, 刘成林, 秦祎, 张家堂. 2017. 柴北缘西段侏罗系沉积特征. 古地理学报, 19(4): 595~608.
- 马立协, 陈新领, 张敏, 汪立群, 周苏平, 高雪峰. 2006. 柴北缘逆冲带侏罗系油气成藏主控因素分析. 中国石油勘探, 11(6): 22~25+129.
- 任收麦, 包书景, 张毅, 潘洪峰, 郭天旭, 周志. 2016. 柴达木盆地北缘侏罗系页岩气地质条件. 地质通报, 35(S1): 204~210.
- 石金华, 杨成, 李仕远, 王鹏. 2016. 扎哈泉储层致密史与致密油聚集关系探讨. 特种油气藏, 23(4): 42~45+153.
- 孙龙德, 刘合, 朱如凯, 崔宝文, 雷征东, 孟思炜, 汤继周. 2023. 中国页岩油革命值得关注的十个问题. 石油学报, 44(12): 2007~2019.
- 汤良杰, 金之钧, 张明利, 由福报, 张兵山, 骆静. 2000. 柴达木盆地北缘构造演化与油气成藏阶段. 石油勘探与开发, 27(2): 36~39+11~5+4.
- 陶士振, 胡素云, 王建, 白斌, 庞正炼, 王民, 陈燕燕, 陈悦, 杨怡青, 金旭, 贾进华, 张天舒, 林森虎, 孟元林, 刘鸿儒, 王岚,

