

塔里木盆地迪北地区阿合组致密气藏富集主控因素研究

杨鹏宇*, 黄俨然

湖南科技大学地球科学与空间信息工程学院, 湖南 湘潭

收稿日期: 2026年3月5日; 录用日期: 2026年6月9日; 发布日期: 2026年6月23日

摘要

为明确迪北斜坡带油气成藏条件及储层孔隙演化规律, 本文对该区域地质背景、储层基本特征及阿合组储层孔隙度演化过程展开系统研究。根据单井分层数据、生烃特征、大地热流值变化和埋藏演化历史开展 petromod-1D 模拟, 并结合实测 Ro 和地温数据进行拟合。根据人工圈绘和计算机图像定量分析技术进行定量统计; 将不同作用的孔率, 按实测孔隙度与对应实测孔率的对应关系, 转化为与增减相对应的孔隙度; 各关键作用发生时的深视窗是根据成岩序列和现象分析关键溶解和胶结作用的发生范围来确定的。研究揭示了迪北斜坡带天然气成藏的优越地质条件及储层孔隙度的动态演化过程, 为区域油气勘探提供理论依据。

关键词

致密砂岩储层, 烃源岩, 生盖层, 孔隙度演化, 成岩作用, 反演回剥法

Study on the Main Controlling Factors of Tight Gas Reservoir Enrichment in the Ahe Formation of Dibe Area, Tarim Basin

Pengyu Yang*, Yanran Huang

School of Earth Sciences and Spatial Information Engineering, Hunan University of Science and Technology, Xiangtan Hunan

Received: March 5, 2026; accepted: June 9, 2026; published: June 23, 2026

Abstract

To clarify the hydrocarbon accumulation conditions and reservoir porosity evolution laws in the

*通讯作者。

Dibei Slope Zone, this study systematically investigates the regional geological background, basic reservoir characteristics, and porosity evolution process of the Ahe Formation reservoir. PetroMod-1D simulation is conducted based on single-well stratigraphic data, hydrocarbon generation characteristics, changes in terrestrial heat flow values, and burial evolution history, which is further fitted with measured vitrinite reflectance (Ro) and geothermal data. Quantitative statistics were conducted using manual delineation combined with computer image quantitative analysis technology; the porosity related to various processes was converted into the corresponding porosity with increase or decrease based on the correlation between measured porosity and the corresponding measured porosity; the depth window for the occurrence of each key process was determined by analyzing the occurrence range of key dissolution and cementation processes according to the diagenetic sequence and phenomena. This study reveals the superior geological conditions for natural gas accumulation and the dynamic evolution process of reservoir porosity in the Dibei Slope Zone, providing a theoretical basis for regional hydrocarbon exploration.

Keywords

Tight Sandstone Reservoir, Source Rock, Source-Caprock, Porosity Evolution, Diagenesis, Inversion Back-Stripping Method

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

塔里木盆地库车坳陷是中国西部重要油气富集区, 致密砂岩气勘探成果显著, 刘洛夫等研究显示其已探明天然气地质储量超万亿立方米, 潜力巨大。具备极大勘探潜力。位于该坳陷北部的迪北斜坡带, 其构造发育受依奇克里克断裂与迪北断裂的共同调控, 构造背景独特, 成藏条件良好, 是区域重点勘探靶区[1]。

致密砂岩气作为非常规天然气的关键组成部分, 对缓解能源供需失衡问题具有重要价值。相关研究《致密砂岩气藏与页岩气藏展布模式》显示, 全球致密砂岩气资源总量约为 $210 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 其中剩余技术可采资源量达到 $81 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 左右; 美国、中国、加拿大在该领域占据重要地位, 中国 2023 年致密砂岩气产量占全国天然气总产量 28% 以上, 塔里木等盆地为主要产区[2]。不过, 迪北斜坡带因位于构造活动强烈的盆山结合部, 储层演化复杂, 给勘探带来挑战。前人对迪北斜坡带的研究涉及多领域: 李本亮等分析区域逆冲断裂系统, 指出叠瓦状推覆构造利于油气聚集[3]; 王华超等明确阿合组为低孔低渗致密砂岩储层[4]。但当前对该区域“构造-烃源-储层-成岩”多要素耦合控藏机制认识不足, 如阿合组储层致密化主控因素、烃源岩与储层供烃关系、成岩作用与构造应力对储层渗透性的协同影响等问题尚未厘清[5], 制约了成藏规律认知与勘探开发效率。

鉴于此, 本文以迪北斜坡带阿合组致密砂岩储层为研究对象, 整合多学科资料, 运用多种实验技术与方法, 系统研究区域地质背景、储层特征、成岩演化及孔隙度演化, 旨在明确天然气成藏主控因素, 为该区域及具有相似地质条件的地区在致密气藏勘探开发领域, 提供理论依据与技术支持。

2. 地质背景

迪北斜坡带地处塔里木盆地库车坳陷的北部区域, 是油气勘探前景颇为重要的一片区域。图 1 其构造格局主要受控于南部的依奇克里克断裂和北部的迪北断裂, 这两条大型断裂将斜坡带分隔成多个次级构造单元[6]。在强烈的构造挤压背景下, 斜坡带内部发育了多条近东西走向的次级逆断层。需特别关注

的是,斜坡带西段因承受更为突出的近南北向强挤压应力,发育出一系列呈近南北走向的逆冲走滑断裂,这一现象直观体现了区域应力场在该局部区域的变化特征[7]。从整体构造特征来看,迪北斜坡带呈现出统一的、向南倾斜的斜坡构造背景。在这种构造应力体制下,斜坡带内发育了一系列逆冲断裂,其走向与主导性的依南断裂方向一致,上述作用相互叠加,共同造就了具有典型特征的叠瓦状逆冲推覆构造[8]。这种推覆构造在地表露头上有清晰的体现,表现为一系列主要呈东西走向的线性背斜构造。实钻资料(如迪北5井)显示,该区域地层倾角相对平缓,一般在 10° 至 20° 之间,该情况为油气在圈闭中的汇聚与留存创造了良好的基础条件,助力油气资源的稳定赋存[9]。

