

刘文超, 汪跃, 廖新武, 等. 渤海西南部海域变质岩潜山优质储层发育规律及成因机理[J]. 海洋地质前沿, 2022, 38(12): 47-55.

LIU Wenchao, WANG Yue, LIAO Xinwu, et al. Formation and origination of dominant reservoir in metamorphic buried hills in the south-western Bohai Sea[J]. Marine Geology Frontiers, 2022, 38(12): 47-55.

# 渤海西南部海域变质岩潜山优质储层发育规律及成因机理

刘文超, 汪跃, 廖新武, 康凯, 张雷, 刘卫林

(中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院, 天津 300459)

**摘要:**渤海西南部海域新太古界变质岩潜山为油气勘探开发的主要目标层,明确其优质储层发育规律及成因机理可为后续勘探开发提供重要的理论依据。利用钻井、测井、岩芯及薄片等资料,结合区域构造应力场研究及野外地质露头观察,开展了该套变质岩潜山风化带优质储层发育规律及其成因机理研究。结果表明:平面上,古褶皱核部、走滑区、古地貌高部位及断层附近优质储层更加发育,其形成受构造与风化淋滤作用的共同控制;纵向上,风化带下部裂缝开度更大,渗透率更高,风化带上部孔隙度更高,其形成主要受风化淋滤与压实作用的共同控制。优质裂缝发育方向为近 EW 向(方位范围  $45^{\circ}\sim 135^{\circ}$ ),其形成主要受喜山期“再活化”的控制。优质储层发育模式可总结为“鱼背”模式,其形成经历了印支期和燕山期的挤压成缝、风化淋滤对裂缝的充填、喜山期的拉张“再活化”及沉积埋藏过程的再压实。

**关键词:**渤海西南部海域;新太古界;变质岩潜山;优质储层;古地貌;成因机理

中图分类号:P736; P744.4

文献标识码:A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2021.296

## 0 引言

变质岩是潜山油气藏重要的储集层之一,世界范围内变质岩潜山油气储量占潜山油气藏总储量的 75%<sup>[1-3]</sup>。作为盆地基底的太古界变质岩潜山,裂缝是重要的储集空间类型<sup>[4-7]</sup>,原生孔隙一般不发育。裂缝主要是构造运动的结果,构造应力释放为裂缝的产生提供了动力条件<sup>[8-9]</sup>。风化淋滤对裂缝起改造作用,不仅产生风化性质的裂缝,而且由于裂缝的沟通,大气淡水渗入地下发生溶蚀作用,产生大量次生孔隙<sup>[10-12]</sup>。

潜山是渤海海域最早开展油气勘探的领域,历经多年勘探,在变质岩、花岗岩等基岩类中潜山屡

获突破<sup>[7-13]</sup>。近年来,渤海西南部海域新太古界变质岩潜山油气勘探获得整装大型油气新发现——渤中 19-6 气田<sup>[14-15]</sup>。关于该区变质岩潜山,前人的认识主要集中于关键构造期构造格局、潜山形成演化、成藏模式、储层特征及主控因素等方面<sup>[16-19]</sup>,但储层研究不够细致,多数停留在岩性、储集空间、裂缝及物性等基本储层特征的描述,储层主控因素的证据略显不足,优质储层的纵向及平面规律、成因机理及发育模式仍然不清,难以有效指导后续井位部署。笔者以渤海西南部海域新发现的渤中 19-6 气田为例,利用钻井、测井、岩芯及薄片等资料,结合区域构造应力场研究及野外地质露头观察,研究主要含气层系新太古界潜山风化带优质储层发育规律,并探讨成因机理,为渤中 19-6 气田后续勘探开发提供理论依据。

## 1 区域地质背景

研究区主体为渤中 19-6 构造带,处于渤海湾盆地渤中凹陷西南部深层近 SN 向展布的构造脊上,

收稿日期: 2021-11-16

资助项目: 中海石油(中国)有限公司重大科技专项“渤海复杂潜山油气藏精细油藏描述及高效开发技术研究”(CNOOC-KJ 135 ZDXM 36 TJ 03 TJ-GD 2020-01)

作者简介: 刘文超(1987—),男,硕士,高级工程师,主要从事油气田开发地质综合研究工作。E-mail: 412261693@qq.com

东南与渤南低凸起相邻,西部与埕北低凸起相邻,南部与黄河口凹陷相接,北为渤中凹陷主洼,表现为渤中凹陷西南次洼和南次洼夹持的、具有洼中隆特征的背斜构造带(图1a)<sup>[14-17]</sup>。