- 吴因业. 2023. 中国陆相致密油形成条件、富集规律与资源潜力. 石油学报, 44(8): 1222~1239.
- 汪劲草, 胡勇, 刘云田. 2006. 多世代旋转正断层对断陷盆地沉积迁移的控制——柴达木早、中侏罗世盆地性质. 地质学报, 80(8): 1141~1148.
- 汪立群, 徐凤银, 庞德奇, 陈琰, 彭立才. 2005. 马海—大红沟凸起油气勘探成果与柴达木盆地北缘的勘探方向. 石油学报, 26(3): 21~25+32.
- 王明儒, 胡文义, 彭德华. 1997. 柴达木盆地北缘侏罗系油气前景. 石油勘探与开发, 24(5): 20~24+119.
- 王永卓, 徐景祯. 2003. 柴北缘中、下侏罗统生、排烃史模拟. 石油勘探与开发, 30(1): 49~53.
- 吴光大, 葛肖虹, 刘永江, 袁四化, 巩庆林, 陈言忠, 沈亚. 2006. 柴达木盆地中、新生代构造演化及其对油气的控制. 世界地质, 25(4): 411~417.
- 许怀先, 李建忠. 2012. 致密油——全球非常规石油勘探开发新热点. 石油勘探与开发, 39(1): 99.
- 杨华, 梁晓伟, 牛小兵, 冯胜斌, 尤源. 2017. 陆相致密油形成地质条件及富集主控因素——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组 7 段为例. 石油勘探与开发, 44(1): 12~20.
- 杨智, 侯连华, 陶士振, 崔景伟, 吴松涛, 林森虎, 潘松圻. 2015. 致密油与页岩油形成条件与“甜点区”评价. 石油勘探与开发, 42(5): 555~565.
- 于京都, 郑民, 李鹏, 林森虎. 2017. 鄂尔多斯盆地定边庆阳地区长 7 段致密油烃源岩地质数据挖掘与评价. 成都理工大学学报(自然科学版), 44(4): 478~488.
- 张杰, 夏维民, 徐丽, 石正源, 孙国强, 史基安. 2014. 柴北缘九龙山地区侏罗系致密砂岩储层成因分析. 天然气地球科学, 25(S1): 71~78.
- 张君峰, 毕海滨, 许浩, 赵俊龙, 喻廷旭, 赵达, 耿昀光. 2015. 国外致密油勘探开发新进展及借鉴意义. 石油学报, 36(2): 127~137.
- 张哨楠. 2009. 四川盆地西部须家河组砂岩储层成岩作用及致密时间讨论. 矿物岩石, 29(4): 33~38.
- 周志, 任收麦, 吴永良, 郭天旭, 王胜建, 赵为永. 2016. 柴达木盆地鱼卡凹陷页岩气资源潜力评价. 地质通报, 35(S1): 242~249.
- 邹才能, 陶士振, 侯连华, 朱如凯, 袁选俊, 宋岩. 2011. 非常规油气地质. 北京: 地质出版社, 1~310.
- 邹才能, 杨智, 陶士振, 李伟, 吴松涛, 侯连华, 朱如凯, 袁选俊, 王岚, 高晓辉, 贾进华, 郭秋麟, 白斌. 2012. 纳米油气与源储共生型油气聚集. 石油勘探与开发, 39(1): 13~26.
- 邹才能, 朱如凯, 李建忠, 陶士振, 吴松涛, 姚涇利, 江涛, 胡宗全, 尹伟. 2013. 致密油地质评价方法(SY/T 6943—2013). 国家能源局, 1~9.
- Cander H. 2012. What is Unconventional Resources. Long Beach: AAPG Annual Convention and Exhibition.
- Cao Yingchang, Zhu Ning, Zhang Shaomin, Xi Kelai, Xue Xiujie. 2019. Diagenesis and Reserving Space Characteristics of Tight Oil Reservoirs of Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag of Junggar Basin, China. 253~266.
- Chen Yiguo, He Yonghong, Wang Chao, Ge Xinmin, Ma Fangxia, Meng Wangcai, Ge Yunjin, Li Xiaolu, Fan Xiaowei. 2021. Genesis and accumulation patterns of unconventional oil reservoir in Member 8 of Triassic Yanchang Formation: A case study of the western Ganquan area, southeastern Ordos Basin. Acta Petrolei Sinica, 42(10): 1270~1286.
- Du Chunyang, Tang Wenqiang, Du Qiuding, Yang Jiabao, Xu Bo, Huo Ning, Zeren Lamu, Ding Xiaojun. 2023. Characteristics and controlling factors of tight sandstone reservoir of the Jurassic strata in the Lenghu region, Northern Qaidam Basin. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 43(3).
- Du Jinhua, Liu He, Ma Desheng, Fu Jinhua, Wang Yuhua, Zhou Tiya. 2014. Discussion on effective development techniques for continental tight oil in China. Petroleum Exploration and Development, 41(2): 198~205.
- EIA. 2021. Annual Energy Outlook 2021 [EB/OL]. (2021-02-03). <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>.
