

北非克拉通盆地古生界碎屑岩储层特征与成储机制

吕雪雁,曹喆,杨光庆,张玉银,刘静静,李晋,张忠民

(中国石化石油勘探开发研究院,北京102206)

摘要:古生界广泛发育的碎屑岩是北非地区克拉通盆地主要的油气勘探开发层系。不同地区的储层成岩演化和后期改造不同,储层品质差别很大。基于IHS数据库中的北非地区8个构造单元492个油气藏的储层资料,结合储层埋藏史、地温史和成岩演化史,研究了不同时代和地区古生界碎屑岩储层特征差异,提出了优质储层发育主控因素,预测了有利储层发育地区。研究认为:①北非地区古生界寒武系、奥陶系和泥盆系砂岩储层是北非克拉通盆地的主力储层,主要为河流相、滨海-近岸相和浅海相碎屑岩沉积。储层分布范围广,连续性好。②储层经历两类埋藏史,构造演化差异导致不同地区、不同时代储层成岩演化不同。成岩过程中压实作用和石英次生加大胶结作用对储层物性起破坏作用。长石溶解和多期构造裂缝改造对储层物性起建设性作用。③寒武系-下奥陶统有利储层普遍发育于受海西运动影响较大的隆起区。上奥陶统优质储层主要发育于霍加尔地盾周边的莫祖克盆地、伊利兹盆地和阿赫奈特盆地。下泥盆统优质储层分布范围更广,主要分布在伊利兹盆地、阿赫奈特盆地、蒂米蒙盆地、里甘盆地以及古达米斯盆地北部隆起和斜坡区。

关键词:差异成岩作用;储层致密化;储层形成机制;古生界;克拉通盆地;北非

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characteristics and formation mechanisms of the clastic reservoirs in the Paleozoic cratonic basins of North Africa

LU Xueyan, CAO Zhe, YANG Guangqing, ZHANG Yuyin, LIU Jingjing, LI Jin, ZHANG Zhongmin

(Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China)

Abstract: The widely distributed Paleozoic clastic rocks are identified as the primary target for hydrocarbon exploration and production in the cratonic basins of North Africa. The diagenetic evolution and late-stage modification vary greatly in different regions across North Africa, resulting in significantly different reservoir quality. Based on the data from 492 hydrocarbon reservoirs across eight tectonic units in North Africa, sourced from IHS Markit, as well as the burial, geothermal, and diagenetic evolution histories of these reservoirs, we investigate the differences in the characteristics of the Paleozoic clastic reservoirs across different epochs and regions in North Africa. Furthermore, the major factors controlling the development of high-quality reservoirs are clarified and the favorable areas for reservoir development are predicted. The results indicate that the Cambrian, Ordovician, and Devonian sandstone reservoirs of the Paleozoic are major pay zones in the cratonic basins of North Africa. These reservoirs consist primarily of fluvial, littoral-nearshore, and neritic clastic rock deposits with extensive distribution and high continuity. Two types of burial history occurred in these reservoirs, leading to varying diagenetic processes of reservoirs across different regions and epochs with differential tectonic evolution. The compaction and secondary overgrowth and cementation of quartz during diagenesis are detrimental to the physical properties of reservoirs, while feldspar dissolution, and modifications by multi-stage tectonic fractures are of constructive effects on their physical properties. The favorable Cambrian-Lower Ordovician reservoirs generally occur in the uplifted areas that have been significantly influenced by the Hercynian movement. The high-quality reservoirs of the Upper Ordovician are principally distributed in the Murzuq, Illizi, and Ahnet basins near the Hoggar Shield. The high-quality reservoirs of the Lower Devonian exhibit more extensive distribution, primarily found in

收稿日期:2024-05-28;修回日期:2024-09-12。

第一作者简介:吕雪雁(1972—),女,博士、高级工程师,油气地质学和油气成藏规律。E-mail:luxy.syky@sinopec.com。

通信作者简介:曹喆(1987—),男,博士、副研究员,石油地质和全球油气分布规律。E-mail:caozhe328.syky@sinopec.com。

基金项目:国家自然科学基金面上项目(42272191);中国石化科技攻关项目(P19021-4,P22086)。

the Illizi, Ahnet, Timimoun, and Reggane basins, as well as the northern uplift and slope areas of the Ghadames Basin.
Key words: differential diagenesis, reservoir tightening, reservoir formation mechanism, Paleozoic, cratonic basin, north Africa

引用格式: 吕雪雁, 曹喆, 杨光庆, 等. 北非克拉通盆地古生界碎屑岩储层特征与成储机制[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(3): 944–958. DOI: 10.11743/ogg20250316.

LU Xueyan, CAO Zhe, YANG Guangqing, et al. Characteristics and formation mechanisms of the clastic reservoirs in the Paleozoic cratonic basins of North Africa[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(3): 944–958. DOI: 10.11743/ogg20250316.

古生界储层在全球油气勘探中占据重要地位^[1-4], 作为世界重要产油区之一的北非地区, 已发现一半以上的油气储量位于古生界^[5](图1)。北非地区待发现资源量约 263.34×10^8 bbl 油当量^[6], 古生界油气资源主要分布在哈西迈萨德隆起、伊利兹盆地、古达米斯盆地、莫祖克盆地、蒂米蒙盆地、阿赫奈特盆地和里甘盆地。本文基于已公开发表文献和IHS数据库, 明确了该地区古生界储层特征, 查明了优质储层形成主控因素, 厘清了有利储层分布规律, 以期为北非地区战略选区和勘探新项目评价提供借鉴。

1 盆地结构

北非地区西邻大西洋, 北邻地中海, 东部与阿拉伯板块以红海裂谷相隔, 最南部为西非克拉通和霍加尔地盾, 自西向东依次为西北缘的阿特拉斯褶皱带、中西部的撒哈拉地台克拉通盆地发育区以及东部沿海裂谷盆地发育区3个构造单元^[7-10]。阿特拉斯褶皱带为晚古生代—中、新生代多期构造褶皱区, 撒哈拉地台区为寒武纪以来的构造稳定区, 东部地区为侏罗纪以来的裂谷发育区。撒哈拉地台区油气富集, 发育从寒武纪—中、晚三叠世的储层, 其中古生界储层油气发现占据主

导地位(图1)。

撒哈拉地台区基底为前寒武系结晶基底, 形成于古元古代—新元古代的泛非构造运动^[8-10]。地台区盆地发育于瑞克洋和古特提斯洋被动陆缘, 在古生界沉积时是一个统一的整体, 横向分布稳定^[11-12]。晚古生代, 海西构造运动将撒哈拉地台改造为盆—隆相间的构造格局(图2—图4), 因此该地区构造单元划分主要基于海西构造剥蚀之后的古生界残余厚度。隆起区包括北西向的欧加塔隆起, 近南北向的阿泽隆起、艾杰里恩隆起、阿姆古德隆起和提赫姆布卡隆起, 北东向的哈西迈萨德隆起和加尔加夫隆起, 以及近东西向的阿哈拉隆起等。盆地区包括廷杜夫盆地、里甘盆地、蒂米蒙盆地、阿赫奈特盆地、韦德迈阿盆地、穆维迪尔盆地、古达米斯盆地、伊利兹盆地和莫祖克盆地等。中、新生代, 撒哈拉地台进入新特提斯洋演化旋回, 北部地区分隔盆地的部分隆起发生沉降, 残余的古生界随后再次经历深埋, 进入新的成盆期; 地台南部受控于区域挤压开始隆升(图3)^[9-11]。例如, 北部的哈西迈萨德隆起志留系及以上的古生界其他地层在海西运动时期均被剥蚀, 三叠系在中、新生代沉降期披覆于寒武系—奥陶系之上(图3); 而南部的霍加尔地盾周缘各盆地(如阿哈拉奈特盆地、伊利兹盆地、莫祖克盆地)古生界继续被抬升, 出露地表并遭受剥蚀^[13-15](图4)。

北非地区沉积覆盖层为寒武系—第四系, 厚度最大可达8 000 m^[16-19]。区内古生界西厚东薄, 反映出古生代撒哈拉克拉通古地形特征为由东南向西北倾斜。岩石类型上, 北非地区下古生界寒武系—奥陶系主要为砂岩, 夹海相泥页岩^[19-20]; 志留纪以来, 地层中的泥页岩含量增多, 中、晚泥盆世, 出现碳酸盐岩; 石炭纪, 地层中砂岩含量较少, 主要为泥页岩和碳酸盐岩。古生界岩石类型的变化反映了寒武纪—石炭纪北非地区海平面总体逐渐上升, 沉积受海洋影响越来越大。

北非地区在整个显生宙经历了塔康、加里东、海西、奥陶利以及阿尔卑斯等多期构造运动^[8, 16, 21-22], 并在晚奥陶世、志留纪末、早泥盆世末、晚石炭世、晚白垩世和中新世出现了多次抬升, 形成了多期不整合面(图5)。其中, 海西期不整合面在整个北非地区广泛

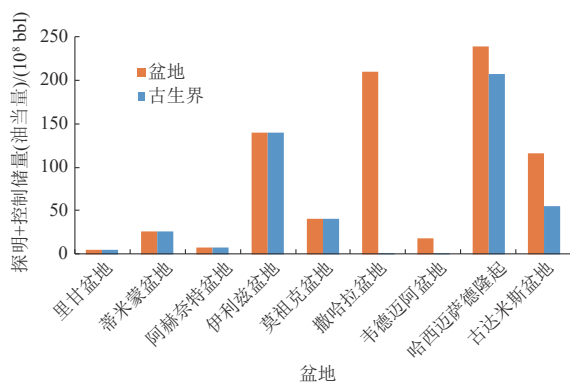


图1 北非地区克拉通盆地古生界油气藏储量分布柱状图
(数据引自文献[5])

Fig. 1 Bar chart showing reserve distribution of the Paleozoic hydrocarbon reservoirs in the cratonic basins of North Africa (data from reference [5])

