

准噶尔盆地玛湖凹陷风城组储层致密化过程与 成藏模式研究

——以玛西地区风二段为例

李 卉¹⁾, 刘新龙¹⁾, 周作铭¹⁾, 阿不力孜·克力木¹⁾,
姜懿洋¹⁾, 任海蛟¹⁾, 刘得光¹⁾, 李 娜¹⁾, 马银山²⁾

1) 中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院, 新疆克拉玛依 834000; 2) 中国地质科学院, 北京 100037

摘 要: 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组作为全油气系统的典型实例, 是未来规模油藏勘探开发的潜在区域。本文以岩心、铸体薄片及生产动态等资料为基础, 明确了玛湖凹陷风城组储层致密化过程与油气成藏模式。取得认识如下: 1) 晚二叠世压实作用起主导作用, 风二段盐类矿物、结晶白云石脱玻化作用形成较多微小孔隙空间; 早三叠世有机酸的溶蚀作用促进了储层空间的有效发育, 早侏罗世白云化作用强烈, 有机酸进一步溶蚀长石、碳酸盐矿物; 2) 晚二叠世风城组储层未致密, 早三叠中后期部分岩相开始致密化, 至早侏罗世开始大部分储层已致密, 仅储层局部存在甜点区; 3) 晚二叠世成藏动力表现为浮力和生烃增压共同发挥作用, 早三叠世以后逐渐以生烃增压为主要动力, 发展成为源内—近源—源外的全油气系统成藏特点。通过上述研究, 以期对玛湖凹陷风城组下一步油气勘探提供支撑。

关键词: 准噶尔盆地; 玛湖凹陷; 风城组; 成藏模式

中图分类号: P618.13 文献标志码: A doi: 10.3975/cagsb.2024.032701

Reservoir Densification Process and Accumulation Model of Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin: A Case Study of Section 2 Feng in Maxi Area

LI Hui¹⁾, LIU Xinlong¹⁾, ZHOU Zuoming¹⁾, ABULIZI Kelimu¹⁾, JIANG Yiyang¹⁾,
REN Haijiao¹⁾, LIU Deguang¹⁾, LI Na¹⁾, MA Yinshan²⁾

1) Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000;
2) Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100037

Abstract: Fengcheng Formation in the Mahu Depression of Junggar Basin, a typical example of the whole oil and gas system, is a potential area for exploration and development of large-scale oil reservoirs in the future. To better understand the reservoir densification process and hydrocarbon accumulation model of the Fengcheng Formation in the Mahu Depression, this study using XRD, SEM, and other experimental data based on core, cast thin slice, and production dynamics. Our investigation yielded the following results: 1) Compaction played a leading role in the Late Permian. Moreover, salt mineral and crystalline dolomite devitrification in the second member of Fenghe resulted in more micropore space. The Early Triassic organic acid dissolution created reservoir space and favorable conditions. The Early Jurassic was characterized by intense dolomitization and the organic acids further dissolved feldspar and carbonate minerals. 2) The reservoirs of the Late Permian Shifengcheng Formation were not dense; certain lithofacies began to densify in the Middle and Late Early Triassic. Most reservoirs became dense from the Early Jurassic with only local sweet spots. 3) In the Late Permian, buoyancy and hydrocarbon

本文由中国石油天然气股份有限公司前瞻性基础研究重大科技项目“准噶尔盆地二叠系全油气系统地质理论与勘探实践”(编号: 2021DJ0108)和国家自然科学基金项目“基于仿生学模拟的致密砂体润湿性变化规律与油气运聚研究”(编号: 41902142)联合资助。

收稿日期: 2023-12-20; 改回日期: 2024-03-25; 网络首发日期: 2024-03-30。责任编辑: 闫立娟。

第一作者简介: 李卉, 女, 1987 年生。硕士, 工程师。主要从事油气勘探地质研究工作。E-mail: lihui77@petrochina.com.cn。

generation pressurization, combinedly played a role. After the Early Triassic century, hydrocarbon generation pressurization gradually became the major driving force and developed into a characteristic process of the entire hydrocarbon system. The aforementioned results are expected to provide support for the upcoming oil and gas exploration of the Fengcheng Formation in the Mahu Depression.

Key words: Junggar Basin; Mahu Depression; Fengcheng Formation; reservoir forming model

当前, 常规与非常规油气面临协同发展的新局面(邹才能等, 2015; 贾承造, 2017; 杨智等, 2022)。从常规油气到非常规油气, 从传统的寻找背斜(White, 1885)与圈闭理论(McCollough, 1934), 发展到强调以甜点区为目的的连续型油气聚集理论(Schmoker, 1995; Gautier et al., 1996), 全油气系统(Jia et al., 2023)作为近年来关于常规-非常规油气地质学理论发展过程中的新理论之一, 已在我国多个盆地多个地区的油气勘探实践中得到了良好的应用(唐勇等, 2021; 张赫等, 2023; 姜福杰等, 2023a)。准噶尔盆地作为我国重要的含油气叠合盆地, 可划分多个含油气系统。其中准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组作为国内全油气系统地质理论与勘探实践的典型实例(何文军等, 2021), 在时空分布具有高度的有序性, 前后在斜坡区-凹陷部署百泉1井、玛湖28井、玛页1井等风险探井, 在常规油、致密油、页岩油全类型油藏均取得规模工业油流, 是目前及未来准噶尔盆地油气勘探的重点区域。

玛湖凹陷风城组处于碱湖古沉积环境, 发育的多种储层类型在地质历史时期经历了迥异的复杂成岩演化及多油气聚集过程。前人开展了许多工作, 包括玛湖凹陷风城组矿物、岩石及储层特征(毛锐等, 2022; 冯有良等, 2023; 何文军等, 2023)、风城组发育的重要成岩作用类型(宇振昆等, 2021; 单祥等, 2022)及云质岩、砂砾岩两种岩相的成岩序列(鲁新川等, 2012; 吕正祥等, 2022), 但缺乏对风城组发育的各类岩相成岩与孔隙演化的整体认识; 另外在页岩油富集主控因素(姜福杰等, 2023b)、原油性质及分布(党文龙等, 2023)、油气成藏期次(田孝茹等, 2019; Zhi et al., 2021)、油气成藏条件(张鸾沅, 2015; 卞保力等, 2023)等方面进行了详细的研究, 但相关认识尚未从动力学的角度动态认识成藏过程, 对风城组全粒序成藏规律仍存在分歧并有待完善。

玛湖凹陷作为目前发育最古老的碱湖烃源岩实例(曹剑等, 2015), 其中风城组二段烃源岩品质表现最好(钱门辉等, 2022), 是重要的油气资源潜力层段。另外风二段作为含碱云质岩类岩相主体发育层, 在地层中的分布范围广泛, 在靠近凹陷区域具有更大的地层厚度。多样化的岩相类型、较为完整的碱性沉积演化序列, 使得风二段的研究对于认识油气富集规律、特殊的古地理环境、沉积环境演化等具