- Fu Suotang, Zhang Daowei, Xue Jianqin, Zhang Xiaobao. 2013. Exploration potential and geological conditions of tight oil in the Qaidam basin. Acta Sedimentologica Sinica, 31(4): 672~682.
- Guo Jigang, Guo Kai, Gong Pengqi, Xu Jing, Guo Jing. 2017. Reservoir densification and tight-oil charging in Yanchang formation, Ordos Basin. Petroleum Geology & Experiment, 39(2): 169~179.
- Hart B S. 2006. Seismic expression of fracture—swarm sweet spots, Upper Cretaceous tight-gas reservoirs, San Juan Basin. 90(10): 1519~1534.
- Hentz T F, Ruppel S C. 2010. Regional lithostratigraphy of the Eagle Ford Shale; Maverick Basin to East Texas Basin. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 60: 325~337.
- Houston M, McCallister M, Jany J, Audet J. 2010. Next generation multi-stage completion technology and risk sharing accelerates development of the bakken play. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE-135584-MS.
- Hu Yong, Liu Ping, Cao Haifang. 2004. Geochemical characteristics and hydrocarbon generation capability of the Jurassic hydrocarbon source rock on the northern edge of Qaidam basin. Geotectonica et Metallogenia, 28(4): 464~469.
- Jarvie D M. 2012. Shale resource systems for oil and gas; Part 2 Shale-oil resource systems. In: Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists: 89~119.
- Jia Chengzao, Jiang Lin, Zhao Wen. 2023. The shale revolution and basic geological theory problems of shale and tight oil and gas. Petroleum Science Bulletin, 8(6): 695~706.
- Jia Chengzao, Zou Caineng, Li Jianzhong, Li Denghua, Zheng Min. 2012. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China. Acta Petrolei Sinica, 33(3): 343~350.
- Li Denghua, Li Jianzhong, Zhang Bin, Yang Jiajing, Wang Shaoyong. 2017. Formation condition, resource potential and sweet-spot area prediction of Jurassic tight oil in Sichuan Basin. Acta Petrolei Sinica, 38(7): 740~752.
- Li Mingcheng, Li Jian. 2010. “Dynamic trap”: A main action of hydrocarbon charging to form accumulations in low permeability—tight reservoir. Acta Petrolei Sinica, 31(5): 718~722.
- Li Mingjie, Zheng Menglin, Cao Chunchao, Zhang Junyong. 2005. Formation and evolution of Qaidam Paleogene and Neogene basin. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 35(1): 87~90.
- Liu Xin, Zhu Shifa, Du Jianjun, Liu Chenglin, Qin Yi, Zhang Jiatang. 2017. Sedimentary characteristics of the Jurassic in western north margin of Qaidam Basin. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 19(4): 595~608.
- Ma Lixie, Chen Xinling, Zhang Min, Wang Liqun, Zhou Suping, Gao Xuefeng. 2006. Analysis on main control factors of Jurassic oil—