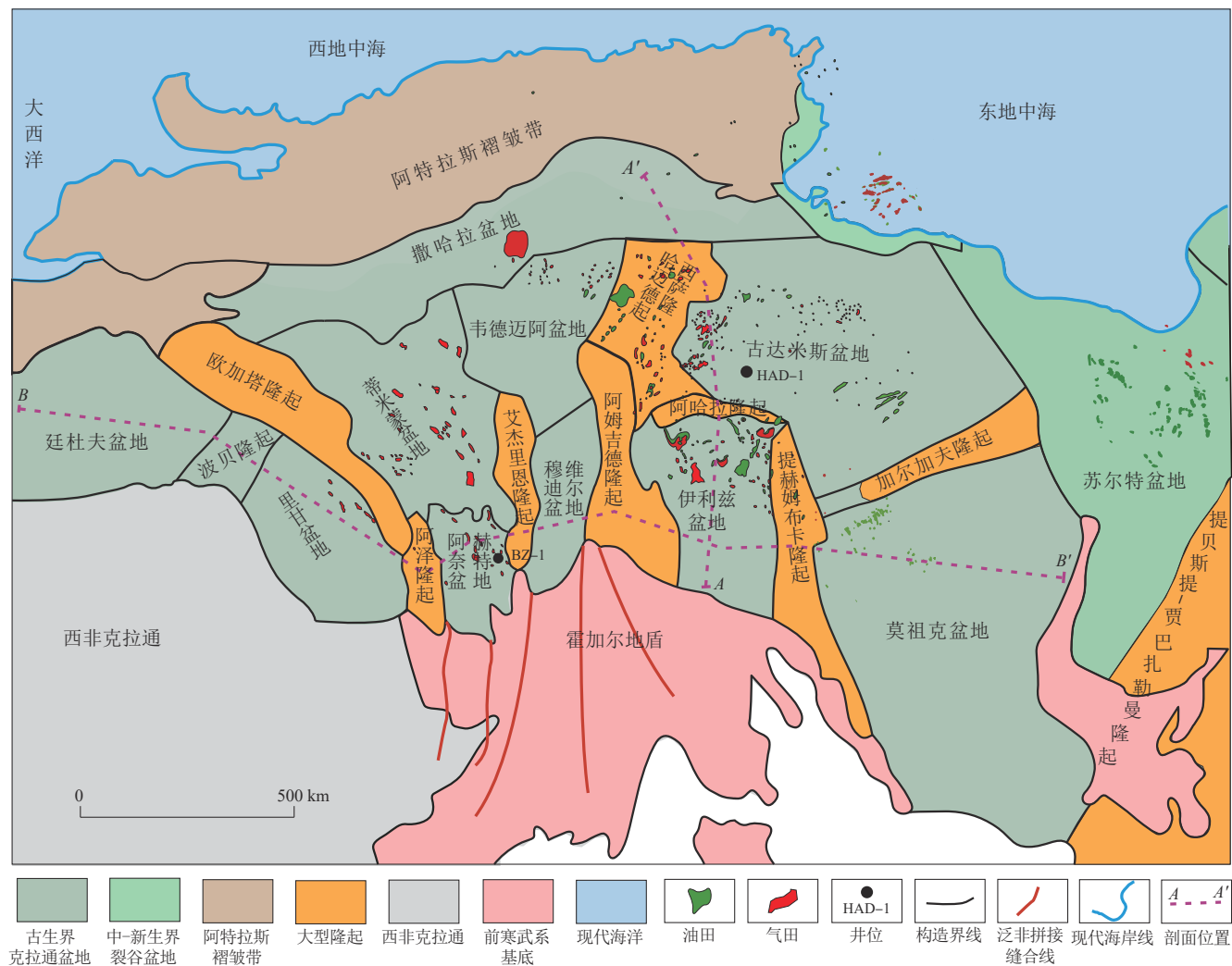


图2 北非地区中西段含油气盆地分布(据文献[9]修改)

Fig. 2 Distribution of petroliferous basins in the west-central part of North Africa (modified after reference [9])

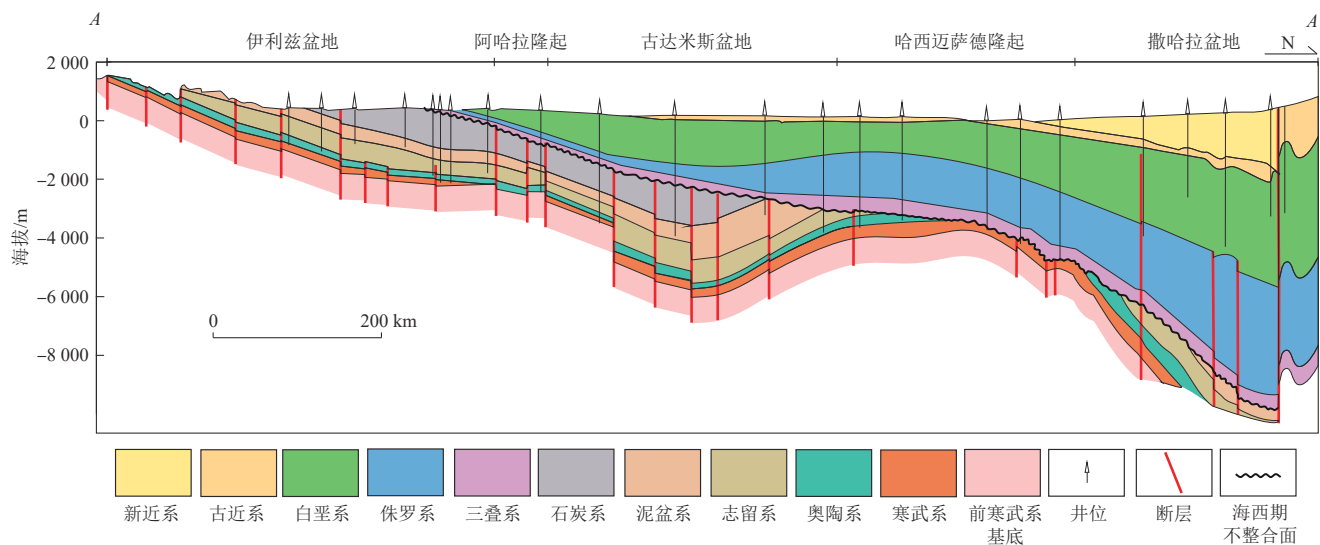


图3 北非地区南北向地质剖面(据文献[7]修改,剖面位置见图2)

Fig. 3 SN-trending geological section of North Africa (modified after reference [7], see Fig. 2 for the section location)

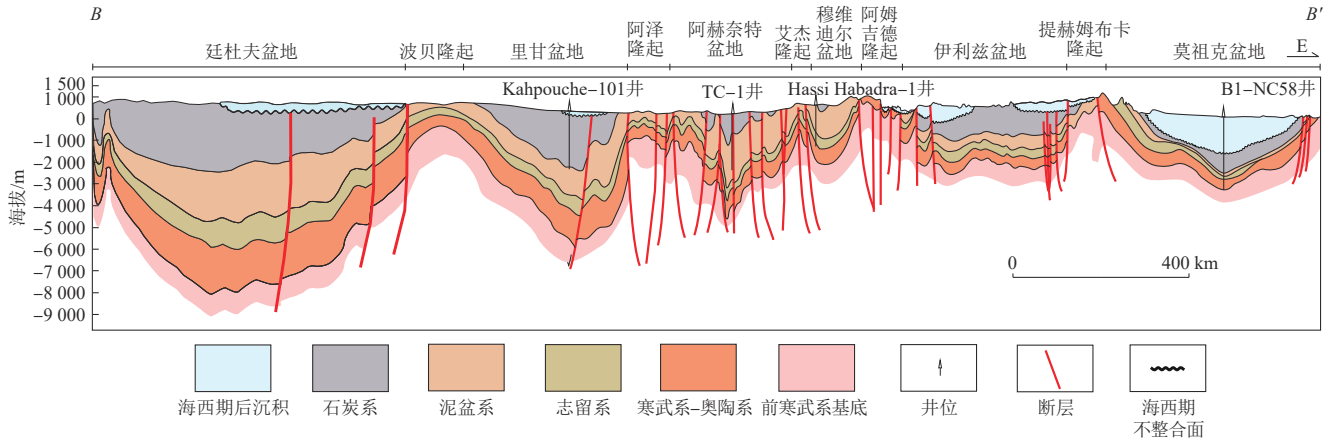


图4 北非地区西非克拉通及霍加尔地盾周边盆地东西向地质剖面(据文献[9]修改,剖面位置见图2)

Fig. 4 EW-trending geological section of basins near the West African craton and the Hoggar Shield, North African (modified after reference [9], see Fig. 2 for the section location)

存在,西北地区地层遭受剥蚀的时间较长。中、新生代以来,北非地区北部在新特提斯洋开合背景下发生持续沉降,南部霍加尔地盾持续隆升,其周缘接受了长时间的暴露和剥蚀,古生界出露地表(图3,图4)。

2 沉积体系

北非地区古生界储层包括寒武系、奥陶系、志留

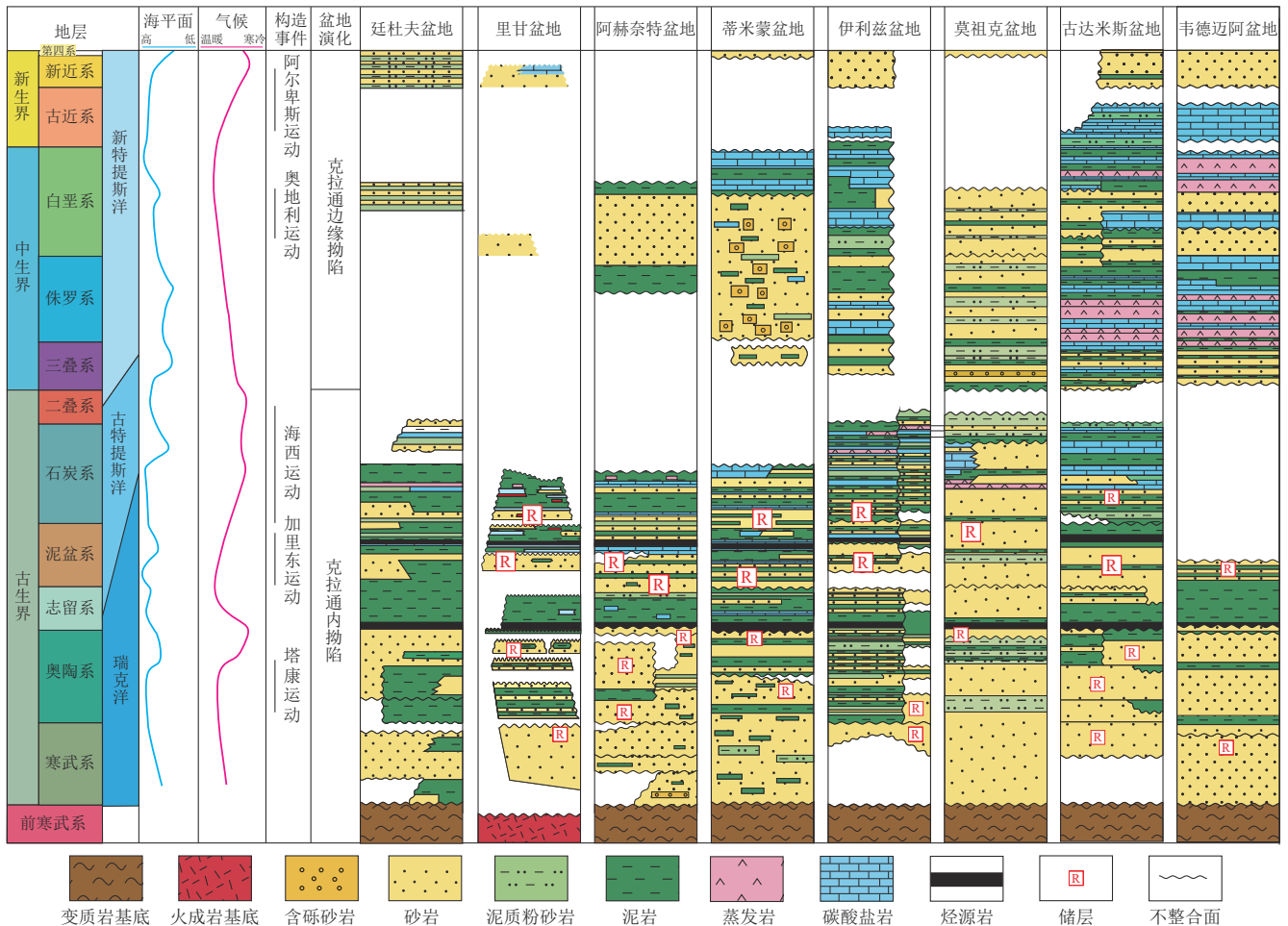


图5 北非地区克拉通盆地地层对比(据文献[5]修改)