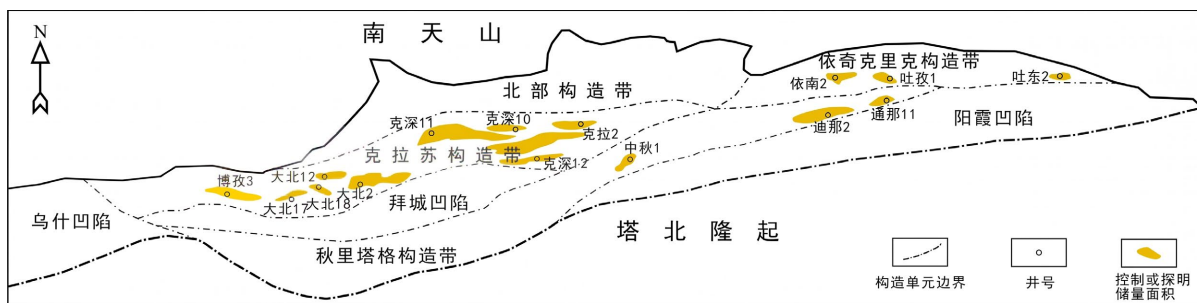


Figure 1. Structural units and hydrocarbon distribution in the Kuqa depression

图 1. 库车坳陷构造单元及油气分布

3. 地层发育特征

地层发育方面,迪北斜坡带除上白垩统普遍缺失外,中生代以来,该区域地层序列呈现出较为齐全的发育特征,按自下而上的顺序,先后沉积形成了三叠系(T)、侏罗系(J)、下白垩统(K1)、古近系(E)、新近系(N)与第四系(Q) [10]。这种连续的地层沉积记录了该地区漫长的地质演化历史,也为多套生储盖组合的形成奠定了基础。与此同时,侏罗系自身发育的煤系烃源岩(尤其是阳霞组、克孜勒努尔组与塔里奇克组)亦发挥了显著作用[11],其生成的煤型气进一步扩大了气藏的资源规模。这种“下生上储、自生自储”的多源供烃模式极大地丰富了迪北斜坡带的天然气资源。除烃源供给这一关键因素外,优良的保存条件对于天然气实现富集成藏同样具有至关重要的作用。值得指出的是,侏罗系内部广泛发育的煤层和致密的暗色泥岩不仅自身可作为烃源岩,它们还具有极强的封盖能力。这些岩层具有较高的突破压力(实验数据常显示大于 $10\sim 15$ MPa)和较低的渗透率,能够对下伏阿合组砂岩储层中的天然气起到有效封盖作用,避免天然气向上逸散,进而形成具备实际效用的储盖组合。例如,迪北地区已发现的多个气藏上方均存在稳定的侏罗系泥岩或煤层盖层,如迪北2气藏上覆的克孜勒努尔组泥岩就是关键的区域性盖层之一。这种“生储盖”的紧密配置,结合有利的构造背景(南倾斜坡、背斜圈闭),共同构成了迪北斜坡带天然气成藏的优越地质条件。

迪北-吐格尔明地区辫状河三角洲平原和前缘亚相,致密砂岩较发育,大面积分布,储层厚度 $280\sim 350$ m,其砂地比在 80% 以上,孔隙度分布区间为 $3\%\sim 12\%$,渗透率的分布范围则为 $0.1\sim 10$ mD,渗透率变异系数 930% ,非均质性严重,储层类型以II~III型为主,属致密储层,但物性整体要好于阳霞组,主要是由于岩性上的差异。

4. 烃源岩演化特征

丰富的烃源岩为迪北斜坡带油气成藏提供了核心物质基础。在研究区域内,已识别出五套关键烃源岩层系,图2中上三叠统黄山街组(T_{3h})发育湖相泥岩,该套泥岩的有机质丰度处于较高水平;上三叠统塔

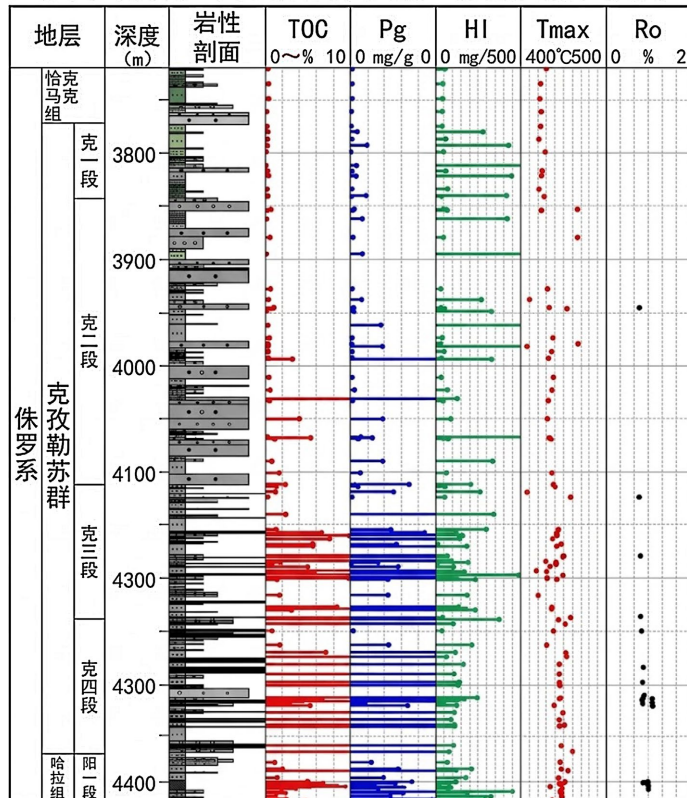
侏罗系储盖组合示意图

| 系 | 组 | 厚度 | 岩性剖面 | 油气产状 | 生油层 | 储层 | 盖层 |
|-----|------|-----|------|------|-----|----|----|
| 侏罗系 | J3q | 240 | — | | | | — |
| | J2q | 170 | — | | — | | — |
| | | | — | ★ | | — | |
| | | | — | | — | | — |
| | J2kz | 650 | — | | | | — |
| | J1y | 350 | — | ★ | | — | — |
| | J1a | 270 | — | ★ | | — | — |
| T | T3t | | — | | | | |