有重要的意义。

因此本文针对玛湖凹陷风城组全油气系统特点, 以玛西地区的全岩相全粒序剖面为例, 在系统总结和梳理已有勘探成果的基础上, 应用结合薄片等常规方法, 开展差异成岩演化与致密化过程工作, 并通过恢复烃源岩至储层动力演化过程, 揭示多类型油气资源形成机制、成因联系。这对于预测有利储集体分布、实现石油产量规模增长具有现实意义, 同时可为全油气系统理论内涵与序列成藏规律提供一定的借鉴。

1 地质概况

玛湖凹陷位于准噶尔盆地西北缘, 是在前石炭系褶皱基底基础上受周缘断裂冲断活动控制而形成的凹陷(何登发等, 2018), 西部边界自南向北为中拐凸起、克百断裂带及乌夏断裂带环绕, 东南与达巴松—夏盐凸起相邻, 东部连接英西凹陷, 面积约5 000 km²(图1)。二叠系发育的地层自下而上主要有佳木河组、风城组、夏子街组、下乌尔禾组和上乌尔禾组, 其中风城组自下而上划分为风城组一段、风城组二段、风城组三段, 而风二段是主要的烃源岩及油气富集层位。本次研究的范围位于凹陷的西北部中间地带—玛西地区, 研究层位为风城组的风城组二段, 埋深大多超过4 000 m, 是一套三角洲相及深湖、半深湖细粒沉积(余宽宏等, 2016)。

风三段斜坡区域以砂砾岩为主, 夹少量砂岩, 凝灰质砂岩主要呈层状发育在中下部, 整个风三段为典型的正韵律沉积特征, 靠近凹陷中心以粉砂岩和泥岩为主; 风一段上部至风二段为白云质岩与泥页岩频繁互层, 区域上蒸发相的盐岩层较发育; 风一段底部为火山岩与碎屑岩互层。

2 岩相特征分析

储层作为成藏差异的物质基础, 研究储层内部岩相的空间组合样式及分布规律对于恢复成藏期储层物性具有重要意义。玛湖凹陷完全钻遇风城组全段的井较少, 且大多数井取心不连续, 因此, 为判定风城组全段全油气系统包含各主要油气类型的储层岩相横向和纵向分布, 本文依据以下原则: ①钻遇完整风城组三段, 包含沉积体系全面; ②岩相类型全面且典型; ③取心段覆盖常规-非常规油气

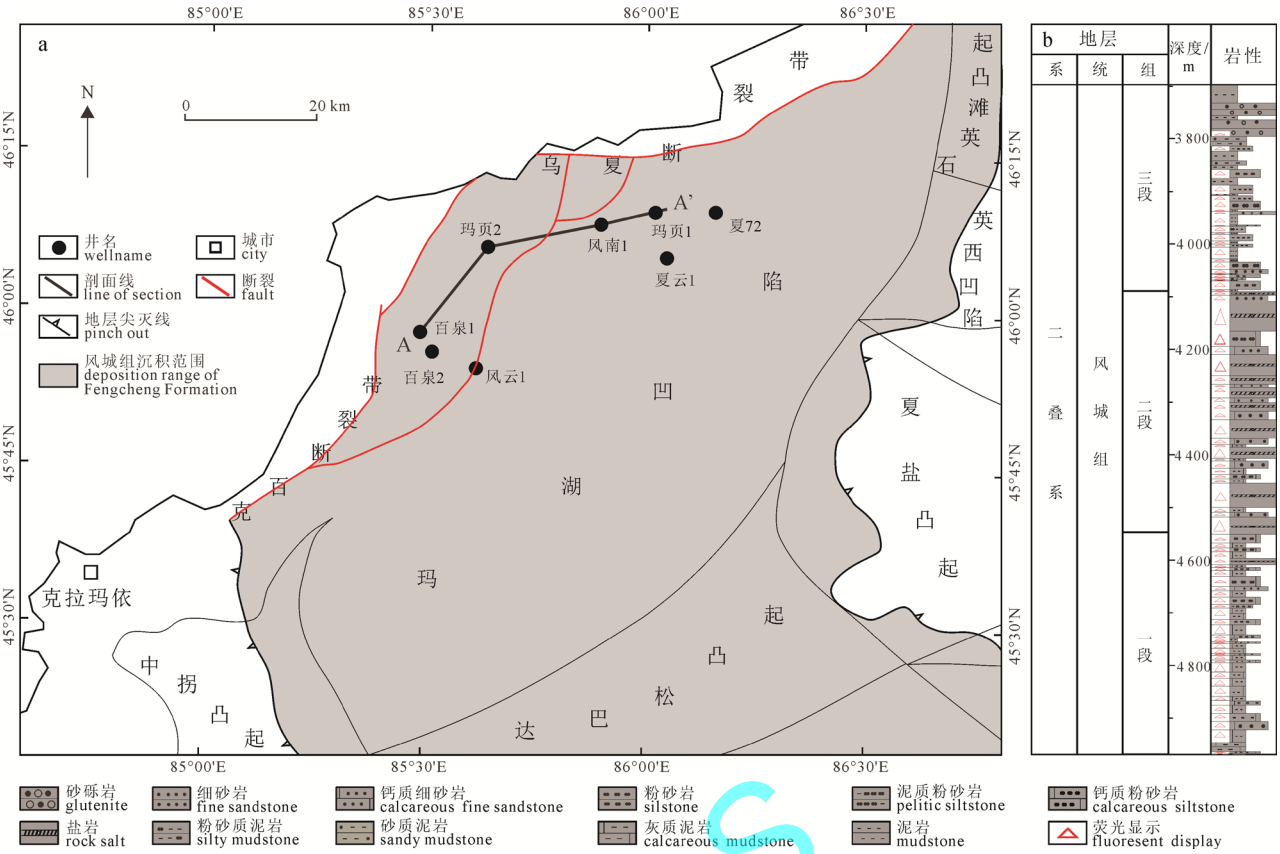
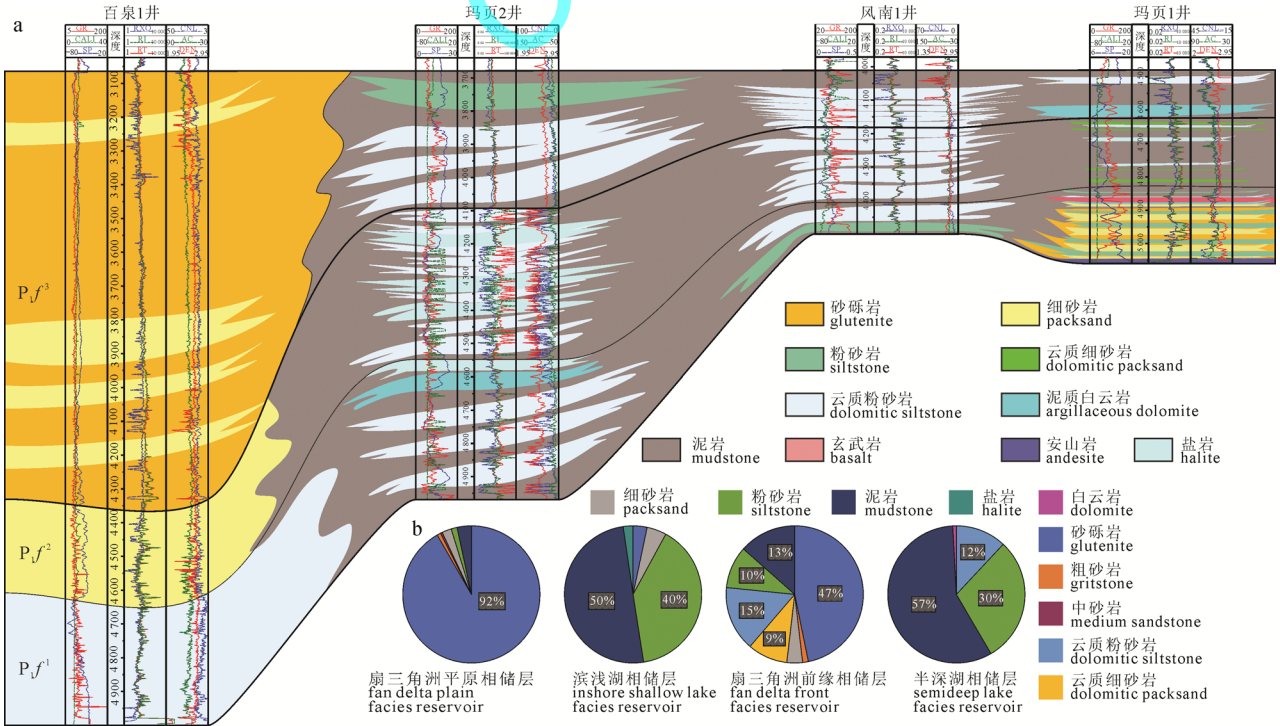