Fig. 5 Stratigraphic correlation of cratonic basins in North Africa (modified after reference [5])

系、泥盆系和石炭系,广泛分布于西部摩洛哥沿海到东部埃及努比亚地盾周边地区,具有沉积厚度薄、沉积相横向变化不大的特点^[9]。

受多期构造事件影响,北非地区古生界遭受多次抬升和剥蚀,内部形成多期不整合面。以区域不整合面为边界,将北非地区古生界划分为7个T-R旋回(图6)。T-R旋回的沉积特征与全球海平面变化、古气候和北非地区古纬度等因素密切相关^[23-25]。

1) T-R旋回1对应寒武系。早寒武世发育河流和滨海-近岸相沉积,例如利比亚的 Hassaouna 组^[5,10,16],河流平原从南部的西非克拉通和霍加尔地盾周边延伸到西北部的哈西迈萨德隆起,朝摩洛哥渐变为海相页岩沉积,沉积厚度通常约几百米(图7)。中、晚寒武世,受海平面上升影响,北非地区广泛沉积浅海相。到寒武纪末,沿着北非边缘发生短暂的海平面下降^[23]。

2) T-R旋回2对应奥陶系(图6)。早奥陶世发育浅海相砂岩夹页岩,海侵自特码豆克期开始,直到晚奥陶凯迪阶^[16,20]。奥陶纪晚期,晚凯迪期(晚阿什吉尔期)发生了一次强烈的全球性冰川作用^[26-30]。冰川多次消融导致的浅海相砂岩充填冰蚀谷,形成了良好储层(图8)。奥陶系沉积整体表现为自下而上砂岩减少、泥页岩增多,海平面总体上升的趋势。

3) T-R旋回3对应志留系(图6)。早志留世的首要特征是冰川消融,在北非地台上引起大规模的海侵,SN向大型隆起的西侧和东侧发育浅海沉积,在冰川切割和构造运动联合形成的古地形中,发育区域性主力烃源岩——富有机质笔石页岩^[31-32]。中、晚志留世,北非大部分地区沉积了三角洲相-浅海相页岩,中-上志留统沉积不受古地形的影响^[33-34]。志留纪—泥盆纪过渡期,由于构造不稳定和全球海平面下降,沉积作用普遍终止。志留系与泥盆系之间为加里东不整合面^[9,17,23]。

4) T-R旋回4和旋回5对应泥盆系(图6)。早泥盆世,利比亚和阿尔及利亚境内的沉积盆地南部发育辫状平原砂岩沉积,向北沉积潮坪相和浅海砂岩相,到摩洛哥相变为浅海相泥岩^[17,34-39](图9)。早泥盆世晚期(艾姆斯期)发生一次短暂的海侵,沿着北非地台沉积浅海相砂岩和海相泥页岩。早、中泥盆世过渡期发生中阿卡迪亚区域构造事件,引起海退和剥蚀,造成早泥盆世沉积大幅度减薄^[9,17]。中、晚泥盆世沉积开始于海侵,沉积物从河流相砾岩和砂岩,相变到潮汐砂岩,然后是浅海相页岩和灰岩。晚泥盆世在阿尔及利亚-利比亚盆地发育北非地区的第二套区域性烃源岩——富有机质海相页岩。晚泥盆世的晚阿卡迪亚事

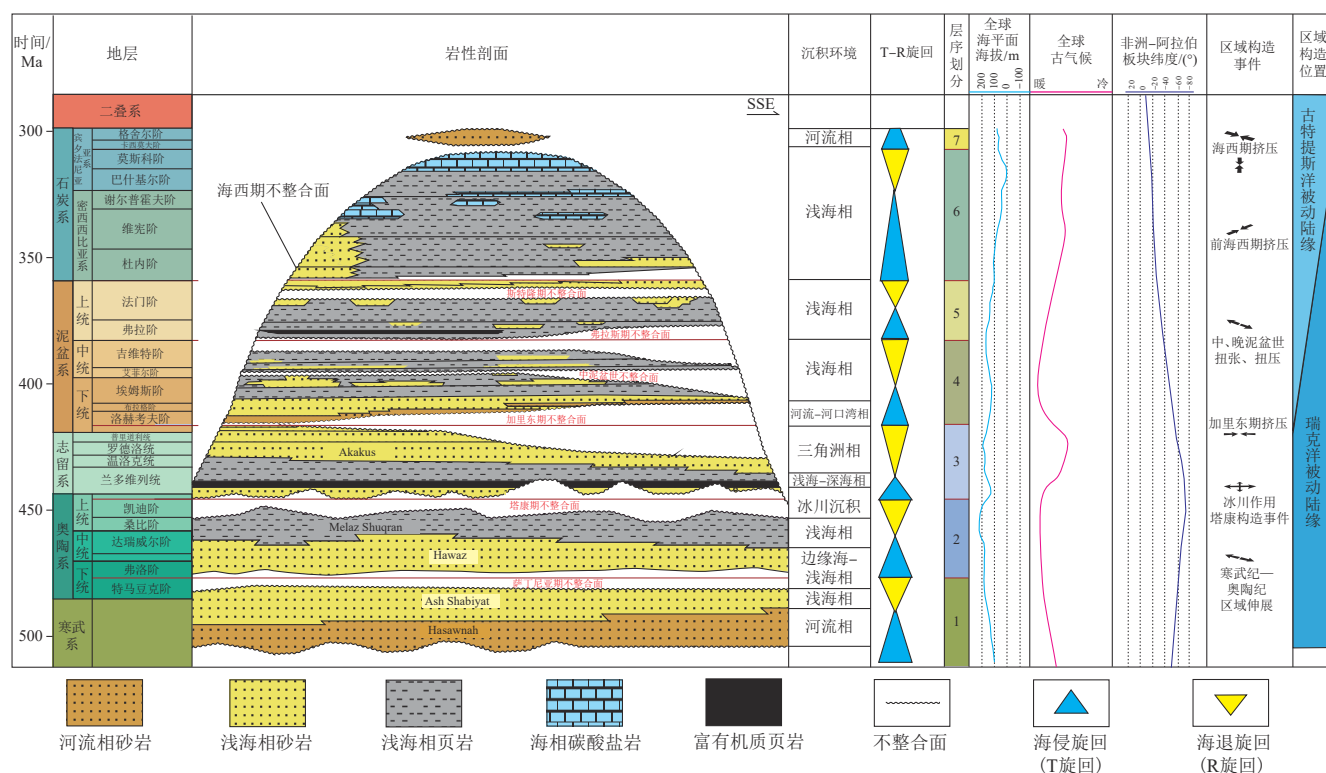


图6 北非地区古达米斯盆地古生界发育特征及层序划分

Fig. 6 Developmental characteristics and sequence stratigraphic division of the Paleozoic strata in the Ghadames Basin, North Africa

(全球海平面曲线引自文献[23],全球气候变化曲线引自文献[24],非洲-阿拉伯板块古纬度变化引自文献[25].)

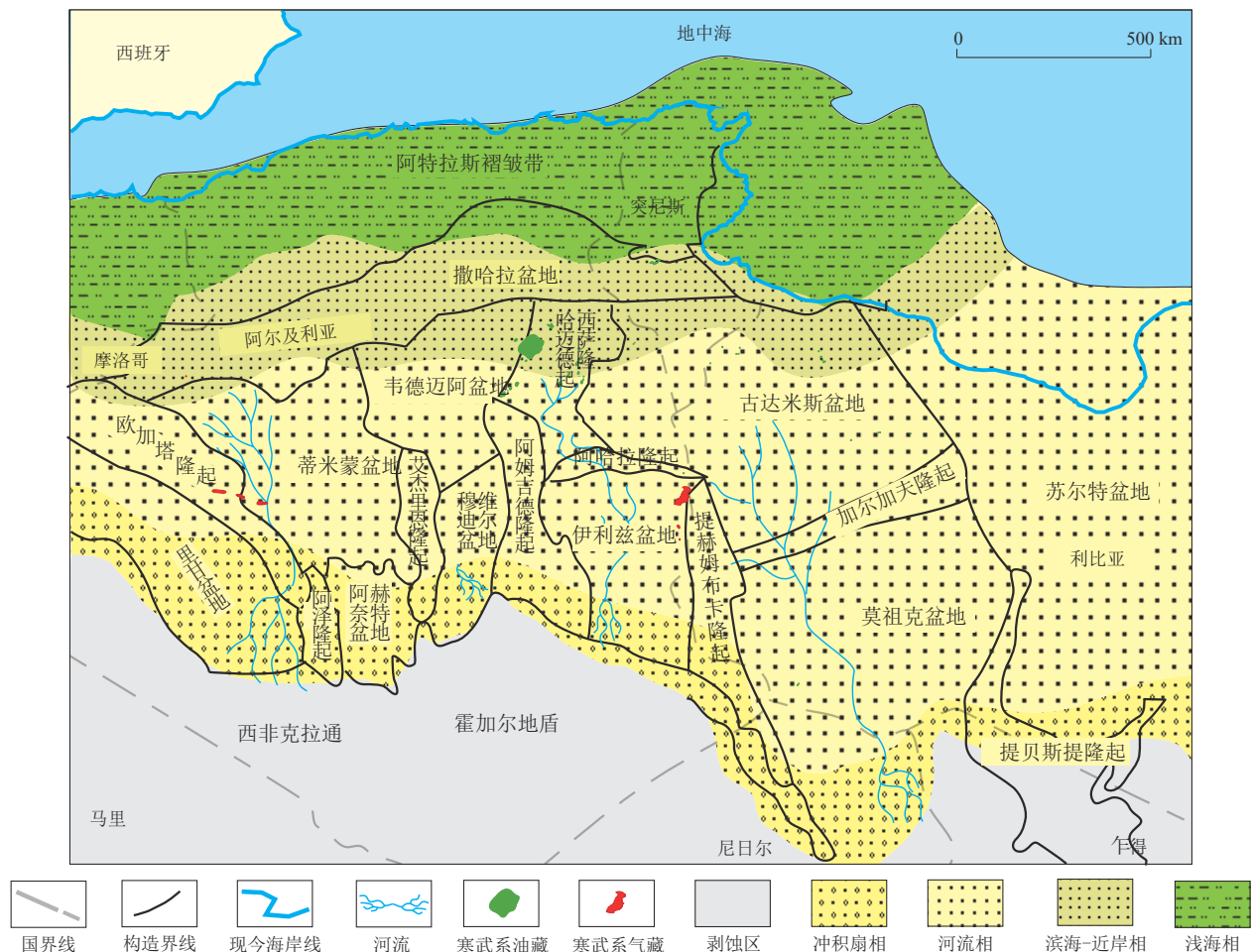


图7 北非地区寒武系主力储层沉积相平面分布

Fig. 7 Map showing the sedimentary facies of the dominant Cambrian reservoirs in North Africa

件对应海西造山期的第一阶段,导致北非地区泥盆系沉积间断^[17,23]。

5) T-R旋回6和旋回7对应石炭系(图6)。早石炭世,海平面上升,在利比亚沿NE-SW向依次发育陆相砂岩-边缘海相泥质砂岩-海相泥岩,在阿尔及利亚-突尼斯地台和摩洛哥发育碎屑岩-碳酸盐岩混合沉积^[17,39]。早石炭世晚期,发生构造活化,利比亚、阿尔及利亚境内发育盆地范围或局部的不整合。晚石炭世,构造不稳定性增加,导致撒哈拉地台普遍抬升,盆地发育陆相沉积^[40]。