Figure 2. Schematic diagram of Jurassic reservoir-caprock assemblages
图 2. 侏罗系储盖层组合示意图

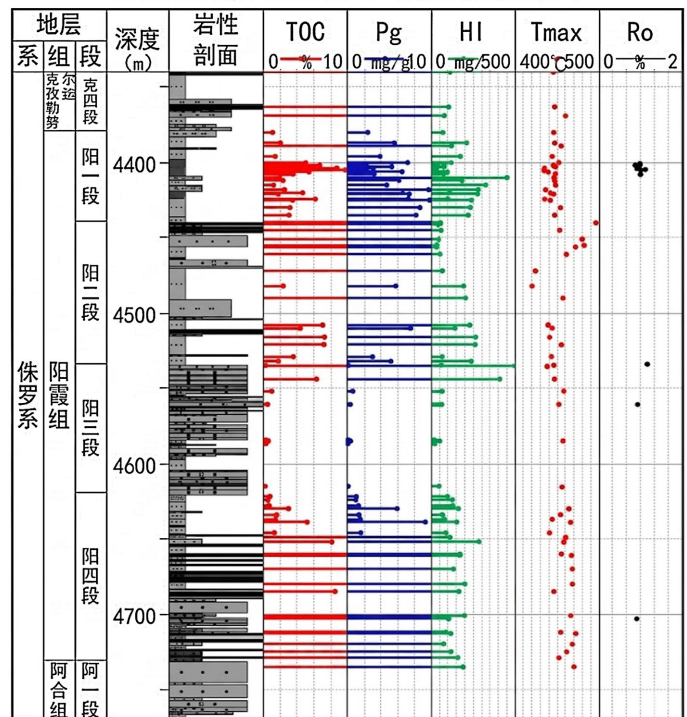
里奇克组(T_{3t})则以煤系地层为主要构成, 蕴含丰富的煤与碳质泥岩, 且在北部构造带区域, 该组发育了厚度较大的规模性储层, 这些储层还被夹于煤层及暗色泥岩这类优质烃源岩之间[12]。中下侏罗统阳霞组(J_{1y}): 岩性以煤系地层与暗色泥岩为主要构成; 中下侏罗统克孜勒努尔组(J_{1-2k}): 同样以煤系地层和湖沼相暗色泥岩为特征。中下侏罗统恰克马克组(J_{1-2q}): 岩性以湖相泥岩为主要沉积类型, 该套地层也是研究区内重要的烃源岩之一。地球化学分析表明(例如迪北 101 井样品), 这些烃源岩有机碳含量(TOC)普遍较高, 在部分层段中, 其 TOC 值能够达到 2%~5%的区间范围, 而干酪根类型则以 II~III 型和 III 型为主要构成类型, 具备良好的生气和生油潜力[13]。下侏罗统阿合组(J_{1a})是当前迪北斜坡带已明确的主力产气层段。该组地层厚度稳定, 约为 250~300 米, 其独特的地理位置使其成为油气富集的关键层位: 该组恰好被夹于阳霞组(J_{1a})与塔里奇克组(T_{3t})这两套优质烃源岩层之间, 相比其他层段具备更为突出的成藏优势。阿合组本身以河流 - 三角洲相砂岩为主, 孔隙度和渗透率相对较好, 构成良好的储层。钻探结果证实, 该层以产天然气为主, 伴生少量轻质油, 例如迪北 201 井在该层位测试获得了日产数十万立方米的高产工业气流。在油气来源方面, 结合油 - 源对比、生物标志化合物及碳同位素等地球化学证据分析可知: 下伏上三叠统黄山街组(T_{3h})湖相烃源岩是主力气源[14]。该套烃源岩生成的天然气, 借助断裂或不整合面等运移通道向上运移, 最终充注到阿合组储层当中。在迪北地区乃至整个库车坳陷, 主要发育有上三叠统塔里奇克组(T_{3t})、黄山街组(T_{3h})湖相烃源岩, 以及中下侏罗统克孜勒努尔组(J_{2kz})、阳霞组(J_{1y})煤系烃源岩, 这些烃源岩具备厚度较大、分布范围宽泛、有机质丰度高、成熟度较高且生烃强度大等特征[15]。迪北地区的主要产层为侏罗系阿合组(J_{1a}), 该产层以产气为主要特征, 通过油气源对比结果可见, 其油气主要源自三叠系烃源岩。依南 2 井烃源岩评价表明(图 3), 三叠和侏罗系优质烃源层厚度大致在 120 m 和

依南2井侏罗系克孜勒苏尔群烃源岩参数柱状图



(a)

依南2井侏罗系阳霞组烃源岩参数柱状图



(b)