研究区自上而下分别钻遇第四系,新近系馆陶组和明化镇组,古近系东营组、沙河街组、孔店组及新太古界潜山。含气层系以新太古界潜山凝析气藏为主,埋藏深度3 850~5 500 m,顶部披覆有一套孔店组稳定分布的砂砾岩,下部岩性主要为混合岩化花岗岩、片麻岩、麻粒岩等。受区域板块运动的影响,渤海西南部海域潜山主要经历印支期、燕山

期、喜山期3期构造运动<sup>[20-26]</sup>,多期构造运动产生大量裂缝,受大气淡水风化淋滤作用的影响,次生孔隙发育,储层整体表现为双重介质特征<sup>[27]</sup>。潜山储层非均质性极强,纵向上具有明显的分带性,自上而下划分为风化带和内幕带(图1b)。其中,风化带纵向上厚度一般不超过350 m,自上而下风化作用逐渐减弱,孔隙发育逐渐减少,孔隙度、渗透率平均值分别为4.0%、 $3.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,表现为低孔低渗特征。内幕带风化作用影响极弱,主要为致密基岩,岩石密度大,孔隙发育变差。风化带为研究区潜山勘探开发的主要层系。

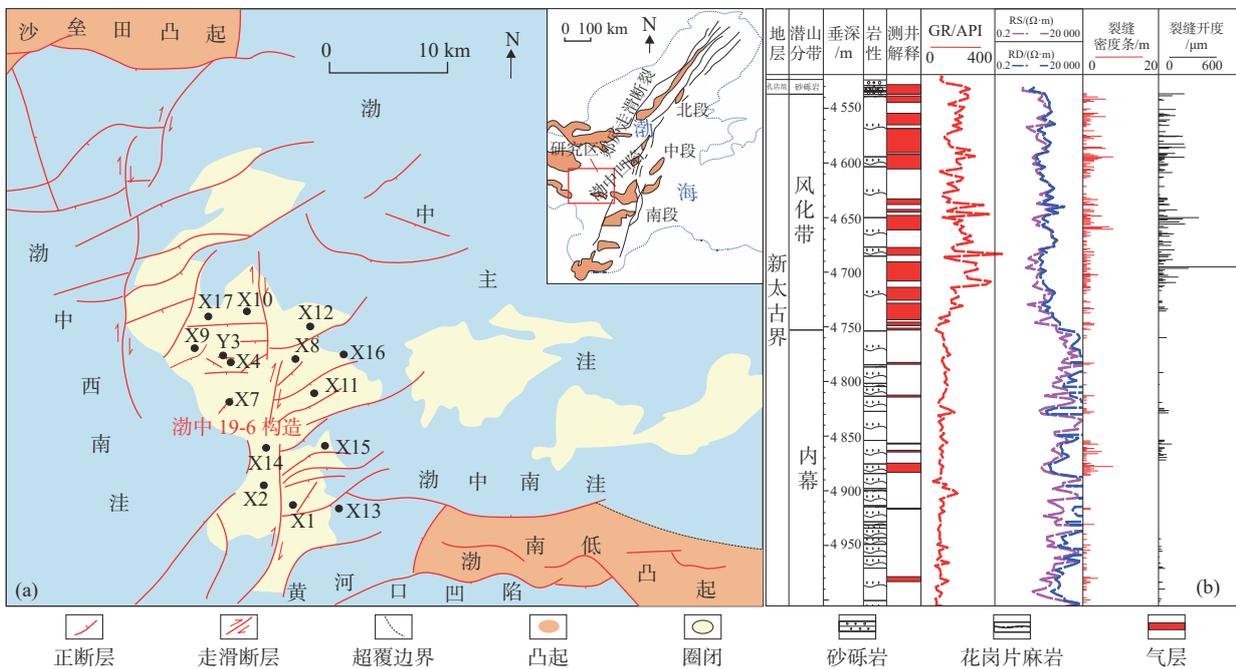


图1 渤海西南部区域构造位置<sup>[17]</sup>(a)及新太古界潜山地层综合柱状图(b)

Fig.1 Regional tectonic background<sup>[17]</sup>(a) and stratigraphic composite histogram (b) of Neoproterozoic in the southwestern Bohai Sea

## 2 优质储层发育规律

### 2.1 平面优质储层发育规律

古地貌与潜山储层发育具有正相关性。利用平衡剖面技术<sup>[28-30]</sup>对研究区印支、燕山期等关键构造时期的古地貌进行了恢复。根据古地貌恢复结果,早印支期SN向挤压<sup>[22-23]</sup>使得研究区由南向北挤压逆冲,整体形成北高南低的格局,X4、X7、X9、X11井区为古褶皱核部,近EW向展布,其他井区为古褶皱翼部(图2a)。晚印支期NE-SW向挤压<sup>[6, 22-23]</sup>对早印支期构造格局进行改造,整体构造格局未发生大的变化,X7、X11井区古地貌略低