图 1 玛湖凹陷区域构造位置图(a)及玛湖凹陷二叠系风城组地层柱状图(b)
Fig. 1 Structural location map (a) and stratigraphic column (b) of the Mahu Depression area

类型, 岩心段含油面积大, 在玛西地区确定了四口重点井作为典型剖面进行研究。在对 12 口取心井岩心薄片及测井特征观察、分析的基础上, 通过粒度及矿物组分特征对重点井划分岩相并刻画了其分布特征, 其中白云石含量超过 10%统一称为云质岩岩相, 可细分为云质细砂岩岩相、云质粉砂岩



a—岩相剖面图; b—沉积相与岩相展布统计关系。
a—lithofacies profile; b—statistical relationship between sedimentary and lithofacies distributions.
图 2 岩相分布特征(剖面位置见图 1)
Fig. 2 Lithofacies distribution characteristics (the profile position is shown in Fig. 1)

岩相等。

对风城组各段共识别陆源碎屑岩、白云岩与云质岩、富有机质泥页岩、蒸发岩、火山岩 5 大类型,进一步细分为 10 小类,其中风城组一段以火山岩和碎屑岩为主,风二、风三段以云质岩和泥岩为主。从岩相剖面来看(图 2a),受到西部充足物源影响,斜坡区上部主要发育扇三角洲前缘贫泥砾岩;斜坡区前缘发育扇三角洲和辫状河外前缘云质砂岩;靠近湖盆中心区,则主要为高长英质含量的云质粉砂岩及泥页岩。北部同时受到火山沉积的影响,局部发育火山岩相。

通过沉积相与岩相的平面展布关系统计(图 2b),表明从扇三角洲平原到前缘再到滨浅湖、半深湖相,岩相表现为砂砾岩至泥岩有序展布的全粒序特征,中间过渡区以云质岩为主。从垂向和平面上表现出玛湖凹陷风城组岩相差异分布受到斜坡区物源和咸化湖盆联合控制,最终形成了全油气系统的沉积序列样式。

3 储层致密化过程

玛湖凹陷地层自沉积后经历了多期次的不同程度的成岩作用,成岩作用决定深埋藏条件下储层孔隙结构的演化,对储层最终的物性有着直接的控制作用。本次研究针对风二段不同岩相,在对准噶尔盆地玛湖凹陷 12 口取心井风城组二段岩心(长度约为 75 m)进行观察与描述后,完成样

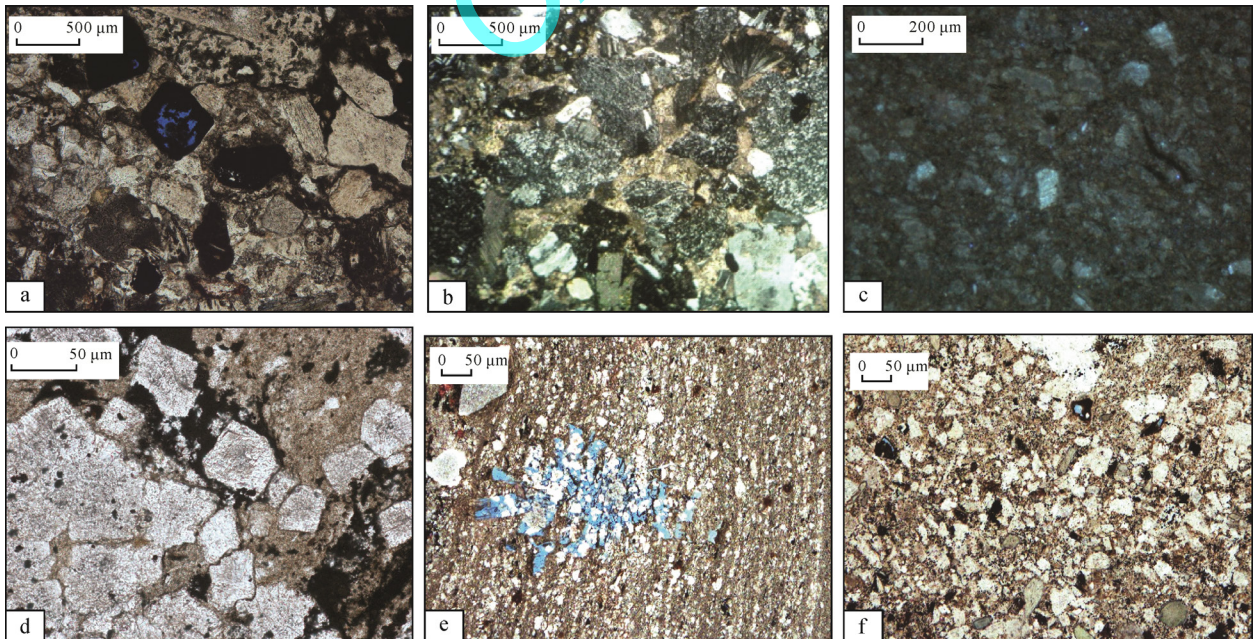
品采集工作($n=31$),样品用于铸体薄片、流体包裹体测试等实验。同时,收集到铸体薄片鉴定资料($n=284$)、34 口取心井的孔渗分析资料、扫描电镜照片($n=1\,046$)、压汞分析($n=206$)、测井曲线、23 口井全岩及黏土矿物 X 射线衍射及阴极发光($n=46$)等资料。