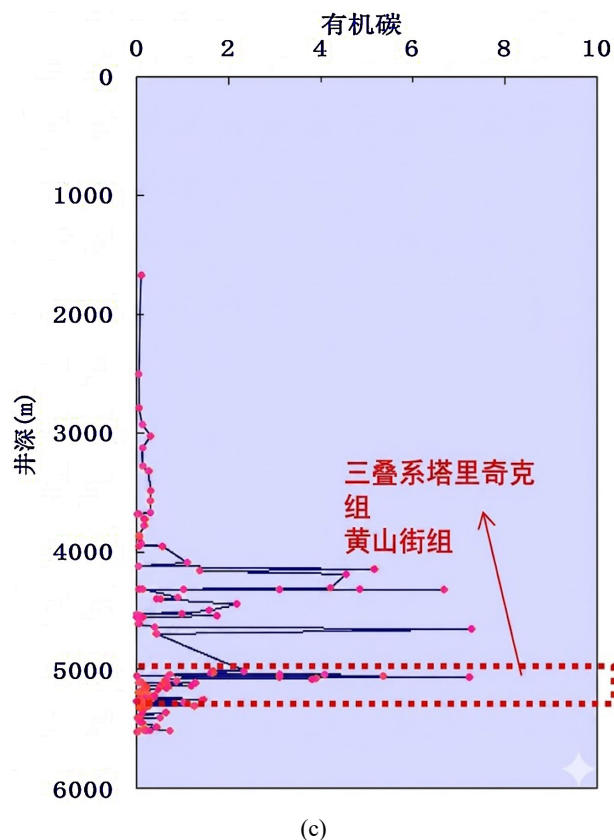


Figure 3. Vertical distribution of source rock parameters in Well Yinan 2, Dibe area. (a) Histogram of source rock parameters of the Kezilenur Formation (Jurassic), Well Yinan 2; (b) Histogram of source rock parameters of the Yangxia Formation (Jurassic), Well Yinan 2; (c) Vertical TOC distribution of Triassic source rocks, Well Yinan 2

图 3. 迪北地区依南 2 井主要的烃源岩层位烃源岩参数柱状图。(a) 依南 2 井侏罗系克孜勒努尔组烃源岩参数柱状图; (b) 依南 2 井侏罗系阳霞组烃源岩参数柱状图; (c) 依南 2 井三叠系烃源岩有机碳含量(TOC)垂向分布特征

400 m 左右。

在构造活动、基底热流、烃源岩类型等相似的地质背景下, 烃源岩主要受沉积速率、增温速率和埋藏演化的影响, 在此根据单井分层数据、生烃特征、大地热流值变化和埋藏演化历史开展 petromod-1D 模拟, 并结合实测 R_o 和地温数据进行拟合。迪北 5 井钻井相对复杂, 底部仅至 J_1a 且有一水平井段, 在此将其合理推测至 T_3h , 依据迪北 5 烃源岩热演化与成熟度模拟图(图 4)可知, 镜质体反射率(R_o)作为衡量烃源岩成熟度的关键指标, 通过其可清晰识别出迪北地区的主要烃源岩层位, 具体包括侏罗系克孜勒努尔组(J_2kz)、阳霞组(J_1y)以及三叠系塔里奇克组(T_3t)、黄山街组(T_3h) [16]。另外, 参考前人针对天然气碳同位素特征的分析成果, 可判断迪北天高压天然气藏属于典型的煤型气, 且其天然气处于成熟—过成熟阶段。

5. 储集层孔隙度演化机制及定量研究

为达成储层孔隙演化过程的精准重建目标, 可运用“反演回剥”方法, 该方法的核心是将铸体薄片所呈现的现今孔隙特征作为基础数据, 通过对现有孔隙信息的反向推导, 追溯孔隙演化的历史过程, 为明确孔隙发育规律提供支撑, 以关键成岩事件与构造事件的发生序列为约束条件, 从时间维度上的最晚期地质事件着手逆向回剥, 逐步恢复每一期事件发生前储层的原始孔隙状态[17]。

具体操作流程如下: 第一步, 以现今储层的铸体薄片样本为依托, 将人工绘图技术与计算机图像分析技术相结合, 针对不同时期成岩作用(压实作用除外)所带来的储集层面孔率, 开展定量测算工作;