- gas reservoir-forming in thrusting belt in northern margin of Qaidam basin. *China Petroleum Exploration*, 11(6): 22~25+129.
- Ren Shoumai, Bao Shujing, Zhang Yi, Pan Hongfeng, Guo Tianxu, Zhou Zhi. 2016. Geological conditions of the Jurassic shale gas on the northern margin of Qaidam Basin. *Geological Bulletin of China*, 35(2~3): 204~210.
- Shi Jinhua, Yang Cheng, Li Shiyuan, Wang Peng. 2016&. Relationship between reservoir densification history and tight oil accumulation in zhahaquan. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 23(4): 42~45+153.
- Sonnenberg S A, Pramudito A. 2009. Petroleum geology of the giant elm coulee field, williston basin. *AAPG Bulletin*, 93(9): 1127~1153.
- Sun Longde, Liu He, Zhu Rukai, Cui Baowen, Lei Zhengdong, Meng Siwei, Tang Jizhou. 2023&. Ten noteworthy issues on shale oil revolution in China. *Acta Petrolei Sinica*, 44(12): 2007~2019.
- Sun Longde, Zou Caineng, Jia Ailin, Wei Yunsheng, Zhu Rukai, Wu Songtao, Guo Zhi. 2019&. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China. *Petroleum Exploration and Development*, 46(6): 1073~1087.
- Swarbrick R E, Osborne M J. 1998. Mechanisms that generate abnormal pressures: An overview. In: *Abnormal Pressures in Hydrocarbon Environments*. American Association of Petroleum Geologists: 1~34.
- Tang Liangjie, Jin Zhijun, Zhang Mingli, You Fubao, Zhang Bingshan, Luo Jing. 2000&. Tectonic evolution and oil (gas) pool-forming stage in northern Qaidam basin. *Petroleum Exploration and Development*, 27(2): 36~39+11~5+4.
- Tao Shizhen, Hu Suyun, Wang Jian, Bai Bin, Pang Zhenglian, Wang Min, Chen Yanyan, Chen Yue, Yang Yiqing, Jin Xu, Jia Jinhua, Zhang Tianshu, Lin Senhu, Meng Yuanlin, Liu Hongru, Wang Lan, Wu Yinye. 2023&. Forming conditions, enrichment regularities and resource potentials of continental tight oil in China. *Acta Petrolei Sinica*, 44(8): 1222~1239.
- US Energy Information Administration. *Annal energy outlook 2022(AEO 2022)*. Washington: U S Energy Information Administration.
- Wang Jincao, Hu Yong, Liu Yuntian. 2006. Control of multi-generation rotary normal faults on sediment migration in rift basin: An example from the early and Middle Jurassic Qaidam basin. *Acta Geologica Sinica*, 80(8): 1141~1148.
- Wang Liqun, Xu Fengyin, Pang Xiongqi, Chen Yan, Peng Licai. 2005&. Potential exploration targets of the northern margin of Qaidam Basin suggested from the breakthrough of Mahai—Dahonggou Uplift. *Acta Petrolei Sinica*, 26(3): 21~25+32.
- Wang Mingru, Hu Wenyi, Peng Dehua. 1997. Oil and gas potential of Jurassic strata in northern margin of Qaidam basin. *Petroleum Exploration and Development*, 24(5): 20~24+119.
- Wang Yongzhuo, Xu Jingzhen. 2003&. The simulation of hydrocarbon-generating and hydrocarbon-expulsing histories in the Middle and Lower Jurassic of the northern margin of Qaidam basin. *Petroleum Exploration and Development*, 30(1): 49~53.
- Wu Guangda, Ge Xiaohong, Liu Yongjiang, Yuan Sihua, Gong Qinglin, Chen Yanzhong, Shen Ya. 2006&. Mesozoic—Cenozoic structural evolution in Qaidam Basin and its control on hydrocarbon occurrence. *Global Geology*, 25(4): 411~417.
- Xu Huaixian, Li Jianzhong. 2012&. Seminar on tight oil's Exploration Progress and Resource Potential Held in Xi'an tight oil—a New Hot Spot of Unconventional Petroleum Exploration and Development in the World. *Petroleum Exploration and Development*, 39(1): 99.
- Yang Hua, Liang Xiaowei, Niu Xiaobing, Feng Shengbin, You Yuan. 2017&. Geological conditions for continental tight oil formation and the main controlling factors for the enrichment: A case of Chang 7 Member, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 44(1): 11~19.
- Yang Zhi, Hou Lianhua, Tao Shizhen, Cui Jingwei, Wu Songtao, Lin Senhu, Pan Songqi. 2015&. Formation conditions and “sweet spot” evaluation of tight oil and shale oil. *Petroleum Exploration and Development*, 42(5): 555~565.
- Yu Jingdu, Zheng Min, Li Peng, Lin Senhu. 2017&. Geological data collection and assessment of tight oil source rock of Chang-7 from Dingbian to Qingyang region in Ordos Basin, China. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 44(4): 478~488.
- Zeng Chunlin, Jiang Bo, Zhang Min, Yin Chengming, Wang Chaoyong. 2009&. Tectonic activities and apatite fission-track records in the northern margin of Qaidam basin. *Journal of Oil and Gas Technology*, 31(2): 20~24+12.
- Zhai Zhiwei, Zhang Yongshu, Yang Hongmei, Sha Wei, Nian Xiuqing, Hao Xiaomei, Ren Qian, Zhang Jianjie. 2013&. Characteristics of effective source rocks in the Jurassic and hydrocarbon accumulation patterns in the areas near the northern margin of the Qaidam Basin. *Natural Gas Industry*, 33(9): 36~42.
- Zhang Jie, Xia Weimin, Xu Li, Shi Zhenghao, Sun Guoqiang, Shi Jian. 2014&. Genesis of Jurassic tight sandstone reservoirs of Jiulongshan Region in the Northern Qaidam Basin. *Natural Gas Geoscience*, 25(S1): 71~78.
- Zhang Junfeng, Bi Haibin, Xu Hao, Zhao Junlong, Yu Tingxu, Zhao Da, Geng Yunguang. 2015&. New progress and reference significance of overseas tight oil exploration and development. *Acta Petrolei Sinica*, 36(2): 127~137.
- Zhang Shaonan. 2009&. Discussion on the diagenesis and timing of tight sandstone reservoir in Xujiahe Formation, Western Sichuan Basin. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 29(4): 33~38.
- Zhou Zhi, Ren Shoumai, Wu Yongliang, Guo Tianxu, Wang Shengjian, Zhao Weiyong. 2016&. Evaluation of shale gas resources in Yuqia sag of Qaidam Basin. *Geological Bulletin of China*, 35(2~3): 242~249.
- Zou Caineng, Tao Shizhen, Hou Lianhua, Zhu Rukai, Yuan Xuanjun, Song Yan. 2011#. *Unconventional petroleum geology*. Beijing: Geological Publishing House, 1~310.
- Zou Caineng, Yang Zhi, Tao Shizhen, Li Wei, Wu Songtao, Hou Lianhua, Zhu Rukai, Yuan Xuanjun, Wang Lan, Gao Xiaohui, Jia Jinhua, Guo Qiulin. 2012&. Nano-hydrocarbon and the accumulation in coexisting source and reservoir. *Petroleum Exploration and Development*, 39(1): 15~32.
- Zou Caineng, Zhu Rukai, Li Jianzhong, Tao Shizhen, Wu Songtao, Yao Jingli, Jiang Tao, Hu Zongquan, Yin Wei. 2013#. *Geological evaluating methods for tight oil(SY/T 6943-2013)*. National Energy Administration, 1~9.