3.1 典型岩相成岩演化序列

镜下观察表明,研究区主要的成岩作用类型为机械压实、白云质胶结和沸石胶结、溶蚀作用等;云质岩储层孔隙度的减小普遍受到压实作用和胶结作用双重影响,其他类型储层(除火山岩外)存在仅受强烈压实作用影响而形成致密储层。根据成岩作用产物的胶结、充填关系,确定了风二段发育的主要岩相成岩演化序列。

(1) 中砂岩相

中砂岩相主要分布于斜坡区风城组二段顶部,主要成岩演化序列是早期绿泥石环边—方解石胶结—溶解作用。随着地层的加厚,岩石在早期就受到强烈的压实作用,由于胶结作用以方解石及绿泥石胶结为主,对压实作用具有一定的抑制作用,普遍表现为中等强度压实。后期溶蚀作用较发育,主要为埋藏成岩期烃源岩中有机质成熟生烃生成的有机酸发挥作用,为第 2 期和第 3 期油气大量充注提供了良好的储集空间,是具有较大的勘探开发潜力甜点区(图 3a、b)。



a—百泉 2, 凝灰质不等粒岩屑中砂岩, 4 295.35 m; b—含砾中砂岩, 百泉 2 井 3 962.35 m; c—玛页 1, 云质细砂岩, 4 745.24 m;
d—玛页 1, 自形白云石, 4 669.9 m; e—风南 5, 泥质粉砂岩, 4 067.94 m; f—风南 5, 泥质粉砂岩, 4 069.11 m。
a—Baiquan 2, tuffaceous unequal-grained medium sandstone, 4 295.35 m; b—gravelly medium sandstone, well Baiquan 2, 3 962.35 m;
c—Maye 1, dolomitic fine sandstone, 4 745.24 m; d—Maye 1, euhedral dolomite, 4 669.9 m; e—Fengnan 5, argillaceous siltstone, 4 067.94 m;
f—Fengnan 5, argillaceous siltstone, 4 069.11 m.

图 3 风二段不同岩相岩石微观特征

Fig. 3 Microscopic characteristics of different lithofacies rocks in Feng 2 Member

(2) 云质细砂岩相

细砂岩相分布于斜坡区风三段顶部及中部, 成岩序列为绿泥石环边—方解石胶结—溶解—铁方解石、白云石交代(图 3c、d)。研究区白云石广泛发育, 风二段储层中大量中性火山物质水解为白云石化作用提供了丰富的 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 等离子, 云质化程度较高, 可见白云石结晶, 一定程度上反映风二段经历了强烈蒸发、水体盐度较高的沉积演化阶段。储层虽然受到强压实和强胶结作用影响, 但白云石重结晶作用形成微米级、亚微米级的晶间孔, 另外白云石对储层具有重要的改造作用, 可以为油气聚集需要的有效空间创造有利条件。

(3) 泥质粉砂岩相

粉砂岩相分布于凹陷区风二段, 含少量细砂; 有一些泥质, 以及绢云母和草莓状的黄铁矿; 此外, 岩石的孔隙中还有碳酸钠钙石和硬石膏晶体, 呈板状、柱状和楔状(图 3e、f)。成岩序列为黏土杂基沉淀—压实—泥质胶结—溶解。粉砂岩相在早成岩阶段由于胶结物含量极低, 通常在 5% 左右, 因此岩石的抗压实能力低, 造成压实作用对储层储集空间压缩程度急剧增强, 甚至在中成岩之前孔隙度就已经低于 10%。溶蚀作用较弱, 烃类充注程度受到了一定的限制。

3.2 成岩演化

本文对孔隙演化的定量研究主要是依据现今的镜下特征、成岩现象与特征, 结合前人及包裹体测温得到的不同成岩期次计算出视压实率、视胶结率、视溶解率定量化参数, 然后对不同时期的成岩事件进行“回剥”, 最终得到各类岩相的物性演化规律。其中原始孔隙度通过颗粒粒度和分选性与砂体原始孔渗性的关系而确定。

由不同岩相岩石孔隙度演化曲线可知(图 4), 各类岩相岩石原始孔隙度在 30% 以上, 但孔隙度在

早成岩阶段就迅速减少, 主要原因是随着地层的加厚, 岩石受到压实作用逐渐致密化, 生烃空间被压缩。烃类的充注发生早成岩 B 期, 共三期烃类充注过程。在中成岩时期地层由于碳酸盐类、盐类等矿物受到有机酸溶蚀作用造成孔隙度增加, 烃类充注也达到了最大值, 之后随着深度的增加, 地层也逐渐致密化, 孔隙度逐渐下降。最终泥质细砂岩和云质细砂岩相岩石孔隙度低于 10%, 孔隙度损失超过 60% 以上。

4 成藏动力分析

油气藏形成不仅需要良好静态地质条件及其在空间上有机配置, 而且需要生烃、运移、聚集等成藏过程有效的发生、并在时间上相互匹配。因此本文在对储层致密化过程分析后, 定量研究了不同成藏时期风城组二段的动力系统演化过程, 以明确油气藏的成藏动态过程及机理。

4.1 生烃增压恢复

风城组普遍发育半深湖-深湖成熟烃源岩, 烃源岩成熟度现今整体为成熟阶段, 具备生烃增压的优良条件。根据前人研究, 研究区共分晚二叠世、早三叠世及早侏罗世三期成藏(田孝茹等, 2019)。依据前人和 PetroMod 基于烃源岩的埋藏史和热史恢复结果, 表明风城组二段在早二叠世就开始了较为快速的沉降, 二叠世中期—后期沉降速度进一步加快, 此时镜质体反射率还未达到生油阈值。进入三叠纪后, 盆地沉降速度变缓, 在三叠纪中—后期研究区受到了抬升, 导致这段时间风城组埋深减小, 在进入侏罗纪早—中期沉降速度进一步加快, 并在晚期趋于平缓, 之后由于盆地抬升, 在侏罗纪末期和进入白垩纪期间, 地层深度有所减小, 之后进入趋于平缓的沉降时期。

通过定量恢复玛湖凹陷风城组二段烃源岩地质历史时期的生烃增压演化过程(图 5), 结果表明在二叠纪之前压力增加为线性, 在二叠纪之后流体压力出现明显偏离, 早三叠后生烃增压增加速率开始快速升高, 反映风城组生烃开始产生超压现象。通过与成藏期毛细管阻力对比分析后, 发现在第一期成藏时期, 超压要小于毛细管压力; 之后早三叠时期的第二期成藏后期, 超压反超毛细管压力; 到早侏罗的第三期成藏时期, 超压要大于毛细管压力。