综上所述,北非地区古生界沉积物主要由碎屑岩组成,沉积物源为西非克拉通和霍加尔地盾,泛非造山带的长期风化和剥蚀以及准平原化提供了充足的物源碎屑^[9,17,41]。古水流方向为NW向和NS向^[42],沉积相带展布从东南向西北,由河流相逐渐演变为海-陆过渡相、浅海相和海相(远滨)。总体沉积背景为瑞克洋及古特提斯洋被动大陆边缘^[23,43-45],地形平缓、构造稳定、沉降持续、沉积连续,盆地间隆起幅度低,地层横向分布稳定。

3 储层特征

北非地区古生界寒武系-石炭系均获得油气发现,但油气储量发现最多的层位为寒武系、奥陶系和泥盆系,古生界油气藏分布区主要为哈西迈萨德隆起、伊利兹盆地、古达米斯盆地、穆祖克盆地、蒂米蒙盆地、阿赫奈特盆地和里甘盆地。韦德迈阿盆地和撒哈拉盆地古生界储量发现相对较少,分别为 64.8×10^6 bbl油当量和 11.6×10^6 bbl油当量^[5]。本文通过解剖IHS数据库8个盆地/隆起的492个油气藏,对北非地区古生界油气富集的寒武系、奥陶系和泥盆系优质储层发育特征和分布规律进行初步的探索和总结。

3.1 寒武系

撒哈拉地台区已发现寒武系油气藏29个,主要分布在中-上寒武统,分布区包括哈西迈萨德隆起、古达米斯盆地、伊利兹盆地和蒂米蒙盆地(图7)。以哈西迈

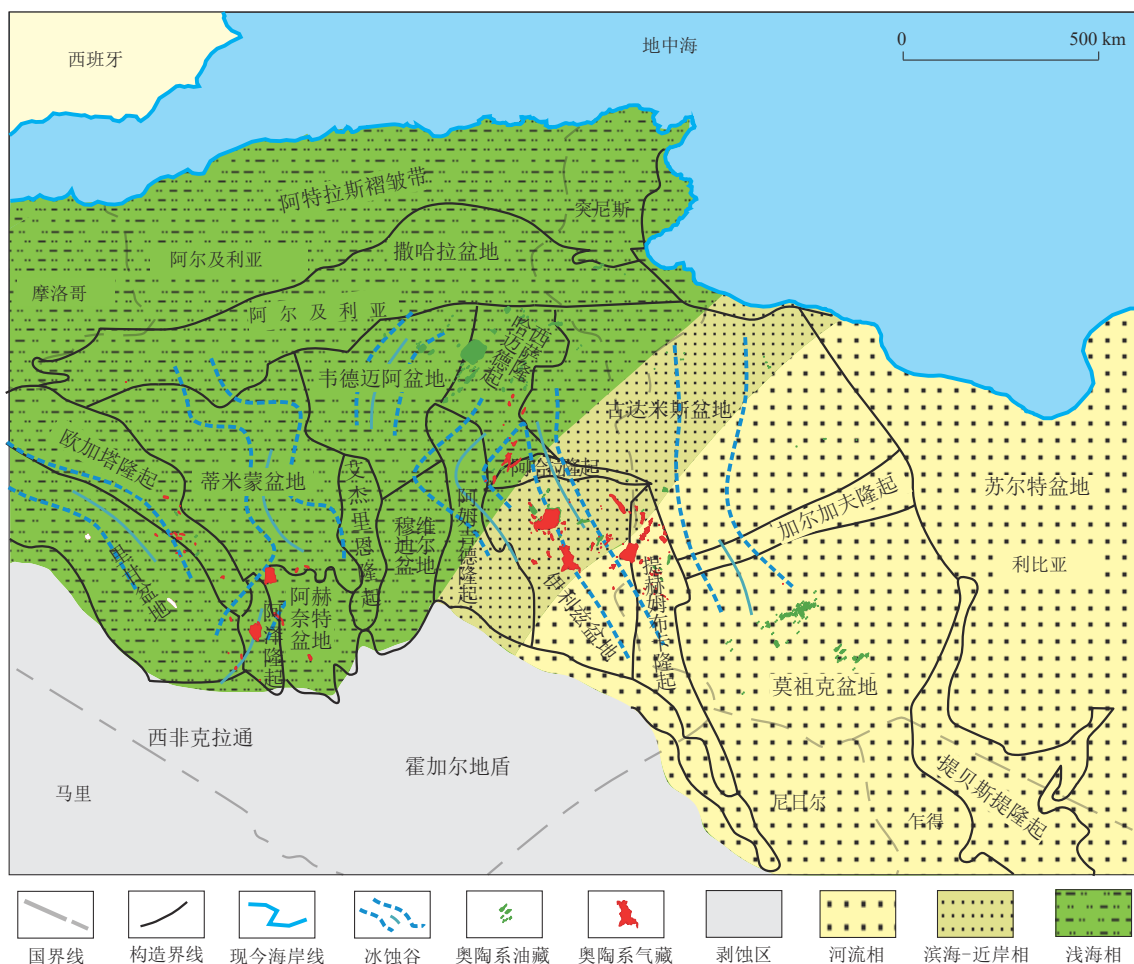


图8 北非地区上奥陶统沉积相平面分布(冰蚀谷分布来自文献[29])

Fig. 8 Sedimentary facies map of the Upper Ordovician reservoirs in North Africa (the glacial valley distribution from reference [29])

萨德隆起为例,中-上寒武统砂岩地层平均厚度为550 m^[46],岩性为长石质岩屑砂岩,石英含量在60%~70%,岩屑含量大于20%,长石含量较少^[47-48]。主力储层砂岩段平均厚度为80 m,为辫状河沉积,发育大型交错层理,分选极差,中粒砂岩(含细砾),孔隙度为5.0%~10.0%,局部可达14.0%,渗透率在 $(2 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均 $15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)^[47-48]。

根据IHS数据库油气藏的孔、渗数据分析结果,北非地区上述4个盆地/盆地间隆起的13个寒武系油气藏孔隙度为6.0%~10.0%,最大值为25.0%;渗透率为 $(1.7 \sim 60.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大值为 $2000.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。储集空间类型主要为残余原生粒间孔、铸模孔、颗粒内微孔隙和裂缝,成岩作用主要为压实作用、胶结作用(主要为石英次生加大)、交代作用和溶解作用^[46,48]。压实作用和石英次生加大胶结作用减少了储层原生孔隙。交代作用主要为岩石中的岩屑颗粒被地开石、伊利石交代,在岩屑颗粒处发育颗粒内微孔,在地开石和石英胶结物中发育晶间孔,不稳定的岩屑/长石颗粒溶解形成

铸模大孔隙。储层中发育多期(塔康期、海西期、奥地利期和阿尔卑斯期)裂缝,极大地改善了储层品质^[49]。在裂缝发育区,渗透率最高可达 $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[50-51]。

3.2 奥陶系

奥陶系发育中-下奥陶统浅海相和上奥陶统冰川体系砂岩储层。

北非撒哈拉地台区已发现中-下奥陶统油气藏66个,主要分布在哈西迈萨德隆起、古达米斯盆地、伊利兹盆地、莫祖克盆地和阿赫奈特盆地。储层沉积环境为浅海相,岩性为石英砂岩,细-粗粒,分选中等-差,次棱角-次圆状。矿物成分包括石英(含量92%~97%)、岩屑(含量1%~7%)、云母(含量<3%)以及微量锆石、电气石和金红石,也可能存在伊利石和高岭石^[52-53]。

根据IHS数据库油气藏的孔、渗数据分析结果,北非地区上述盆地35个中-下奥陶统油气藏的孔隙度为3.5%~12.0%,最大值为16.0%;渗透率为 $(0.2 \sim$

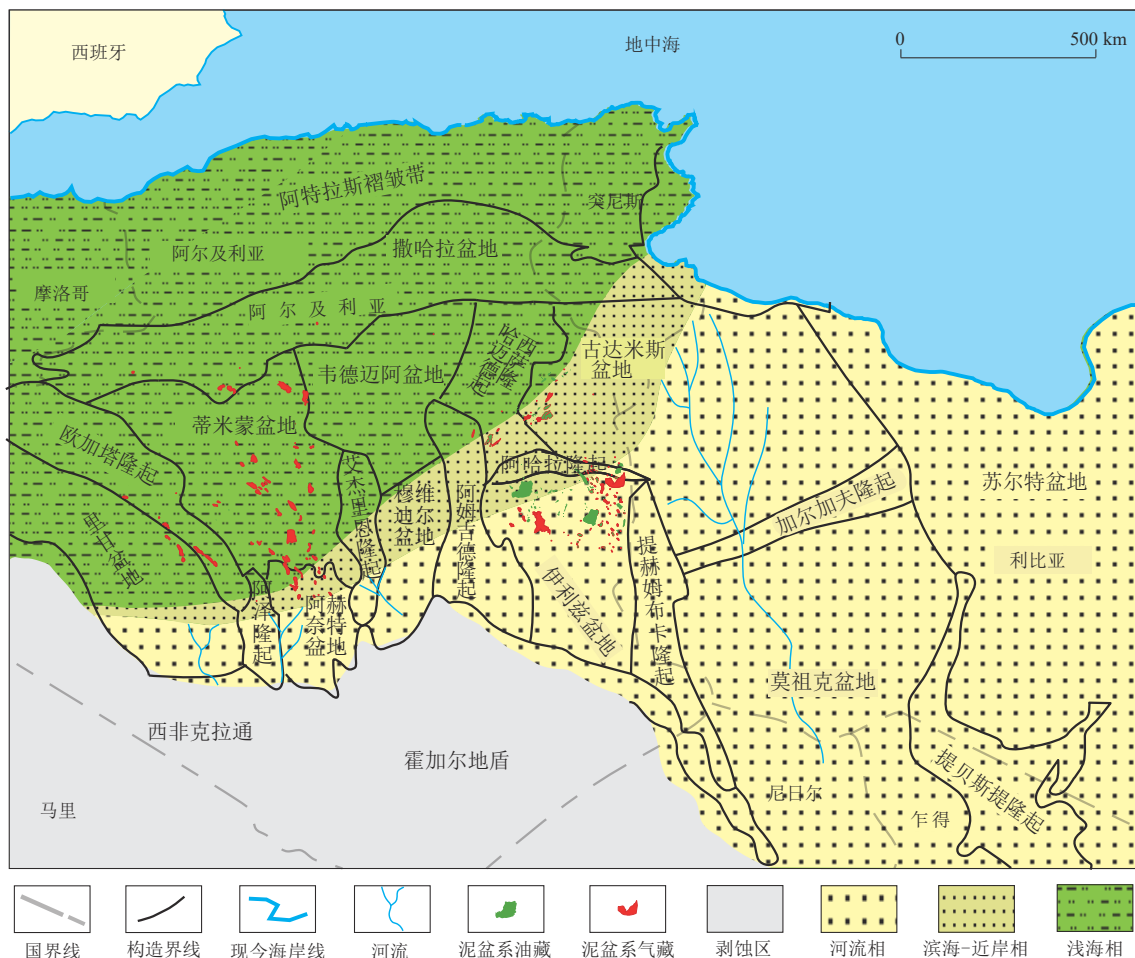


图9 北非地区下泥盆统储层沉积相平面分布

Fig. 9 Sedimentary facies map of the Lower Devonian reservoirs in North Africa

$800.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最大值为 $1\,000.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