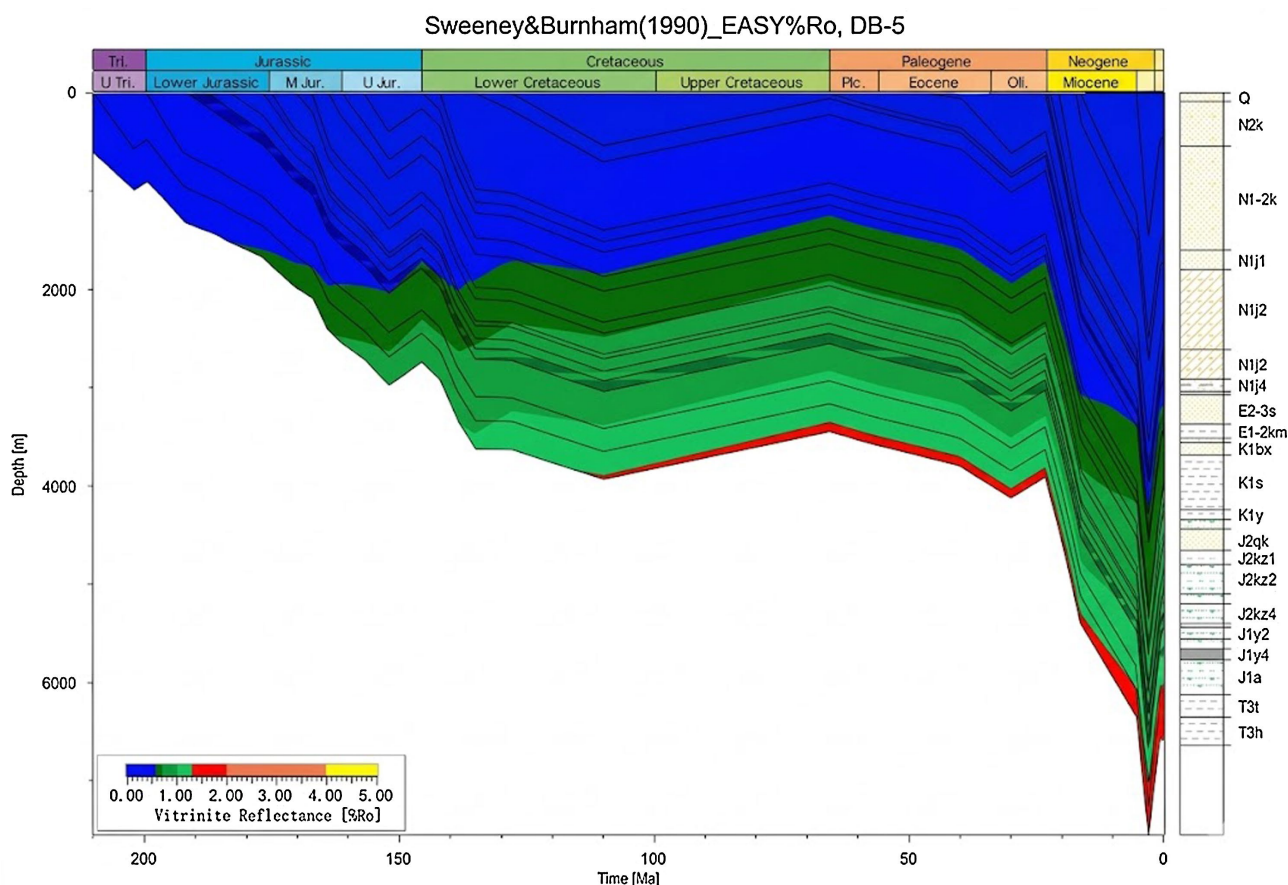


Figure 4. Thermal evolution and maturity modeling of source rocks in Well Dibe 5

图 4. 迪北 5 烃源岩热演化与成熟度模拟图

第二步, 根据已构建的面孔率与孔隙度之间的函数对应关系, 把从铸体薄片测量得到的面孔率数值, 进一步转化为对应的储层孔隙度数据, 为后续孔隙演化分析提供量化依据; 最后以成岩作用的演化序列作为时间框架约束, 反向推演并恢复出各关键成岩作用开始及结束节点时, 通过反演回剥方法得到的储层孔隙度参数。依据关键地质事件的相对或绝对地质年代, 在通过盆地模拟构建的埋藏—热演化史图表上进行精准定位投影, 由此获取每一期事件发生时对应的古温度、古压力与古埋深数据。基于这些古地温压条件, 进一步推导出该环境下经反演回剥计算的储层物性参数。随后, 依托正常压实图版, 针对已得到的反演回剥结果进行机械压实作用校正, 通过科学的校正流程修正数据偏差, 进而最终实现对储层实际孔隙度演化过程的定量恢复, 确保孔隙演化分析结果的准确性与可靠性[18]。

成岩作用对孔隙度演化具有核心控制作用, 是决定储层孔隙结构动态变化的关键过程, 而沉积结构和流体—岩石相互作用则对其演化路径与最终孔隙面貌施加不同性质与强度的影响。库车坳陷北部储层在成岩演化过程中, 一方面受到强烈压实作用与晚期碳酸盐胶结作用的双重影响, 一方面, 原始粒间孔隙的损失程度表现得尤为突出, 其损失比例在多数区域普遍超过 50%, 对储层初始储集空间造成了显著削弱; 另一方面, 长石颗粒与早期形成的碳酸盐胶结物广泛发生溶蚀作用, 这一过程能够有效增加储层的次生孔隙, 构成了对储层物性提升具有积极意义的建设性成岩作用, 在一定程度上弥补了原始孔隙的损失, 不仅形成了大量次生溶蚀孔隙, 且这类孔隙的面孔率可达到 5%~8%, 有效提升了储层的渗流能力[19]。对于孔隙度演化的定量表征, 当前研究前沿的计算公式为:

$$\phi_p = 20.91 + (22.9/S_d) \quad (1)$$

式中, ϕ_p 为原始孔隙度(%); S_d 为 Trask 分选系数。

为建立面孔率与孔隙度之间的定量关联, 研究过程中以铸体薄片作为核心分析载体: 第一步, 借助偏光显微镜观察与计算机图像分析技术的结合, 对薄片中的面孔率开展精确统计[20]; 第二步, 结合储层样品实际的分析测试数据, 将统计获取的面孔率与对应孔隙度数值进行拟合计算, 图 5 最终构建出二者间的函数关系表达式, 具体内容如下:

$$y = 0.56363x^{0.78289} \quad R^2 = 0.72341 \quad (2)$$

其中 y 为孔隙度, x 为面孔率, R 为相关系数。

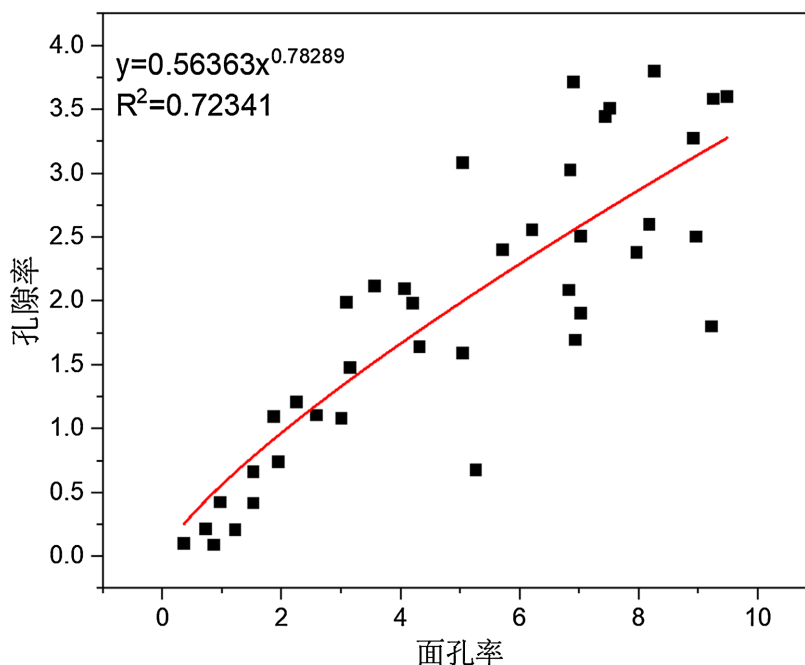


Figure 5. Fitting relationship between measured porosity and plane porosity in the Dibe area
图 5. 迪北地区实测孔隙度与面孔率的拟合关系

首先参照公式(2)所建立的面孔率与显孔隙度函数关系, 将各类成岩作用对储集层面孔率的影响量对应转化为孔隙度数据: 其中, 碳酸盐胶结物溶解使面孔率增加 1.09%, 对应转化为孔隙度 1.47%; 石英加大导致面孔率损失 3.77%, 转化为孔隙度损失 4.33%; 长石与岩屑溶解带来 2.87%的面孔率增加, 对应孔隙度提升 3.52%; 早期碳酸盐胶结造成 4.96%的面孔率损失, 转化为孔隙度损失 4.79%; 早期硬石膏胶结使面孔率损失 1.59%, 对应孔隙度损失 2.01%。晚期碳酸盐胶结造成 2.69%的面孔率损失, 转化为孔隙度损失 2.59%; 晚期硬石膏胶结使面孔率损失 0.86%, 对应孔隙度损失 1.09%。此外, 黄铁矿含量极低, 且主要以交代碳酸盐的形式存在, 对储集层物性的影响极小, 因此在后续计算过程中可将其忽略不计。另外, 构造挤压作用促使面孔率增加 0.24%, 对应孔隙度提升 0.5%。

以正常压实趋势外推得到的原始孔隙度 44.48%和现今实测孔隙度 6.64%为约束, 扣除石英加大、胶结、溶蚀及构造裂缝等非机械成岩作用贡献后, 可计算得到储集层总机械压实损失为 28.52%。依据正常压实曲线, 将机械压实损失按各埋藏阶段比例进行分配。综上可计算各成岩作用启动时的反演回剥孔隙度(图 6): 机械压实校正后, 储集层实际孔隙度演化过程为: 163 Ma (古埋深 1300 m)时, 储集层孔隙度为

32.58%, 由原始孔隙度 44.48%扣除机械压实损失 11.90%得到; 125 Ma (古埋深 2400 m)时, 储集层孔隙度为 24.79%, 由 32.58%扣除石英加大损失 4.33%和机械压实损失 6.98%, 再加上长石与岩屑溶蚀增加 3.52%得到; 38 Ma (古埋深 3500 m)时, 储集层孔隙度为 13.13%, 由 24.79%扣除前一期碳酸盐胶结损失 4.79%、前一期硬石膏胶结损失 2.01%及机械压实损失 4.86%得到; 15 Ma (古埋深 4700 m)时, 储集层孔隙度降至 7.43%, 由 13.13%扣除后一期碳酸盐胶结损失 2.59%、后一期硬石膏胶结损失 1.09%和机械压实损失 3.49%, 再加上碳酸盐胶结物溶解增加 1.47%得到; 现今储集层实测孔隙度为 6.64%, 由 7.43%扣除机械压实损失 1.29%, 再计入构造裂缝增孔 0.50%形成(表 1)。