4.2 浮力定量分析

对于玛湖凹陷风城组二段, 受源储压差的控制, 石油自凹陷横向运移进入储层。在这一过程中, 垂向上的浮力无法成为有效的运移动力。进入储层后, 石油直接抵达储层顶部。此时, 浮力沿储层上倾方

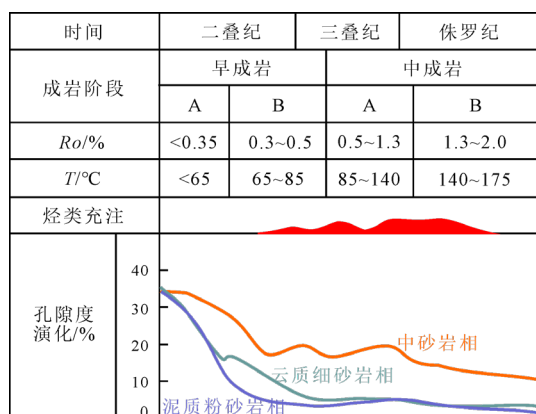
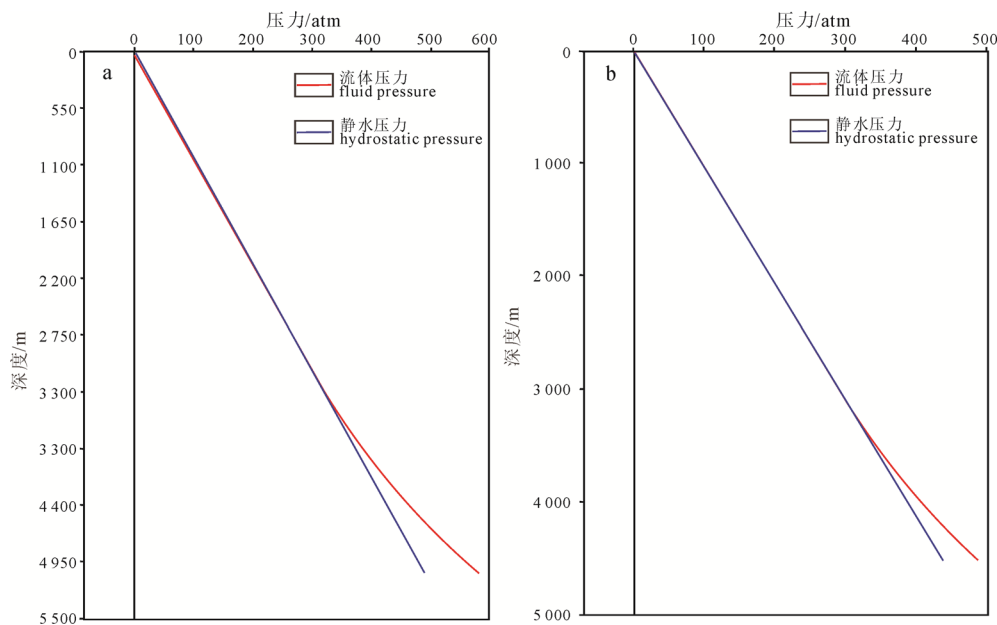


图 4 不同岩相岩石孔隙度演化曲线

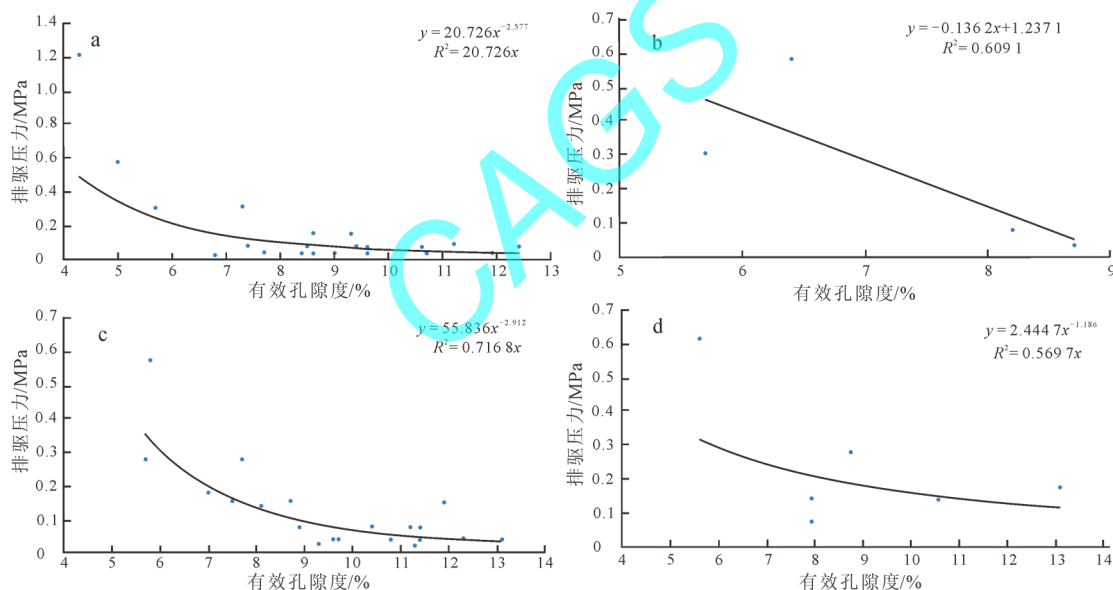
Fig. 4 Porosity evolution curves of rocks with different lithofacies



a—玛页 1 井; b—风南 1 井。
a—well Maye 1; b—well Fengnan 1.

图 5 生烃增压曲线

Fig. 5 Hydrocarbon generation pressurization curve



a—砂砾岩相; b—中砂岩相; c—细砂岩相; d—粉砂岩相。

a—conglomerate; b—medium sandstone; c—fine sandstone; d—siltstone lithofacies.

图 6 平均毛细管半径与排驱压力关系

Fig. 6 Relationship between average capillary radius and displacement pressure

向存在浮力分量 $F_{\text{浮侧向}}$, 有:

$$F_{\text{浮侧向}} = (\rho_w - \rho_o)gZ_{\text{油柱}} \sin \alpha$$

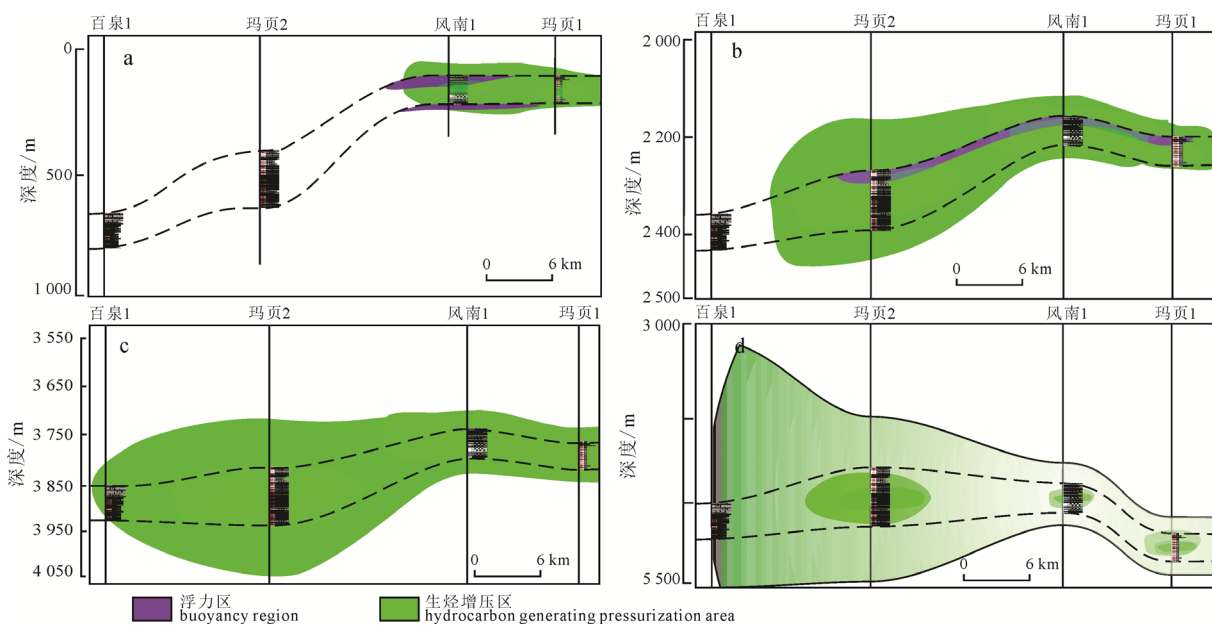
其中, $F_{\text{浮侧向}}$ 为浮力沿地层上倾方向的分量, 地层水密度 ρ_w 取 1.04 g/cm^3 , 原油密度 ρ_o 取 0.84 g/cm^3 。另外根据大量探井开发井资料, 主力油藏高度 $Z_{\text{油柱}}$ 一般小于 30 m 。

由公式可知, 作为玛湖凹陷风二段油气侧向运移动力之一的浮力其主要控制因素主要是油水密度差、连续油柱高度及地层倾角。从晚二叠世至现今,

斜坡区地层倾角具有逐渐减小的趋势。晚二叠世砂砾岩浮力最大, 约 $0 \sim 0.058 \text{ MPa}$, 早三叠世后随着斜坡区倾角的减小, 浮力作为油气运移动力发挥的作用已越来越小。

4.3 毛细管阻力定量分析

地层流体在岩石流动需通过不同的孔喉, 由于孔喉之间的孔隙半径不同, 液珠发生变形, 造成前后弯液面的曲率不同, 因此针对非润湿相流体产生相应的阻力, 即储层中石油流动所遇到的毛细管阻力。在非



a—晚二叠世; b—早三叠世; c—早侏罗世; d—现今。

a—Late Permian; b—Early Triassic; c—Early Jurassic; d—present.

图7 不同时期“全油气系统”成藏动力演化过程

Fig. 7 Dynamic evolution of whole oil and gas system reservoir formation in different periods

均质的地质体中, 直观表现为物性特征参数的不同, 即孔、渗不同, 微观则体现为等效的孔隙半径不同。

$$P = 2\sigma \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right)$$

式中: P 为毛管阻力, Pa; σ 为油水界面张力, mN/m; R_1 、 R_2 为相邻孔隙半径, mm。

通过数学变换来消除润湿差异的影响, 并在汞及油-水条件下分别带入整理, 可得:

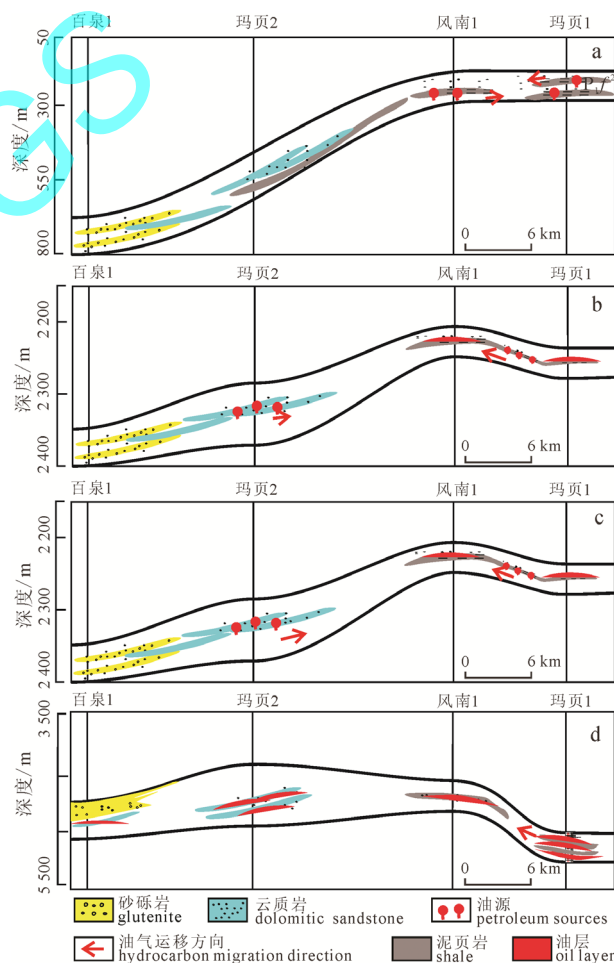
$$P_{cR} = \frac{\sigma_{ow} \times \cos \theta_{ow}}{\sigma_{Hg} \times \cos \theta_{Hg}} P_{cHg} \approx 0.125 P_{cHg}$$

其中, P_{cR} 为地层条件下的毛管阻力, Pa; σ_{ow} 为油水界面张力, 取 46 mN/m; θ_{ow} 为油水的润湿角, 设为 0° ; σ_{Hg} 为汞界面张力, 设为 480 mN/m; θ_{Hg} 为汞润湿角, 设为 140° ; P_{cHg} 为在实验条件下通过压汞法得到的毛管阻力, Pa。

统计实验得到的不同岩相毛细管阻力, 经过换算后得到储层条件下毛细管阻力, 并将排驱压力和平均毛细管半径进行拟合(图 6), 表明砂砾岩和细砂岩两种岩相排驱压力与有效孔隙度具有较好的幂函数关系。风城组储层油藏条件下毛细管阻力为 0.05~2.28 MPa。

通过恢复动力系统的演化过程(图 7), 在晚二叠世时期, 风南 1 的风城组二段的构造高部位均处于浮力成藏区, 在此阶段仅存在少量生烃的情况; 而玛页 1 和风南 1 的风二段同时处于生烃增压区, 在玛页 1、风南 1 中的风二段产生了较薄的油藏地层。

早三叠世开始浮力成藏向超压成藏转化, 早三



a—晚二叠世; b—早三叠世; c—早侏罗世; d—现今。

a—Late Permian; b—Early Triassic; c—Early Jurassic; d—present.