奥陶系储层成岩作用主要为胶结作用和压实作用。胶结物主要为石英次生加大边(图10a—e),在岩心中可以看到大量平行于层理的缝合线^[54-55]。储层物性与中奥陶统塔康不整合面或海西期不整合面有关,在不整合面之下,中-下奥陶统浅海相砂岩中发育裂缝,很大程度上提高了储层的孔隙度和渗透率。

北非撒哈拉地台区已发现上奥陶统油气藏99个,储层发育与晚奥陶世冰川有关^[11,26-27]。优质储层主要分布在盆地中心,包括莫祖克盆地、伊利兹盆地、阿赫奈特盆地、蒂米蒙盆地和古达米斯盆地(图7)。储层发育的沉积环境为冰盖近端冰河和冰海,岩性为粗粒砂岩^[56-57]。

根据IHS数据库54个油气藏的孔、渗数据分析结果,北非地区上奥陶统油气藏孔隙度为2.3%~20.0%,最大值25.0%;渗透率为 $(0.01 \sim 500.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大值 $1\,000.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。储层孔隙类型主要为粒间孔

隙^[58],成岩作用包括压实作用、石英次生加大胶结作用以及长石溶解作用^[59](图10c),石英次生加大和纤维状伊利石生长导致孔隙度降低,长石溶解导致孔隙度增大^[59]。在伊利兹盆地南部、古达米斯盆地北部奥陶系储层中发现残余沥青^[55,60],抑制了石英的进一步次生加大。受粒度、黏土矿物含量、石英胶结物以及残余沥青的影响,储层渗透率具有很强的非均质性,基质渗透率变化很大。

3.3 泥盆系

已发现泥盆系油气藏298个,主要分布在伊利兹盆地、古达米斯盆地、哈西迈萨德隆起、阿赫奈特盆地、蒂米蒙盆地、里甘盆地和莫祖克盆地(图9)。其中,下泥盆统分布范围广,横向分布连续,是北非地区的主力产层。泥盆系沉积格局依然保持由东南到西北的相变模式,储层物性横向变化趋势与沉积相变保持一致。以下泥盆统储层为例,沉积环境由东南向北部依次为河流相、滨海-近岸相。在古达米斯盆地和伊利兹盆

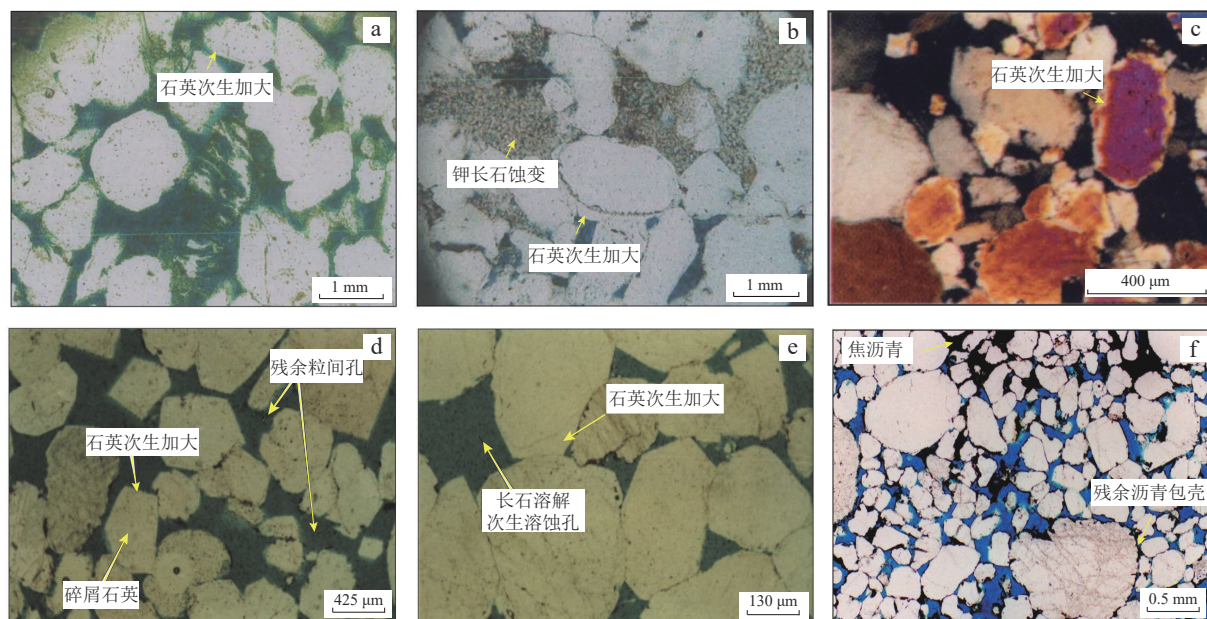


图10 北非地区奥陶系储层显微镜下微观特征照片

Fig. 10 Microscopic characteristics of the Ordovician reservoirs in North Africa

a. 利比亚H-NC115油田,中奥陶统,石英次生加大降低孔隙度^[53],H27井,埋深1 496 m,铸体薄片;b. 利比亚H-NC115油田,中奥陶统,石英次生加大及不稳定钾长石蚀变^[53],H27井,埋深1 493 m,铸体薄片;c. 突尼斯El Franig油田,下奥陶统,Hamra砂岩,分选差,石英次生加大降低孔隙度^[54],埋深3 966 m,阴极发光;d. 利比亚大象油田,上奥陶统,冰川沉积体系,砂岩储层,石英次生加大降低孔隙度^[55],埋深1 760 m,铸体薄片;e. 利比亚大象油田,上奥陶统,冰川沉积体系,砂岩储层,长石溶解形成粒间溶蚀孔^[55],埋深1 710 m,铸体薄片;f. 阿尔及利亚Tiguentourine油田,上奥陶统,冰川沉积体系,砂岩储层,残余沥青抑制石英次生加大^[60],埋深2 205 m,铸体薄片

地东部,沉积环境为河流相,沟道化席状中-粗粒砂岩的孔隙度为12.0%~20.0%^[5],向西、向北相变为滨海-近岸相,砂岩受潮汐改造明显,物性变好,平均孔隙度为16.0%,最高可达30.0%,渗透率高达 $1\,000\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ^[5]。在蒂米蒙盆地、阿赫奈特盆地和里甘盆地为浅海相砂岩,蒂米蒙盆地储层孔隙度在11.0%~20.0%,渗透率在 $(4.1\sim 600.0)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,里甘盆地孔隙度在5.0%~16.0%,渗透率在 $(0.1\sim 100.0)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ^[5]。

储层孔隙类型主要为粒间孔、溶蚀孔和裂缝,储层成岩作用包括压实作用、胶结作用和溶解作用^[27,39]。储层品质的主要控制因素为次生孔隙、黏土矿物含量、黏土矿物类型以及裂缝。下泥盆统储层溶解作用主要为二氧化硅溶解,次生溶解孔隙在断层附近发育最好,如伊利兹盆地廷-法业油气田北部。次生溶解孔隙是否发育与粒度有间接联系,沟道底部和砂坝顶部粒度最粗(中-粗粒)的砂岩往往具有较低的黏土矿物含量和较高的溶解孔隙度^[34]。河流相砂岩中的主要黏土矿物为伊利石,当伊利石大量存在时,即使在孔隙度较高的样品中,其渗透率也会大大降低。裂缝对储层的改造主要发生在阿赫奈特盆地,下泥盆统浅海相砂岩孔隙类型为颗粒型和裂缝型,最大孔隙度和渗透率分别在32.0%和 $1\,100\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ^[5]。

4 成岩演化

储层的成岩演化通常受沉积相、埋藏历史、流体性质和构造事件等因素的综合影响^[61-64]。

北非地区经历复杂的构造演化历史,古生界埋藏史基本上可以分为I和II两大类。I类埋藏史发生在霍加尔地盾周缘的阿赫奈特盆地南部以及里甘盆地南部,埋藏特征表现为古生界在晚石炭世达到最大埋深3 000~4 500 m,在经历海西构造运动被抬升之后并未发生明显沉降,或即使发生沉降也没有达到历史最大埋深(如图11中的BZ-1井奥陶系埋藏史曲线)。II类埋藏史发生在北部盆地和盆地间隆起以及南部盆地的盆地中心,埋藏特征表现为古生界经历古生代稳定沉降,在海西构造运动期间被抬升,之后在整个中、新生代持续沉降,偶有小规模抬升,现今埋藏深度接近最大埋深(如图11中的HAD-1井奥陶系埋藏史曲线)。

古生界埋藏史差异影响了古生界储层的成岩演化史。综合古地温演化、有机质热演化和薄片显微观察,古生界储层经历了早成岩A期、早成岩B期、中成岩A期和中成岩B期4个阶段。I类埋藏史分布区古生界储层在古生代沉降速度快,中石炭世进入中成岩B期,

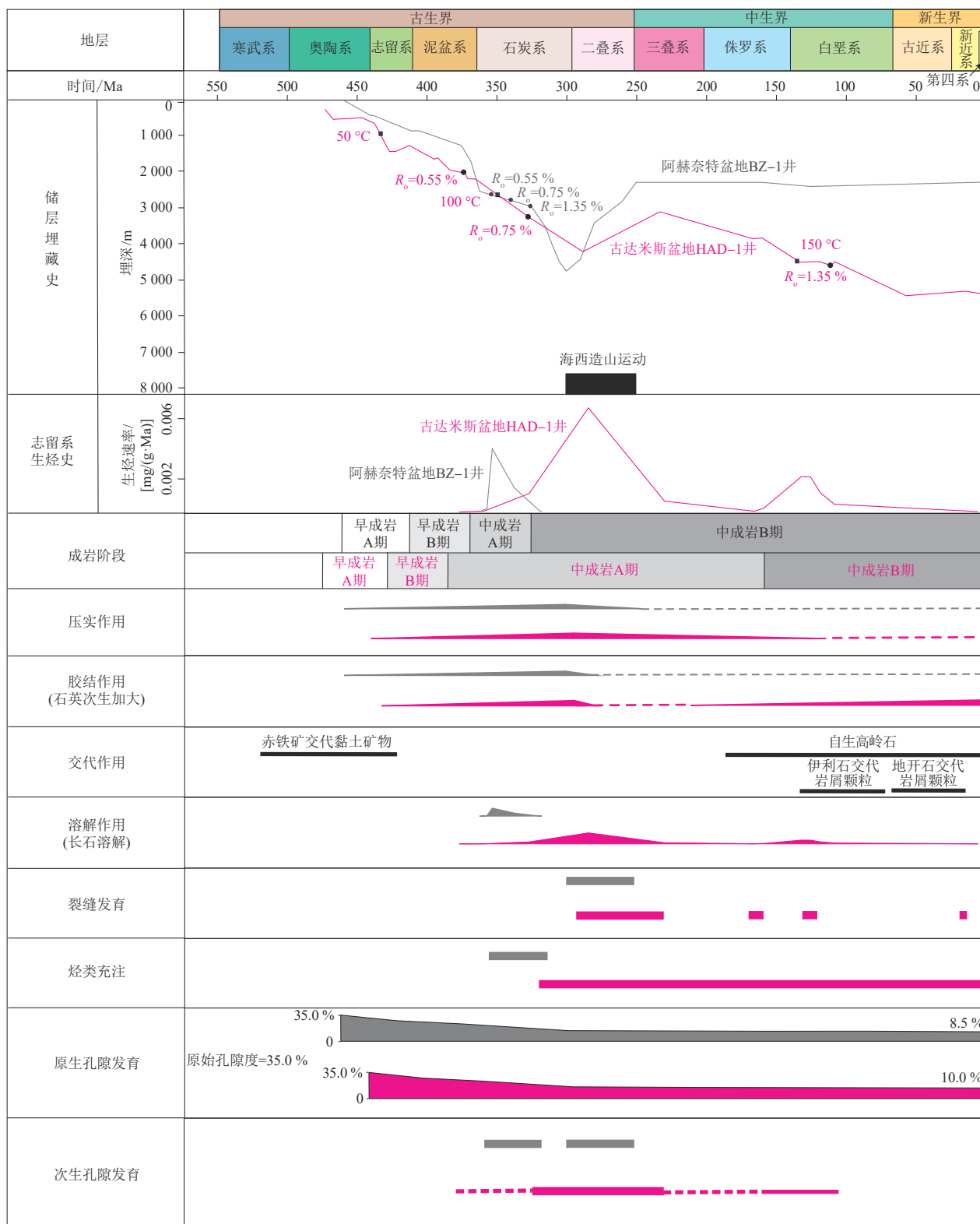


图 11 北非地区古生界砂岩储层成岩作用及致密化过程(井位置见图 2)