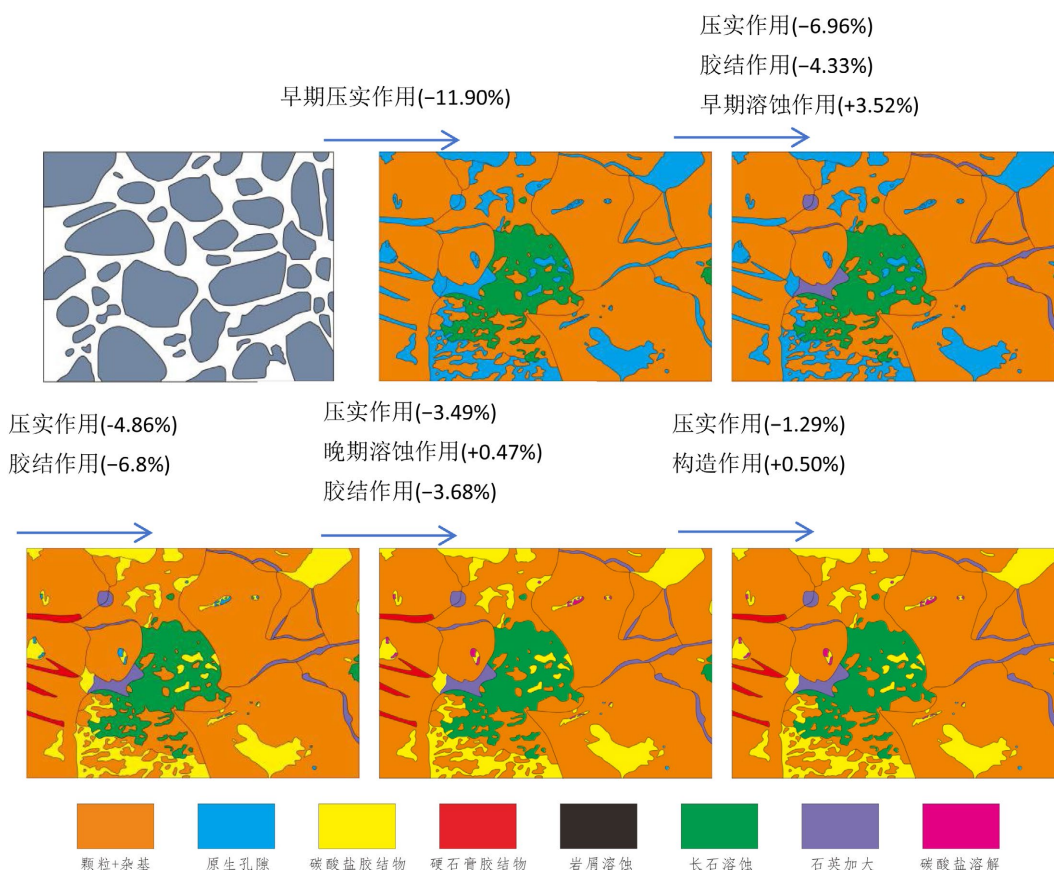


Figure 6. Characteristics of plane porosity of primary pores, dissolution pores, and cements during key diagenetic stages
图 6. 关键成岩作用时期原生孔隙、溶蚀孔隙及胶结物面孔率特征

Table 1. Quantitative reconstruction results of porosity evolution of rock samples at 5838 m in Well Dibe 5
表 1. 迪北 5 井 5838m 岩石样品孔隙度演化定量恢复结果

| 关键成岩作用阶段 | 时间/Ma | 古埋深/m | 机械压实校正孔隙度/% | 实际孔隙度/% |
|----------------|-------|-------|-------------|---------|
| 早期压实作用 | 196 | 0 | 0 | 44.48 |
| 早期方解石、石英次生加大始 | 163 | 1300 | 11.90 | 32.58 |
| 长石溶蚀始 | 125 | 2400 | 6.98 | 24.79 |
| 晚期方解石、铁方解石等胶结始 | 38 | 3500 | 4.86 | 13.13 |
| 晚期方解石、铁方解石等溶蚀始 | 13 | 4700 | 3.49 | 7.43 |
| 裂缝增孔 | 0 | 5838 | 1.29 | 6.64 |

迪北地区阿合组致密气藏的形成首先受控于充足且持续的气源供给条件。结合前文对烃源岩类型、生烃潜力、热演化史、生烃转化率及生气强度的分析结果可知,迪北地区发育三叠系湖相烃源岩和侏罗系煤系烃源岩两大类主力烃源岩层系,二者共同构成了研究区多套叠置的供烃体系。其中,三叠系烃源岩成熟度较高,生气启动时间较早;侏罗系煤系烃源岩分布范围广、累计厚度大,尤其在新生代晚期进入大规模生气阶段,对阿合组天然气的大规模充注具有重要意义。

与常规储层不同,阿合组属于典型的深层致密砂岩储层,储层在晚期天然气大规模充注之前已基本完成致密化演化,表现出明显的“先致密、后成藏”特征。由于早期储层孔渗条件较差,油气运移阻力大,且圈闭、盖层及压力体系尚未达到最有利配置状态,因此早期生成的油气难以形成大规模有效聚集。而在新生代晚期,尤其是侏罗系煤系烃源岩进入持续生气高峰之后,阿合组储层、盖层及异常压力体系已趋于成熟,天然气能够在更有利的地质背景下向储层高效充注并实现规模聚集。由此可见,晚期持续供烃不仅决定了天然气供给规模,而且决定了气源条件与成藏条件之间能否形成有效匹配关系。

从成藏时序来看,迪北地区阿合组天然气富集并非简单表现为生烃与聚集同步进行,而是具有明显的晚期集中供气、晚期高效充注特征。前文研究表明,研究区第二期天然气充注与侏罗系煤系烃源岩晚期生气高峰具有较好的对应关系,说明晚期持续供烃是控制迪北地区阿合组天然气富集规模的首要因素。也就是说,若缺少晚期持续生气这一物质来源,即使储层、圈闭和保存条件较为有利,也难以形成现今规模的致密气藏。

在阿合组低孔低渗的致密储层背景下,仅具备充足的气源条件仍不足以形成高丰度、高产能气藏,储层自身是否具备有效的储集与渗流能力同样至关重要。综合前文储层特征、裂缝发育规律及测试产能分析结果可知,迪北地区阿合组储层中普遍发育构造成因微裂缝,尤其在构造挤压较强和断裂活动明显的部位,裂缝发育程度较高。微裂缝的发育有效改善了阿合组致密储层原本较差的连通性,是形成优质储层和高产气层段的重要条件。

从储集机理来看,阿合组有效储集空间主要由次生孔隙和微裂缝共同构成。次生溶孔为天然气提供了基本储集空间,但若缺乏裂缝沟通,许多孔隙将处于相对孤立状态,难以形成高效渗流网络。微裂缝的发育恰恰弥补了这一不足。一方面,裂缝可有效沟通分散的次生孔隙和微孔隙,构建“孔隙—裂缝”复合储集体系;另一方面,裂缝自身也是天然气晚期运移和充注的重要通道,有利于深部天然气沿优势通道快速进入相对优质的储层段。因此,微裂缝不仅对储层渗透能力改善具有重要作用,而且直接关系到天然气充注效率和最终富集程度。

从产能响应来看,裂缝发育程度与测试产量之间通常具有较好的对应关系。裂缝密度较高、开度较大且连通性较好的井段,往往表现为较高的日产气量;而裂缝不发育或裂缝连通性较差的井段,则普遍表现为产能偏低。这说明在迪北地区,微裂缝并非储层中的附属现象,而是控制甜点区形成和单井高产的重要地质因素。因此,在阿合组致密气勘探与开发过程中,裂缝发育带应作为优质储层预测和井位部署的重点关注对象。