图8 玛湖凹陷风二段全油气系统成藏模式

Fig. 8 Accumulation model of the whole oil and gas system in Feng 2 Member of the Mahu Depression

叠世时期, 玛页 2、风南 1、玛页 1 三口井风城组二段的上部分均处于浮力成藏区, 且在此阶段开始明显生烃; 此时生烃增压区延伸到的玛页 2、风南 1、玛页 1 的风城组全井段内, 所对应的是在玛页 1 和风南 1 井中的风二段产生了较厚的油藏。

早侏罗世时期, 四口井风城组二段均处于生烃增压区; 此时生烃增压区延伸范围较广, 四口井此时开始大量生烃, 具备发育规模油藏的条件。早侏罗世至现今以超压成藏为主。

5 成藏模式

准噶尔盆地玛湖凹陷风城组油气类型较为复杂, 为了更好地反映风二段的油气成藏模式, 考虑到烃源岩和储集层一体共生, 本文从源储组合关系、成藏动力系统及资源类型出发, 建立了地质历史时期主要成藏时期及现今形成的成藏模式:

晚二叠世还未形成全油气系统, 表现为常规油气系统, 即从储层至烃源岩的常规-稳态非典型成藏, 储层内孔隙流体以浮力形式运移, 形成最初的常规油藏, 源内成藏(图 8a); 早三叠世进入全油气系统的演化时期, 从储-源与自生自储常规非稳态非典型成藏, 表现为油气非连续聚集受到阻力和隔夹层影响, 此时油气藏力成藏和超压成藏均存在, 是一种非典型全油气系统, 源内-近源成藏(图 8b); 早侏罗世定型期, 大量生烃, 从自生自储-从源到储非常规稳态典型成藏, 常规-非常规有序聚集, 风城组二段出现了不同规模的页岩油和致密油, 源内—近源—源外成藏(图 8c)。直到现今, 整体埋深大幅的调整表现出玛湖全油气系统非常规油气的高效的疏导聚集效率(图 8d)。

6 结论

1)晚二叠世压实作用起主导作用; 早三叠世以后整体以胶结作用和溶蚀作用为主, 后期碳酸盐矿物溶蚀具有有限的增孔作用, 促使风城组二段局部区域发育甜点, 至早侏罗世开始大部分储层已致密。

2)晚二叠世成藏动力表现为浮力和生烃增压共同发挥作用, 早三叠世逐渐以生烃增压为主要动力, 早三叠世浮力成藏在风城组超致密的储层情况下并不能为成藏提供动力, 此时, 在封闭体系情况下, 超压成为主要的成藏动力。从早二叠至现今, 逐渐形成源内—近源—源外成藏的有序聚集全油气系统。

Acknowledgements:

This study was supported by China National Pe-

troleum Corporation (No. 2021DJ0108), National Natural Science Foundation of China (No. 41902142).

参考文献:

- 卞保力, 刘海磊, 蒋中发, 等, 2023. 玛南斜坡风城组油气成藏条件及主控因素[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 45(4): 72-84.
- 曹剑, 雷德文, 李玉文, 等, 2015. 古老碱湖优质烃源岩: 准噶尔盆地地下二叠统风城组[J]. 石油学报, 36(7): 781-790.
- 单祥, 何文军, 郭华军, 等, 2022. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层储集空间与成岩作用[J]. 海相油气地质, 27(3): 325-336.
- 党文龙, 高岗, 尤新才, 等, 2023. 准噶尔盆地玛湖凹陷大油区不同类型原油分布及成因[J]. 石油勘探与开发, 50(4): 731-741.
- 冯有良, 杨智, 张洪, 等, 2023. 咸化湖盆细粒重力流沉积特征及其页岩油勘探意义——以准噶尔盆地玛湖凹陷风城组为例[J]. 地质学报, 97(3): 839-863.
- 何登发, 吴松涛, 赵龙, 等, 2018. 环玛湖凹陷二叠—三叠系沉积构造背景及其演化[J]. 新疆石油地质, 39(1): 35-47.
- 何文军, 钱永新, 赵毅, 等, 2021. 玛湖凹陷风城组全油气系统勘探启示[J]. 新疆石油地质, 42(6): 641-655.
- 何文军, 吴和源, 杨森, 等, 2023. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油储层岩相划分与类型评价[J]. 西北地质, 56(1): 217-231.
- 贾承造, 2017. 论非常规油气对经典石油天然气地质学理论的突破及意义[J]. 石油勘探与开发, 44(1): 1-11.
- 姜福杰, 郭婧, 庞雄奇, 等, 2023a. 渤海湾盆地南堡凹陷全油气系统 3 类油气资源联合评价[J]. 石油学报, 44(9): 1472-1486.
- 姜福杰, 胡美玲, 胡涛, 等, 2023b. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油富集主控因素与模式[J]. 石油勘探与开发, 50(4): 706-718.
- 鲁新川, 孔玉华, 常娟, 等, 2012. 准噶尔盆地西北缘克百地区二叠系风城组砂砾岩储层特征及主控因素分析[J]. 天然气地球科学, 23(3): 474-481.
- 吕正祥, 廖哲渊, 李岳峰, 等, 2022. 玛湖凹陷二叠系风城组碱湖云质岩储层成岩作用[J]. 岩性油气藏, 34(5): 26-37.
- 毛锐, 申子明, 张浩, 等, 2022. 基于岩性扫描测井的混积岩岩性识别——以玛湖凹陷风城组为例[J]. 新疆石油地质, 43(6): 743-749.
- 钱门辉, 王绪龙, 黎茂稳, 等, 2022. 玛页 1 井风城组页岩含油性与其类赋存状态[J]. 新疆石油地质, 43(6): 693-703.
- 唐勇, 曹剑, 何文军, 等, 2021. 从玛湖大油区发现看全油气系统地质理论发展趋势[J]. 新疆石油地质, 42(1): 1-9.
- 田孝茹, 张元元, 卓勤功, 等, 2019. 准噶尔盆地玛湖凹陷下二叠统风城组致密油充注特征——碱性矿物中的流体包裹体证据[J]. 石油学报, 40(6): 646-659.
- 杨智, 邹才能, 2022. 论常规—非常规油气有序“共生富集”——兼论常规—非常规油气地质学理论技术[J]. 地质学报, 96(5): 1635-1653.
- 余宽宏, 操应长, 邱隆伟, 等, 2016. 准噶尔盆地玛湖凹陷早二

叠世凤城组沉积时期古湖盆卤水演化及碳酸盐矿物形成机理[J]. 天然气地球科学, 27(7): 1248-1263.

宇振昆, 丁金岗, 冯振伟, 等, 2021. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系凤城组碱性成岩作用浅析[J]. 非常规油气, 8(2): 24-32.

张赫, 王小军, 贾承造, 等, 2023. 松辽盆地北部中浅层全油气系统特征与油气成藏聚集模式[J]. 石油勘探与开发, 50(4): 683-694.