于X4、X9、X11井区(图2b)。燕山期处于NW-SE向挤压和左行走滑双重应力场<sup>[24-26]</sup>,对研究区进行持续改造,X2、X14井区成为走滑区,古地貌变高(图2c)。

古褶皱核部、走滑区裂缝储层发育程度及储层物性整体好于古褶皱翼部。位于古褶皱核部的X4、X9、X7、X11井区及走滑区的X2、X14井区单井平均储层厚度95~227 m,净毛比0.50~0.83,裂缝密度2.2~5.7条/m,裂缝开度44~245 μm,孔隙度3.2%~6.5%,渗透率 $(1.4 \sim 14.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,古褶皱翼部单井平均储层厚度25~87 m,净毛比0.15~0.59,裂缝密度1.7~4.3条/m,裂缝开度24~54 μm,孔隙度2.4%~4.1%,渗透率 $(0.2 \sim 0.5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。同处于古褶皱核部,古地貌较高部位的X4、X9井

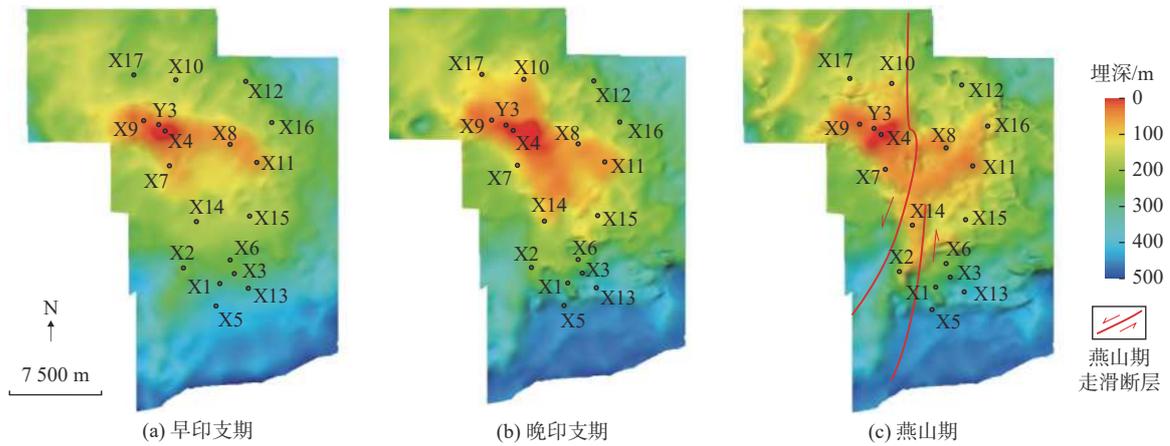


图 2 渤海西南部变质岩潜山印支、燕山期古地貌

Fig.2 The Indosinian and Yanshanian paleogeomorphology of the metamorphic buried hills in the southwestern Bohai Sea

区裂缝储层发育程度及储层物性整体略好于古地貌较低部位的 X7、X11 井区, X4、X9 井区单井平均储层厚度 177~214 m, 净毛比 0.59~0.69, 裂缝密度 3.7~4.9 条/m, 孔隙度 3.2%~6.0%, 渗透率  $1.4\sim 6.1\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , X7、X11 井区单井平均储层厚度 34~144 m, 净毛比 0.32~0.60, 裂缝密度 2.2~3.3 条/m, 孔隙度 3.2%~3.9%, 渗透率  $(1.9\sim 2.5)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

储层发育程度不仅与古地貌有关, 也与断层有关。离断层越近, 裂缝储层越发育。根据研究区 X1, X4—X17 井区风化带已钻井资料分析, 离断层由 100 m 至 0 m, 储层净毛比可由 0.16 增加到 0.74 (图 3)。Y3 井成像资料证实, 4 820~5 010 m 钻遇断层, 电阻率整体较低, 储层发育好 (图 4a), 裂缝密度、开度均较大, 且溶蚀作用明显, 常见裂缝边缘有溶蚀加大现象, 次生孔隙较发育 (图 4b、d), 4 650~4 750 m 未钻遇断层, 电阻率整体较高, 储层发育差 (图 4a), 显示岩性较为致密, 裂缝密度、开度均较小,