Fig. 11 Tightening processes of the Paleozoic sandstone reservoirs under diagenesis in North Africa (see Fig. 2 for well locations)

压实作用和石英次生加大胶结作用强烈,原生孔隙损失大。由于有机质热演化速度快,早石炭世进入快速生烃期,在酸性流体作用下古生界储层发育部分溶蚀孔隙。中成岩 B 期高岭石是最常见的自生矿物^[48]。前石

炭纪生成的油气在储层骨架颗粒表面形成包壳,抑制了后期的石英次生加大。Ⅱ类埋藏史分布区古生界储层经历两段稳定沉降,古生代沉降速率较Ⅰ类慢,中成岩 A 期历时长,压实作用强烈。突尼斯古达米斯盆地北部埃

尔法兰尼格下奥陶统砂岩岩心中可以看到大量平行于层理的缝合线^[50]。受海西构造运动抬升影响,储层进入中成岩B期的时间晚,在中、新生代持续沉降过程中,胶结作用进一步增强。Ⅱ类埋藏史分布区由于发生两次生、排烃和多期构造运动,发育溶蚀孔隙和多期裂缝,尽管随着埋深的加大,裂缝部分被胶结,但是在开放裂缝发育区,储层渗透率可达 $1\,000\times 10^{-3}\,\mu\text{m}^2$ 。

5 主控因素

综合分析不同盆地、不同时代和不同埋深的古生界储层沉积环境、埋藏历史、成岩作用以及显微镜下微观储层表征结果,认为北非地区古生界优质储层的发育主要受沉积微相、断裂/裂缝以及溶蚀作用控制。在局部地区,烃类的早期充注也抑制了储层的致密化进程。

5.1 有利的沉积相带和成岩作用

储层初始矿物成分、沉积环境和成岩作用是影响储层性质变化的重要因素。北非地区古生界不同沉积环境下所发育砂岩储层中的黏土矿物含量、沉积结构和沉积构造不同,导致沉积后期成岩作用差异,形成物性差异储层。寒武系-中、下奥陶统有利储层形成于河流相和滨海-近岸相,砂岩中石英含量在60%~70%,岩屑含量大于20%,粒度粗,分选差,黏土矿物含量高^[42-43]。储层成岩作用主要为压实作用、胶结作用、交代作用和溶解作用,储集空间主要为残余原生粒间孔、铸模孔、颗粒内微孔隙和裂缝。储层孔隙度受石英次生加大形成的残余原生粒间孔以及长石、岩屑溶解或蚀变形成的铸模孔和粒内溶孔控制。

上奥陶统有利储层沉积环境为冰蚀谷充填的冰河、冰海及三角洲相,储层孔隙类型主要为粒间孔隙^[53],成岩作用包括压实作用、石英次生加大胶结作用和长石溶解作用^[54]。石英次生加大和纤维状伊利石生长导致孔隙度降低,长石溶解导致孔隙度增强^[54]。受粒度、黏土矿物含量和石英胶结物的控制,储层渗透率具有很强的非均质性,基质渗透率变化很大。

泥盆系有利储层沉积环境为河流相和滨海-近岸相,包括河口湾相和潮汐砂坝相^[29-32]。储层成岩作用包括压实作用、胶结作用和溶解作用,孔隙类型主要为残余粒间孔、溶蚀孔和裂缝。溶蚀孔的发育与沉积相有关,河道底部砂岩和潮汐砂坝顶部砂岩黏土矿物含量低,在断层附近发生二氧化硅溶解形成较高的溶解孔隙度。

5.2 多期不整合面的剥蚀改造

不整合面附近通常有利于溶蚀孔隙的发育^[65-68]。海西构造运动不仅结束了北非地区古生界克拉通盆地的发育史,也改造了古生界分布,形成古生界盆-隆相间的构造格局,是北非地区经历最强烈的一次构造运动。海西期不整合面对下伏古生界的差异剥蚀控制了不同年代地层的空间分布和接触关系。海西构造运动期间,西部抬升幅度最大,遭受剥蚀最强烈,提勒赫姆特隆起和哈西迈萨德隆起上方剥蚀了厚达2 000 m的地层^[4,7],寒武系甚至基底直接被海西期不整合面覆盖。不同年代地层被海西期不整合面削截^[4],遭受风化和淋滤,发育了大量裂缝和溶蚀孔隙,改善了储层品质,尤其是大大提高了储层的渗透性,例如阿尔及利亚哈西迈萨德隆起哈西迈萨德油田的寒武系孔隙-裂缝型砂岩储层和突尼斯考兹盆地埃尔法兰尼格油田、萨巴利亚油田下奥陶统孔隙-裂缝型砂岩储层。

5.3 多期构造裂缝对储层物性的改善

根据古生界储层孔隙度与埋深、孔隙度和渗透率交会的关系以及11个寒武系-奥陶系油气藏岩心和薄片观察分析认为,所有储层均存在一定程度的裂缝,裂缝存在与否决定了储层渗透率的大小,所以北非地区古生界储层品质不仅受沉积相和成岩作用的共同影响,裂缝的后期改造也起到非常重要的作用。

北非地区经历多期构造活动,不同期次构造活动的叠加、应力强度的变化以及应力方向的改变在北非地区寒武系-奥陶系储层中形成了NE向,NW向和EW向相互交错的裂缝网络。以哈西迈萨德隆起上的哈西迈萨德油田为例,寒武系储层中裂缝长度大、倾角陡,倾角达 $75^\circ\sim 90^\circ$,具有走滑特征^[34],形成于海西构造运动、奥地利运动和阿尔卑斯造山运动期间。裂缝内部分被填充,充填物有黏土矿物、石英、硬石膏、铁白云石、黄铁矿和沥青,其中石英是最常见的裂缝填充物,形成渗透屏障。但在开放情况下,裂缝渗透率可能高达 $1\,000\times 10^{-3}\,\mu\text{m}^2$,占储层产量的大部分。裂缝在断裂附近发育,线密度通常为6~20条/m,但也可能高达50~100条/m,远离断层带时裂缝密度降低明显,在硅质胶结较少的砂岩中也不常见。

5.4 油气早期充注对岩石胶结作用的抑制

油气早期充注抑制储层胶结作用、保护储层的例子发现于伊利兹盆地东部的提格恩图林油气田。北非地区古生界油气藏的主力烃源岩为志留系底部的高有机质含量、高伽马值和富笔石含量的海相页岩。现今的

伊利兹盆地西南部在古生代为沉积中心^[15],该沉积中心内的志留系底部页岩在海西期之前已达到很高的成熟度(镜质体反射率 $R_o=1.75\%$),并产生了大量的石油和天然气^[24-25],这些石油和天然气随后向东北方向运移,聚集成藏。海西期的隆升和去顶在终止油气排出的同时,破坏了已形成的油气藏,使得聚集的油气大部分弥散。提格恩图林油田奥陶系储层中的石英颗粒表面被黑色沥青包裹,结合储层内石英胶结物分布研究,认为早期的油气充注避免了部分储层遭受严重的胶结作用^[55]。

6 发育模式

综合分析储层沉积相、断裂分布、海西期不整合面对储层的改造及不同地层年代油气藏分布认为,北非地区古生界储层形成机制为沉积相、断层/裂缝和不整合面三因素联控模式。不同地区三因素存在差异影响,寒武系-中、下奥陶统,上奥陶统和泥盆系储层有

利区的分布也存在差异。

撒哈拉地台区的寒武系-中、下奥陶统储层沉积环境为河流相、滨海-近岸相砂岩,有利储层分布明显受海西期不整合面剥蚀程度控制。古生代,撒哈拉地区稳定沉降,寒武系-中、下奥陶统储层随着埋藏深度的加大,普遍发生压实作用和胶结作用。尤其是阿赫奈特盆地和里甘盆地南部地区,寒武系-中、下奥陶统埋深达到3 000~4 200 m,储层原生孔隙度大大降低。海西构造运动期间,撒哈拉地台区普遍被抬升,抬升幅度最大地区位于撒哈拉盆地东段和哈西迈萨德隆起。从海西期古地质图上明显可以看出古生代地层的分布特征(图12)。撒哈拉盆地东段和哈西迈萨德隆起上寒武统-中、下奥陶统直接出露地表,遭受淋滤、风化,此期间也形成了大量溶蚀孔和裂缝。隆起两侧的盆地在中、新生代深埋期间,经历再次生烃,酸性流体的运移也形成了部分溶蚀孔隙。目前,已经在哈西迈萨德隆起及其周边发现了84个寒武系-中、下奥陶统油气