6. 结论

1) 迪北斜坡带受依奇克里克断裂与迪北断裂控制,形成南倾斜坡背景下的叠瓦状逆冲推覆构造,“生储盖”配置优越。迪北-吐格尔明地区阿合组以辫状河三角洲相致密砂岩为主,属 II~III 型致密储层,物性优于阳霞组,岩性差异是主控因素。

2) 机械压实是致密化首要因素,早期浅埋藏机械压实与晚期深埋藏构造挤压导致颗粒呈线接触-凹凸接触,原生孔隙大量损失;碳酸盐(方解石为主)与硅质(I 级石英次生加大)胶结进一步降低孔隙度,累计造成 10.48% 的孔隙损失;长石与岩屑溶蚀形成粒内溶孔及铸模孔,构造裂缝有效连通溶蚀孔隙,两者

共增孔隙度 4.02%，显著改善渗透性。

3) 迪北斜坡带阿合组致密气藏富集是“构造圈闭-优质烃源-有效储层-成岩改造”多要素协同作用的结果：溶蚀与裂缝改善渗透性，有效封盖防止油气散失。研究明确了孔隙度演化定量模型与成藏主控因素，为区域致密气藏有利区预测及勘探开发提供了重要理论依据。

参考文献

- [1] 张荣虎, 金武弟, 曾庆鲁, 等. 塔里木盆地库车坳陷万米领域天然气成藏关键条件分析与接替领域优选[J]. 中国石油勘探, 2025, 30(3): 51-64.
- [2] 戴金星, 董大忠, 倪云燕, 等. 致密砂岩气藏与页岩气藏展布模式[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(4): 667-678.
- [3] 李本亮, 管树巍, 陈竹新, 等. 楔形构造在山前冲断构造位移量消减中的作用——以准噶尔盆地南缘为例[J]. 地质学报, 2012, 86(6): 890-897.
- [4] 王华超, 韩登林, 欧阳传湘, 等. 库车坳陷北部阿合组致密砂岩储层特征及主控因素[J]. 岩性油气藏, 2019, 31(2): 115-123.
- [5] 秦勇, 梁建设, 申建, 等. 沁水盆地南部致密砂岩和页岩的气测显示与气藏类型[J]. 煤炭学报, 2014, 39(8): 1559-1565.
- [6] 王珂, 肖安成, 曹婷, 等. 塔里木盆地库车坳陷北部构造带地质结构与油气勘探领域[J]. 地质学报, 2022, 96(2): 368-386.
- [7] 赵光杰, 李贤庆, 刘满仓, 等. 库车坳陷北部构造带断裂活动及油气成藏意义[J]. 矿业科学学报, 2022, 7(1): 34-44.
- [8] 孙晶, 许安明, 杨克基, 等. 库车坳陷山前冲断楔中秋——迪北构造变换带形成机制——来自砂箱构造模拟实验的启示[J/OL]. 地球学报, 2025(6): 1107-1118. <https://link.cnki.net/urlid/11.3474.P.20251105.1616.010>, 2026-06-08.
- [9] 王清华, 张荣虎, 杨宪彰, 等. 库车坳陷东部迪北地区侏罗系阿合组致密砂岩气勘探重大突破及地质意义[J]. 石油学报, 2022, 43(8): 1049-1064.
- [10] 许兴斌, 王昌勇, 刘满仓, 等. 塔里木盆地库车坳陷东部上三叠统——中侏罗统物源特征及其地质意义[J]. 地球科学与环境学报, 2020, 42(2): 172-187.
- [11] 王祥, 张慧芳, 张文, 等. 塔里木盆地库车坳陷东部煤系泥岩地球化学特征: 对生烃母质和沉积环境的指示意义[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(10): 1876-1885.
- [12] 王清华, 杨海军, 杨威. 库车坳陷超深层碎屑岩油气地质研究新进展和下步勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(1): 70-83.
- [13] 李谨, 王超, 李剑, 等. 库车坳陷北部迪北段致密油气来源与勘探方向[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(4): 485-497.
- [14] 承秋泉, 范明, 黄继文, 等. 塔里木盆地库车坳陷烃源岩热模拟实验中甲烷碳同位素的二阶分馏[J]. 石油实验地质, 2009, 31(1): 101-104.
- [15] 卢斌, 冉启贵, 叶信林, 等. 库车坳陷迪北地区烃源岩生物标志化合物特征及其意义[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(13): 29-34, 41.
- [16] 张军振, 常健, 李晨星, 等. 新疆库车坳陷东部中——新生代构造-热演化与油气勘探远景分析[J]. 中国地质, 2024, 51(03): 799-810.
- [17] Zhong, Y., Zhang, B., Zhang, Z., *et al.* (2024) Paleo-Porosity Evolution and Its Distribution in Carrier Bed of the Second Member of Dengying Formation during Hydrocarbon Accumulation Stages, Penglai Area, Sichuan Basin. *Natural Gas Geoscience*, **35**, 1983-1998.
- [18] Zhou, J.S., Qiao, X.Y., Wang, R.G., Yin, X., Cao, J., Cao, B.F., *et al.* (2022) Effective Reservoir Development Model of Tight Sandstone Gas in Shanxi Formation of Yan'an Gas Field, Ordos Basin, China. *Journal of Natural Gas Geoscience*, **7**, 73-84. <https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2022.04.003>
- [19] 操应长, 葱克来, 王艳忠, 等. 冀中坳陷廊固凹陷河西务构造带古近系沙河街组四段储集层孔隙度演化定量研究[J]. 古地理学报, 2013, 15(5): 593-604.
- [20] 刘庆利, 吴国平, 胡剑策, 等. 铸体薄片图像分析法求取储层孔隙度[J]. 测绘科学技术学报, 2009, 26(1): 69-71, 75.