张鸾沣, 2015. 准噶尔盆地玛湖凹陷深层烃源岩与油气成藏模式研究[D]. 南京: 南京大学.

邹才能, 陶士振, 白斌, 等, 2015. 论非常规油气与常规油气的区别和联系[J]. 中国石油勘探, 20(1): 1-16.

References:

- BIAN Baoli, LIU Hailei, JIANG Zhongfa, et al., 2023. Accumulation Conditions and Main Controlling Factors of Fengcheng Formation Reservoirs in the South Slope of Mahu Sag[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 45(4): 72-84(in Chinese with English abstract).
- CAO Jian, LEI Dewen, LI Yuwen, et al., 2015. Ancient high-quality alkaline lacustrine source rocks discovered in the Lower Permian Fengcheng Formation, Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 36(7): 781-790(in Chinese with English abstract).
- DANG Wenlong, GAO Gang, YOU Xincan, et al., 2023. Genesis and distribution of oils in Mahu Sag province, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 50(4): 731-741(in Chinese with English abstract).
- FENG Youliang, YANG Zhi, ZHANG Hong, et al., 2023. Fine-grained gravity flow sedimentary features and their petroleum significance within saline lacustrine basins: A case study of the Fengcheng Formation in Mahu depression, Junggar Basin, China[J]. Acta Geologica Sinica, 97(3): 839-863(in Chinese with English abstract).
- GAUTIER D L, DOLTON G L, TAKAHASHI K I, et al., 1996. 1995 National Assessment of United States oil and gas resources: Results, methodology, and supporting data[R]. Reston: US Geological Survey.
- HE Dengfa, WU Songtao, ZHAO Long, et al., 2018. Tectono-Depositional Setting and Its Evolution during Permian to Triassic around Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 39(1): 35-47(in Chinese with English abstract).
- HE Wenjun, QIAN Yongxin, ZHAO Yi, et al., 2021. Exploration Implications of Total Petroleum System in Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 42(6): 641-655(in Chinese with English abstract).
- HE Wenjun, WU Heyuan, YANG Sen, et al., 2023. Lithofacies Division and Type Evaluation of Shale Oil Reservoir in Fengcheng Formation of Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Northwestern Geology, 56(1): 217-231(in Chinese with English abstract).
- JIA Chengzao, 2023. Whole petroleum system and ordered distribution pattern of conventional and unconventional oil and gas reservoirs[J]. Petroleum Science, 20(1): 1-19.
- JIANG Fujie, GUO Jing, PANG Xiongqi, et al., 2023a. Joint evaluation of three types of oil-gas resources in whole petroleum system of Nanpu sag, Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 44(9): 1472-1486(in Chinese with English abstract).
- JIANG Fujie, HU Meiling, HU Tao, et al., 2023b. Controlling factors and models of shale oil enrichment in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 50(4): 706-718(in Chinese with English abstract).
- LU Xinchuan, KONG Yuhua, CHANG Juan, et al., 2012. Characteristics and Main Controlling Factors of Sand-Gravel Stone Reservoir of Permian Fengcheng Formation in Kebai Area, Northwest Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 23(3): 474-481(in Chinese with English abstract).
- LÜ Zhengxiang, LIAO Zheyuan, LI Yuefeng, et al., 2022. Diagenesis of alkaline lacustrine dolomitic reservoirs of Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag[J]. Lithologic Reservoirs, 34(5): 26-37(in Chinese with English abstract).
- MAO Rui, SHEN Ziming, ZHANG Hao, et al., 2022. Lithology Identification for Diamictite Based on Lithology Scan Logging: A Case Study on Fengcheng Formation, Mahu Sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 43(6): 743-749(in Chinese with English abstract).
- MCCOLLOUGH E H, 1934. Structural influence on the accumulation of petroleum in California: Part IV. Relations of petroleum accumulation to structure[C]//WRATHER W E, LAHEE F H. Problems of petroleum geology: 735-760.
- QIAN Menhui, WANG Xulong, LI Maowen, et al., 2022. Oil-Bearing Properties and Hydrocarbon Occurrence States of Fengcheng Formation Shale in Well Maye-1, Mahu Sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 43(6): 693-703(in Chinese with English abstract).
- SCHMOKER J W, 1995. Method for assessing continuous-type (unconventional) hydrocarbon accumulations[C]//GAUTIER D L, DOLTON G L, TAKAHASHI K I, et al. National assessment of United States oil and gas resources—results, methodology, and supporting Data. Tulsa: USGS.
- SHAN Xiang, HE Wenjun, GUO Huajun, et al., 2022. Pore space characteristics and diagenesis of shale oil reservoir of the Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 27(3): 325-336(in Chinese with English abstract).
- TANG Yong, CAO Jian, HE Wenjun, et al., 2021. Development Tendency of Geological Theory of Total Petroleum System: Insights From the Discovery of Mahu Large Oil Province[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 42(1): 1-9(in Chinese with English abstract).

- TIAN Xiaoru, ZHANG Yuanyuan, ZHUO Qingong, et al., 2019. Tight oil charging characteristics of the Lower Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin: evidence from fluid inclusions in alkaline minerals[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 40(6): 646-659(in Chinese with English abstract).
- WHITE I C, 1885. The geology of natural gas[J]. *Science*, 5(125): 521-522.
- YANG Zhi, ZOU Caineng, 2022. Orderly “symbiotic enrichment” of conventional & unconventional oil and gas—discussion on theory and technology of conventional & unconventional petroleum geology[J]. *Acta Geologica Sinica*, 96(5): 1635-1653(in Chinese with English abstract).
- YU Kuanhong, CAO Yingchang, QIU Longwei, et al., 2016. Brine evolution of ancient lake and mechanism of carbonate minerals during the sedimentation of Early Permian Fengcheng Formation in Mahu Depression, Junggar Basin, China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 27(7): 1248-1263(in Chinese with English abstract).
- YU Zhenkun, DING Jingang, FENG Zhenwei, et al., 2021. Analysis on alkaline diagenesis of the Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 8(2): 24-32(in Chinese with English abstract).
- ZHANG He, WANG Xiaojun, JIA Chengzao, et al., 2023. Total petroleum system and hydrocarbon accumulation model in shallow and medium strata in northern Songliao Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 50(4): 683-694(in Chinese with English abstract).
- ZHANG Luanfeng, 2015. Hydrocarbon source rock and accumulation model in the deep-buried strata of the Mahu sag in the Junggar Basin, NW China[D]. Nanjing: Nanjing University(in Chinese with English abstract).
- ZHI Dongming, TANG Yong, HE Wenjun, et al., 2021. Orderly coexistence and accumulation models of conventional and unconventional hydrocarbons in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu sag, Junggar Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 48(1): 43-59.
- ZOU Caineng, TAO Shizhen, BAI Bin, et al., 2015. Differences and Relations between Unconventional and Conventional Oil and Gas[J]. *China Petroleum Exploration*, 20(1): 1-16(in Chinese with English abstract).

CAGS