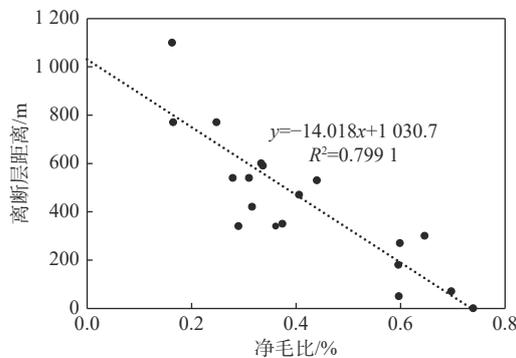


图 3 渤海西南部变质岩潜山风化带储层净毛比与离断层距离交汇图

Fig.3 Intersection of the net/gross ratio and the distance from fault for weathered metamorphic buried hills in the southwestern Bohai Sea

且溶蚀现象不明显 (图 4e、f)。X7 井古地貌较 X8、X11 井略低, 由于离断层距离较近 (图 1a、2), 储层净毛比较 X8、X11 井高, 位于古地貌较低部位的 X7 井储层净毛比达 0.60, 位于古地貌较高部位的 X8 井、X11 井储层净毛比仅 0.33~0.44。

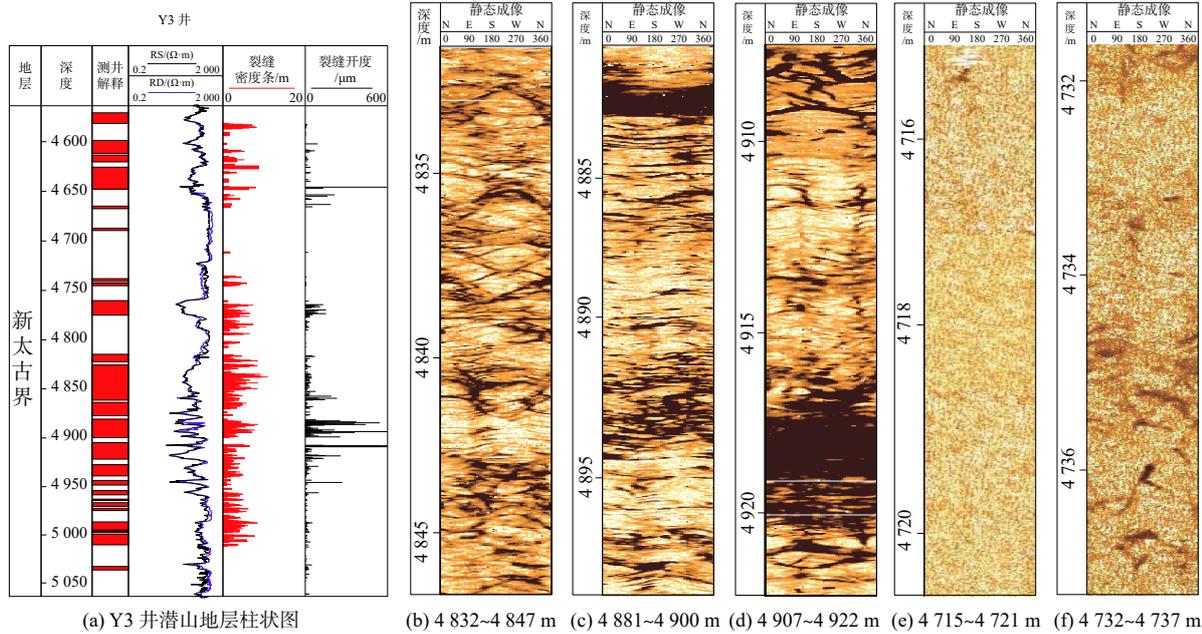
### 2.2 纵向优质储层发育规律

相比裂缝密度、倾角, 裂缝开度、储层厚度对气井产能影响更大<sup>[31]</sup>, 能较好反映潜山纵向优质裂缝品质。研究区潜山风化带下部优质裂缝发育好于风化带上部。根据裂缝开度及储层厚度解释结果, 风化带下部单井裂缝开度范围为 26~230  $\mu\text{m}$ , 平均 94  $\mu\text{m}$ , 风化带上部单井裂缝开度范围为 19~250  $\mu\text{m}$ , 平均 79  $\mu\text{m}$  (图 5a), 风化带下部裂缝开度  $>20 \mu\text{m}$  的单井储层厚度范围为 21~145 m, 平均 66 m, 风化带上部单井裂缝开度  $>20 \mu\text{m}$  的储层厚度范围 5~75 m, 平均 36 m (图 5b)。裂缝开度大, 渗透率也高, 风化带下部单井开度  $>20 \mu\text{m}$  的渗透率范围  $(2.7\sim 12.6)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 平均  $4.9\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 风化带上部单井开度  $>20 \mu\text{m}$  的渗透率范围  $(0.3\sim 9.7)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 平均  $3.8\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  (图 5c)。