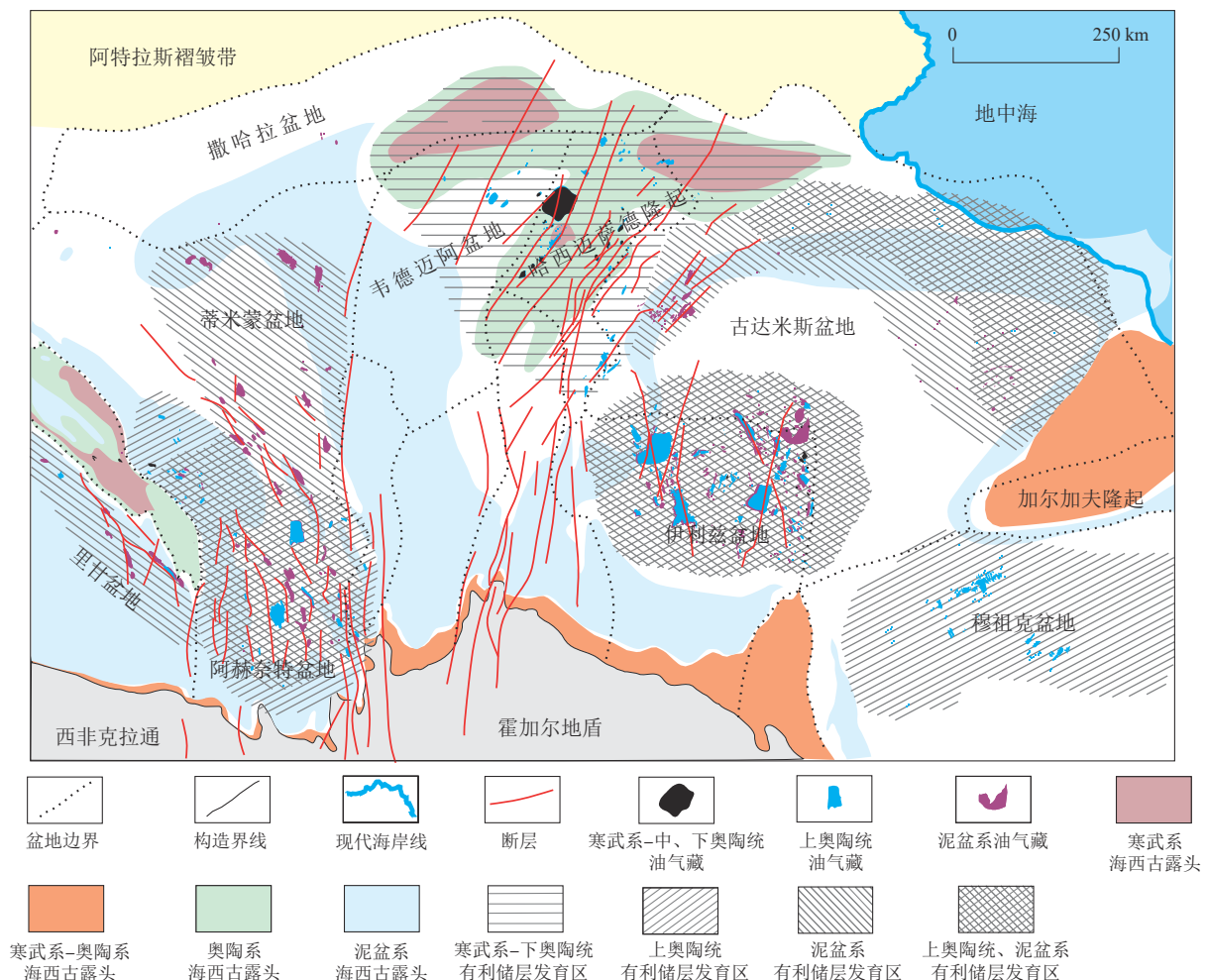


图12 北非地区古生界有利储层平面分布预测(海西期古地质图来自文献[9])

Fig. 12 Mapping the distribution of the favorable Paleozoic reservoirs in North Africa (Hercynian paleogeological map from reference [9])

藏,探明储量+控制储量合计 33.38×10^8 bbl油当量。

上奥陶统储层分布明显受沉积相控制,冰蚀谷充填的冰河、冰海和三角洲相是有利储层发育相带,主要分布在西非克拉通和霍加尔地盾周边的莫祖克盆地、伊利兹盆地及阿赫奈特盆地(图8)。目前已经在这些盆地发现173个上奥陶统油气藏,探明储量+控制储量合计 87.63×10^8 bbl油当量(图12)。

下泥盆统有利砂岩储层沉积相为河流相和滨海-近岸相,在盆地中心和盆地间隆起上均有分布,包括伊利兹盆地、阿赫奈特盆地、蒂米蒙盆地、里甘盆地以及古达米斯盆地北部隆起和斜坡区(图12)。隆起和斜坡区的泥盆系,同样在经历古生代深埋之后,部分或全部被海西期不整合面削截。有利储层受海西期不整合面改造,物性变好。盆地中部泥盆系有利储层的发育与区域挤压应力有关。泥盆系油气藏构造类型为海西期背斜,储层中普遍发育的构造裂缝极大地改善储层渗透率。目前已经在这些盆地发现298个泥盆系油气藏,探明储量+控制储量合计 93.93×10^8 bbl油当量。

7 结论

1) 寒武系、奥陶系和泥盆系砂岩储层是北非克拉通盆地的主力储层,沉积环境主要为河流相、滨海-近岸相和浅海相,储层分布范围广泛,连续性好。

2) 储层经历两类埋藏史,构造演化差异导致不同地区不同时代储层成岩演化有所区别;破坏性成岩作用主要包括压实作用和石英次生加大胶结作用;晚期长石溶解和多期构造裂缝改造则起到建设性作用。

3) 储层发育受到沉积相、断层/裂缝和不整合面联合控制,盆地边缘和隆起是有利储层发育区。

4) 寒武系-下奥陶统储层优势储层普遍发育于受海西期不整合面影响较大的隆起区;上奥陶统优质储层主要发育于霍加尔地盾周边的莫祖克盆地、伊利兹盆地和阿赫奈特盆地;下泥盆统优质储层分布范围更广,主要分布在伊利兹盆地、阿赫奈特盆地、蒂米蒙盆地、里甘盆地以及古达米斯盆地北部隆起和斜坡区。

参 考 文 献

- [1] LIMARINO C O, LÓPEZ-GAMUNDÍ O R. Late Paleozoic basins of South America: Insights and progress in the last decade [J]. *Journal of South American Earth Sciences*, 2021, 107: 103150.
- [2] ZIEGLER A. Late Permian to Holocene Paleofacies Evolution of the Arabian Plate and its Hydrocarbon Occurrences [J]. *GeoArabia*, 2001, 6(3): 445-504.
- [3] HUSSAIN M, AMAO A O, AL-RAMADAN K, et al. Unconventional reservoir characterization using geochemical signatures: Examples from Paleozoic formations, Saudi Arabia [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2022, 143: 105770.
- [4] 郭旭升, 周德华, 赵培荣, 等. 鄂尔多斯盆地石炭系-二叠系煤系非常规天然气勘探开发进展与攻关方向 [J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(5): 1013-1023.
- GUO Xusheng, ZHOU Dehua, ZHAO Peirong, et al. Progresses and directions of unconventional natural gas exploration and development in the Carboniferous-Permian coal measure strata, Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(5): 1013-1023.
- [5] IHS Markit. IHS energy: EDIN. 2021 [EB/OL]. (2017-06-21) [2024-03-08]. <https://ihsmarkit.com/index.html>.
- [6] SCHENK C J, KLETT T R, WHIDDEN K J, et al. Assessment of undiscovered conventional oil and gas resources of North Africa, 2012: 2012-3147 [R]. Reston, VA: U. S. Geological Survey, 2013.
- [7] ASKRI H, BELMECHERI A, BENRABAH B, et al. Geology of Algeria [C]//Conference sur l'Evaluation des Puits - Well Evaluation Conference, Algeria (WEC 1995). [S. l.]: [s. n.], 1995: 1-93.
- [8] HALLETT D, CLARK-LOWES D. Petroleum geology of Libya [M]. 2nd ed. Amsterdam: Elsevier, 2016: 1-307.
- [9] CRAIG J, RIZZI C, SAID F, et al. Structural styles and prospectivity in the Precambrian and Palaeozoic hydrocarbon systems of North Africa [C]//Geology of East Libya Symposium, Benghazi, 2008. [S. l.]: [s. n.], 2008: 51-121.
- [10] PERRON P, GUIRAUD M, VENNIN E, et al. Influence of basement heterogeneity on the architecture of low subsidence rate Paleozoic intracratonic basins (Reggane, Ahnet, Mouydir and Illizi basins, Hoggar Massif) [J]. *Solid Earth*, 2018, 9(6): 1239-1275.
- [11] BOOTE D R D, CLARK-LOWES D D, TRAUT M W. Palaeozoic petroleum systems of North Africa [J]. *Geological Society, London, Special Publications*, 1998, 132(1): 7-68.
- [12] RUBAN D A, AL-HUSSEINI M I, IWASAKI Y. Review of Middle East Paleozoic plate tectonics [J]. *GeoArabia*, 2007, 12(3): 35-56.
- [13] 吕雪雁, 曹喆, 刘静静, 等. 北非地区构造演化与含油气盆地形成 [J]. *古地理学报*, 2024, 26(1): 28-44.
- LYU Xueyan, CAO Zhe, LIU Jingjing, et al. Tectonic evolution and petroliferous basin formation in North Africa [J]. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 2024, 26(1): 28-44.
- [14] COWARD M P, RIES A C. Tectonic development of North African basins [J]. *Geological Society, London, Special Publications*, 2003, 207(1): 61-83.
- [15] BUMBY A J, GUIRAUD R. The geodynamic setting of the Phanerozoic basins of Africa [J]. *Journal of African Earth Sciences*, 2005, 43(1/3): 1-12.
- [16] GUIRAUD R, BOSWORTH W, THIERRY J, et al. Phanerozoic geological evolution of Northern and Central Africa: An overview [J]. *Journal of African Earth Sciences*, 2005, 43(1/3): 83-143.
- [17] DARDOUR A M, BOOTE D R D, BAIRD A W. Stratigraphic controls on Palaeozoic petroleum systems, Ghadames Basin, Libya [J]. *Journal of Petroleum Geology*, 2004, 27(2): 141-162.
- [18] FEKIRINE B, ABDALLAH H. Palaeozoic lithofacies correlatives and sequence stratigraphy of the Saharan Platform, Algeria [J]. *Geological Society, London, Special Publications*, 1998, 132