Analysis of controlling factors of tight oil accumulation in Middle Jurassic in Qaidam Basin

—A case study of Yuqia Sag in the northern edge of Qaidam Basin

ZHOU Zhi^{1, 2, 3)}, REN Shoumai⁴⁾, ZHAO Weiyong⁵⁾, JIANG Zhenxue¹⁾,
BAO Shujing^{1, 2, 3)}, WANG Shengjian^{2, 3)}

1) *Institute of Unconventional Natural Gas Research, China University of Petroleum, Beijing, 102249;*

2) *National Key Laboratory of Continental Shale Oil (OGS), Beijing, 100083;*

3) *Oil & Gas Survey, China Geological Survey, Beijing, 100083;*

4) *China Geological Survey, Beijing, 100037;*

5) *Qinghai oilfield exploration and development research institute of CNPC, Dunhuang, 736202*

Objectives: The Middle Jurassic strata in the Qaidam Basin exhibit favorable geological conditions for tight oil accumulation, but the main controlling factors for large-scale exploration and development remain unclear.

Methods: Through analyses of organic geochemistry, reservoir physical properties, and homogenization temperature tests of fluid inclusions from core/cuttings of six wells (e. g., the Well Long-2 and Chaiye-1 in the Yuqia Sag, northern Qaidam Basin), this study investigates the characteristics of hydrocarbon source rocks and tight reservoirs in the Middle Jurassic Dameigou Formation, as well as the source—reservoir coupling relationships and their control on hydrocarbon accumulation.

Result: The results indicate that the main hydrocarbon source rocks of the Dameigou Formation are primarily developed in the J_2d^7 segment. Tight delta—front distributary channel siltstone reservoirs interbedded with these source rocks exhibit excellent source—reservoir configurations. The J_2d^7 segment serves as the primary accumulation layer for tight oil in the Middle Jurassic of the Yuqia Sag. The reservoir densification occurred approximately 30 Ma ago, while hydrocarbon charging and accumulation took place about 3.29 Ma ago, representing a single-phase charging and one-stage accumulation process.

Conclusion: The thermal maturity of the source rocks controls the distribution of Middle Jurassic tight oil in the northern Qaidam Basin. Late Jurassic—Cretaceous compressional inversion and intense uplift during the late Neogene led to significantly lower thermal evolution degrees of Middle Jurassic source rocks in the Yuqia Sag compared to other hydrocarbon-generating sags in northern Qaidam. Prospective exploration areas for Middle Jurassic tight oil include the Qianxi region, Hongshan Sag, and southwestern Yuqia Sag in the northern Qaidam Basin.

Keywords: tight oil; northern edge of Qaidam Basin; Middle Jurassic Series; Yuqia Sag; Da Meigou Formation; major contributing factors of reservoir forming

Acknowledgements: This study is supported by projects funded by the China Geological Survey (Nos. 1212011221045, 12120113040000). Prof. QIAO Dewu from the Oil and Gas Resources Strategy Research Center of the Ministry of Natural Resources provided constructive suggestions for this article; Prof. SUN Weilin from the National Geological Experiment and Testing Center and Prof. OU Guangxi from the Beijing Research Institute of Nuclear Industry Geology provided strong support for the experiments and tests. We would like to express our gratitude to all of them here.

First author: ZHOU Zhi, male, born in 1983, master's candidate in petroleum geology; Email: zhouzhi@mail.cgs.gov.cn

Corresponding author: REN Shoumai, male, born in 1973, researcher, specializing in structural geology and shale gas geology; Email: realshaw@vip.sina.com

Manuscript received on: 2024-12-18; Accepted on: 2025-07-02; Published online on: 2025-07-20

Doi: 10.16509/j.georeview.2025.07.011

Edited by: LIU Zhiqiang