- (1): 97–108.
- [19] BURKE K, MACGREGOR D S, CAMERON N R. Africa's petroleum systems: Four tectonic 'Aces' in the past 600 million years [J]. Geological Society, London, Special Publications, 2003, 207(1): 21–60.
- [20] GALEAZZI S, POINT O, HADDADI N, et al. Regional geology and petroleum systems of the Illizi-Berkine area of the Algerian Saharan Platform: An overview [J]. Marine and Petroleum Geology, 2010, 27(1): 143–178.
- [21] Amri T, Dhahri F, Soussi M, et al. The role of E-W basement faults in the Mesozoic geodynamic evolution of the Gafsa and Chotts basins, south-central Tunisia [J]. Journal of Earth System Science, 2017, 126: 104.
- [22] BADALINI G, REDFERN J, CARR I D. A synthesis of current understanding of the structural evolution of North Africa [J]. Journal of Petroleum Geology, 2002, 25(3): 249–258.
- [23] HAQ B U, SCHUTTER S R. A chronology of Paleozoic sea-level changes [J]. Science, 2008, 322(5898): 64–68.
- [24] CRAIG J, THUROW J, THUSU B, et al. Global Neoproterozoic petroleum systems: The emerging potential in North Africa [J]. Geological Society, London, Special Publications, 2009, 326(1): 1–25.
- [25] GEERT K, AFIFI A M, AL-HAJRI S A, et al. Paleozoic stratigraphy and hydrocarbon habitat of the Arabian Plate [J]. GeoArabia, 2001, 6(3): 407–442.
- [26] MOHAMED A K, SELIM E I, KASHLAF A. Integration of seismic interpretation and petrophysical studies on Hawaz Formation in J-field NC-186 concession, Northwest Murzuq basin, Libya [J]. NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics, 2016, 5(2): 334–350.
- [27] LE HERON D P, CRAIG J, ETIENNE J L. Ancient glaciations and hydrocarbon accumulations in North Africa and the Middle East [J]. Earth-Science Reviews, 2009, 93(3/4): 47–76.
- [28] LE HERON D P, CRAIG J, SUTCLIFFE O E, et al. Late Ordovician glaciogenic reservoir heterogeneity: An example from the Murzuq Basin, Libya [J]. Marine and Petroleum Geology, 2006, 23(6): 655–677.
- [29] LE HERON D P, CRAIG J. First-order reconstructions of a Late Ordovician Saharan ice sheet [J]. Journal of the Geological Society, 2008, 165(1): 19–29.
- [30] DAVIDSON L, BESWETHERICK S, CRAIG J, et al. Chapter 14-The structure, stratigraphy and petroleum geology of the Murzuq Basin, Southwest Libya [M]//SOLA M A, WORSLEY D. Geological Exploration in Murzuq Basin. Amsterdam: Elsevier Science, 2000: 295–320.
- [31] LÜNING S, KOLONIC S, LOYDELL D K, et al. Reconstruction of the original organic richness in weathered Silurian shale outcrops (Murzuq and Kufra basins, southern Libya) [J]. GeoArabia, 2003, 8(2): 299–308.
- [32] LÜNING S, CRAIG J, LOYDELL D K, et al. Lower Silurian 'hot shales' in North Africa and Arabia: Regional distribution and depositional model [J]. Earth-Science Reviews, 2000, 49(1/4): 121–200.
- [33] RUBAN D A, CONRAD C P. Late Silurian-Middle Devonian long-term shoreline shifts on the northern Gondwanan margin: Eustatic versus tectonic controls [J]. Proceedings of the Geologists' Association, 2013, 124(6): 883–892.
- [34] CAPEL E, CLEAL C J, SERVAIS T, et al. New insights into Silurian-Devonian palaeophytogeography [J]. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 2023, 613: 111393.
- [35] CHAOUCHI R, MALLA M S, KECHOU F. Sedimentological evolution of the Givetian-Eifelian (F3) sand bar of the West Alrar field, Illizi Basin, Algeria [J]. Geological Society, London, Special Publications, 1998, 132(1): 187–200.
- [36] ALEM N, ASSASSI S, BENHEBOUCHE S, et al. Controls on hydrocarbon occurrence and productivity in the F6 reservoir, Tin Fouyé-Tabankort area, NW Illizi Basin [J]. Geological Society, London, Special Publications, 1998, 132(1): 175–186.
- [37] WENDT J, KAUFMANN B, BELKA Z. Devonian stratigraphy and depositional environments in the southern Illizi Basin (Algerian Sahara) [J]. Journal of African Earth Sciences, 2009, 54(3/4): 85–96.
- [38] FIGARI E, JÁUREGUI J M, GERARD J, et al. Sequence stratigraphy and reservoir characterization of the Lower Devonian in the Southwest of Algeria [C]//4th EAGE North African/Mediterranean Petroleum and Geosciences Conference and Exhibition Tunis 2009. Houten: European Association of Geoscientists & Engineers, 2009: cp-120-00038.
- [39] COCHRAN M D, PETERSEN L E. Hydrocarbon exploration in the Berkine Basin, Grand Erg Oriental, Algeria [M]//DOWNEY M W, THREET J C, MORGAN W A. Petroleum Provinces of the Twenty-First Century. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2001: 531–557.
- [40] JABIR A, CEREPI A, LOISY C, et al. Evaluation of reservoir systems in Paleozoic sedimentary formations of Ghadames and Jefarah basins [J]. Journal of African Earth Sciences, 2021, 183: 104324.
- [41] AVIGAD D, GERDES A, MORAG N, et al. Coupled U-Pb-Hf of detrital zircons of Cambrian sandstones from Morocco and Sardinia: Implications for provenance and Precambrian crustal evolution of North Africa [J]. Gondwana Research, 2012, 21(2/3): 690–703.
- [42] PERRON P. Architecture and tectonic of Paleozoic intracratonic basins: Impact on the sedimentary record and associated geometries: Example of peri-Hoggar basins (North Gondwana marge) [D]. Dijon: Université Bourgogne Franche-Comté, 2019: 68.
- [43] MURPHY J B, NANCE R D, JOHNSTON S T, et al. Speculations on the Paleozoic legacy of Gondwana amalgamation [J]. Gondwana Research, 2024, 129: 107–131.
- [44] VON RAUMER J F, STAMPFLI G M. The birth of the Rheic Ocean—Early Palaeozoic subsidence patterns and subsequent tectonic plate scenarios [J]. Tectonophysics, 2008, 461(1/4): 9–20.
- [45] KENDALL C G C, ALSHARHAN A S, MARLOW L. Stratigraphy and depositional systems of the southern Tethyan Region [M]//MARLOW L, KENDALL C G C, YOSE L A. Petroleum Systems of the Tethyan Region. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2014: 29–57.
- [46] MALENFER J, TILLOUS A. Study of the Hassi Messaoud Field stratigraphy, structural aspect, study of detail of the reservoir [J]. IFP Review, 1963, 18: 851–867.
- [47] BESSA F. Reservoir characterization and reservoir modeling in the northwestern part of Hassi Messaoud Field, Algeria [D]. Hamburg: University of Hamburg, 2004: 98.

- [48] MEBROUKI N, NABAWY B, HACINI M, et al. Deciphering the implication of microfacies types and diagenesis on the reservoir quality of the Cambrian sequence in Hassi Messaoud Field, Algeria[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2024, 162: 106650.
- [49] GUEHRIA F M, YAWANARAJAH S, TOUAMI M. Reservoir characterization of fractured Cambrian reservoirs, Algeria [C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, 2005. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2005: SPE-96955-MS.
- [50] ALLOUTI A, ZIADA A, RAMSES W, et al. Damage characterization and production optimization of the Hassi-Messaoud Field, Algeria [C]//SPE Formation Damage Control Conference, Lafayette, 1998. Houston: Society of Petroleum Engineers, 1998: SPE-39485-MS.
- [51] MCGOWEN J M, BENANI A, ZIADA A. Increasing oil production by hydraulic fracturing in the Hassi Messaoud Cambrian Formation, Algeria [C]//European Petroleum Conference, Milan, 1996. Houston: Society of Petroleum Engineers, 1996: SPE-36904-MS.
- [52] ECHIKH K. Geology and hydrocarbon occurrences in the Ghadames Basin, Algeria, Tunisia, Libya [J]. *Geological Society, London, Special Publications*, 1998, 132(1): 109-129.
- [53] ALKHALAS T J. Depositional architecture and petroleum potential of the Cambro-Ordovician Hawaz Formation, Murzuq Basin, SW Libya [D]. Durham: Durham University, 2006: 199.
- [54] Anon. Fractures in the Ordovician sandstones of the Sabria and El Franig structures, Tunisia [C]//ETAP Fractured Reservoirs Seminar, Tunis, 1993. [S. l.]: [s. n.], 1993: 113-119.
- [55] ROBERTSON. Key field montage - Elephant field, Murzuq Basin [Z]. Robertson Research International (RRI), 2000, no. AM04, p. 3. Nelson R. A., Hsu, M. Y. .
- [56] DIXON R J, PATTON T L, HIRST J P P, et al. Transition from subglacial to proglacial depositional systems: Implications for reservoir architecture, Illizi Basin, Algeria [C]//AAPG Annual Convention, San Antonio, Texas, April 20-23, 2008. Tulsa: AAPG, 2008: 50095.
- [57] LE MAUX T, MURAT B, CHAUVEAU A, et al. The challenges of building up a geological and reservoir model of a Late Ordovician glaciomarine gas reservoir characterised by the presence of natural fractures [C]//Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, 2006. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2006: SPE-101208-MS.
- [58] SHALBAK F A. Palaeozoic petroleum systems of the Murzuq Basin, Libya [D]. Barcelona: University de Barcelona, 2015: 204.
- [59] C&C Reservoirs. Field Evaluation Report, Tunisia. El Franig Field [DB/CD], 2015. DAKS, 2024. <https://daks.ccrepositories.cn/Report/>.
- [60] HUTCHISON A, HADDAD S, SMALLEY C. Reservoir quality modelling in Cambro-Ordovician sands of the Tiguentourine Field, Illizi Basin, Algeria [C]//2nd EAGE North African/Mediterranean Petroleum & Geosciences Conference & Exhibition, Algiers, 2005. Houten: European Association of Geoscientists & Engineers, 2005: cp-11-00066.
- [61] 杨丽, 彭志春, 刘薇, 等. 文昌X油田珠海组低渗透层成岩作用与孔隙演化[J]. *断块油气田*, 2022, 29(5): 641-646, 658.
- YANG Li, PENG Zhichun, LIU Wei, et al. Diagenesis and pore evolution of low permeability reservoir in Zhuhai Formation of Wenchang X oil field [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2022, 29(5): 641-646, 658.
- [62] 田腾飞, 谢明英, 陈一鸣, 等. 海相砂岩油藏沉积微相特征及对剩余油的控制——以南海东部X油田为例[J]. *石油地质与工程*, 2023, 37(2): 60-64.
- TIAN Tengfei, XIE Mingying, CHEN Yiming, et al. Sedimentary microfacies characteristics of marine sandstone reservoirs and their control on remaining oil——By taking X Oilfield in the east of South China Sea as an example [J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2023, 37(2): 60-64.
- [63] 孙月成, 周锡明, 刘洋, 等. 松辽盆地深部上古生界物性特征与典型区勘探实践[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2022, 52(6): 1747-1761.
- SUN Yuecheng, ZHOU Ximing, LIU Yang, et al. Petrophysical characteristics and exploration practice on the deep strata of Upper Paleozoic in Songliao Basin [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2022, 52(6): 1747-1761.
- [64] 胡宗全, 杜伟, 朱彤, 等. 四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组细粒沉积的层序地层与岩相特征[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(5): 1024-1038.
- HU Zongquan, DU Wei, ZHU Tong, et al. Sequence stratigraphy and lithofacies characteristics of fine-grained deposits of Wufeng-Longmaxi formations in the Sichuan Basin and on its periphery [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(5): 1024-1038.
- [65] 何钊, 高兆龙, 李国蓉, 等. 川南云锦地区茅口组储集层溶蚀期次及模式[J]. *新疆石油地质*, 2022, 43(5): 537-545.
- HE Zhao, GAO Zhaolong, LI Guorong, et al. Dissolution stage and pattern of reservoirs in Maokou Formation in Yunjin area, southern Sichuan Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2022, 43(5): 537-545.
- [66] 李军, 唐博超, 韩东, 等. 断控缝洞型油藏储集体发育特征及其连通关系——以塔河油田托甫台地区T单元为例[J]. *新疆石油地质*, 2022, 43(5): 572-579.
- LI Jun, TANG Bochao, HAN Dong, et al. Characteristics and connectivity of fault-controlled fractured-vuggy reservoirs: A case study of unit T in Tuofutai area, Tahe Oilfield [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2022, 43(5): 572-579.
- [67] 高阳. 渤海湾盆地东营凹陷陡坡带沙四下亚段砂砾岩储层物性主控因素[J]. *大庆石油地质与开发*, 2022, 41(5): 28-36.
- GAO Yang. Main controlling factors of glutenite reservoir property in steep slope zone of Lower Es₄ of Dongying Sag in Bohai Bay Basin [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2022, 41(5): 28-36.
- [68] 曾溅辉, 张亚雄, 张在振, 等. 致密砂岩气藏复杂气-水关系形成和分布主控因素及分布模式[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(5): 1067-1083.
- ZENG Jianhui, ZHANG Yaxiong, ZHANG Zaizhen, et al. Complex gas-water contacts in tight sandstone gas reservoirs: Distribution pattern and dominant factors controlling their formation and distribution [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(5): 1067-1083.

(编辑 张玉银)