纵向上孔隙度发育规律与裂缝开度、渗透率规律相反。风化带上部储层孔隙发育程度整体好于风化带下部。根据测井解释结果, 研究区风化带上部单井孔隙度范围为 2.5%~6.5%, 平均 4.0%, 风化带下部单井孔隙度范围为 0.7%~4.8%, 平均 3.2%。

### 2.3 优质裂缝发育方向规律

受多期构造运动的控制, 潜山裂缝发育呈现多组特征, 裂缝走向主要有 3 组: 近 EW 向、NW—SE 向和 NE—SW 向 (图 6a)。近 EW 向的裂缝开度更



(a) Y3 井潜山地层柱状图 (b) 4 832~4 847 m (c) 4 881~4 900 m (d) 4 907~4 922 m (e) 4 715~4 721 m (f) 4 732~4 737 m

图 4 Y3 井潜山柱状图及成像测井图

Fig.4 Histogram and imaging log of Well Y3

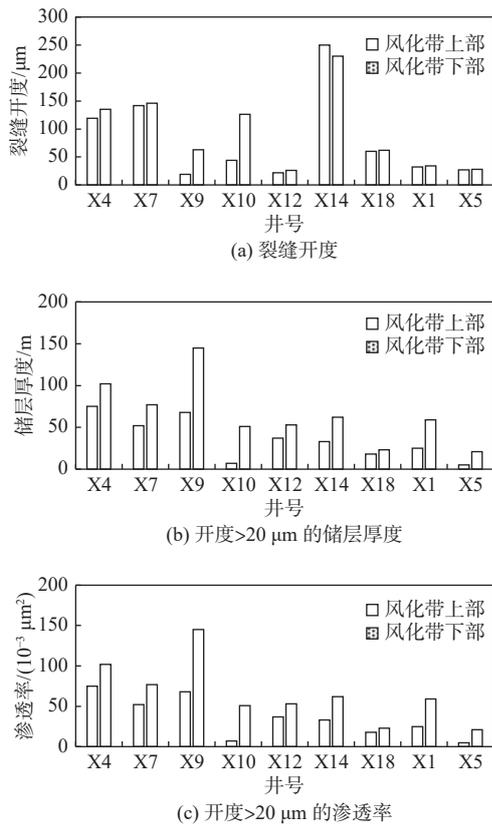


图 5 渤海西南部海域变质岩潜山风化带单井裂缝开度、储层厚度及渗透率分布直方图

Fig.5 Histograms of fracture aperture, and reservoir thickness and permeability of weathered metamorphic buried hills in the southwestern Bohai Sea

大, 裂缝有效性更强。根据研究区 11 口井 3 856 个深度点的裂缝开度与裂缝走向交汇结果, 近 EW 向

(方位范围 45°~135°)的裂缝开度较近 SN 向(方位范围 135°~225°)大, 近 EW 向开度 20 μm 以上的裂缝数量占该方向的 37%, 平均开度 105 μm, 近 SN 向开度 20 μm 以上的裂缝数量占该方向的 27%, 平均开度 62 μm(图 6b)。

### 3 优质储层成因机理

#### 3.1 平面优质储层成因机理

构造作用是控制裂缝储层发育程度的主要因素。研究区经历多期次、多旋回的构造应力叠加, 变质岩潜山内部受到强烈改造, 产生大量裂缝。裂缝储层发育程度与应力场强度有关, 应力场强度越大, 裂缝越发育。挤压环境下, 古褶皱核部为应力集中发育部位, 应力强度场更大, 裂缝较古褶皱翼部更加发育<sup>[19, 32]</sup>。古构造位置与古地貌具有对应关系, 一般古褶皱核部为褶皱背斜发育带, 古地貌往往较高, 古褶皱翼部为褶皱向斜发育带, 古地貌往往较低。研究区潜山经历印支、燕山多期挤压, 每期挤压构造核部及古地貌高部位均主要出现 X4、X9、X11 井区, 裂缝较其他井区更发育。断层是裂缝发育的高级演化阶段, 反映构造应力的集中释放。离断层越近, 应力场强度越大, 裂缝越发育<sup>[33-34]</sup>。

风化淋滤作用对储层的改造也不容忽视, 古地貌高部位、断层附近风化淋滤作用也较强<sup>[35]</sup>, 储层

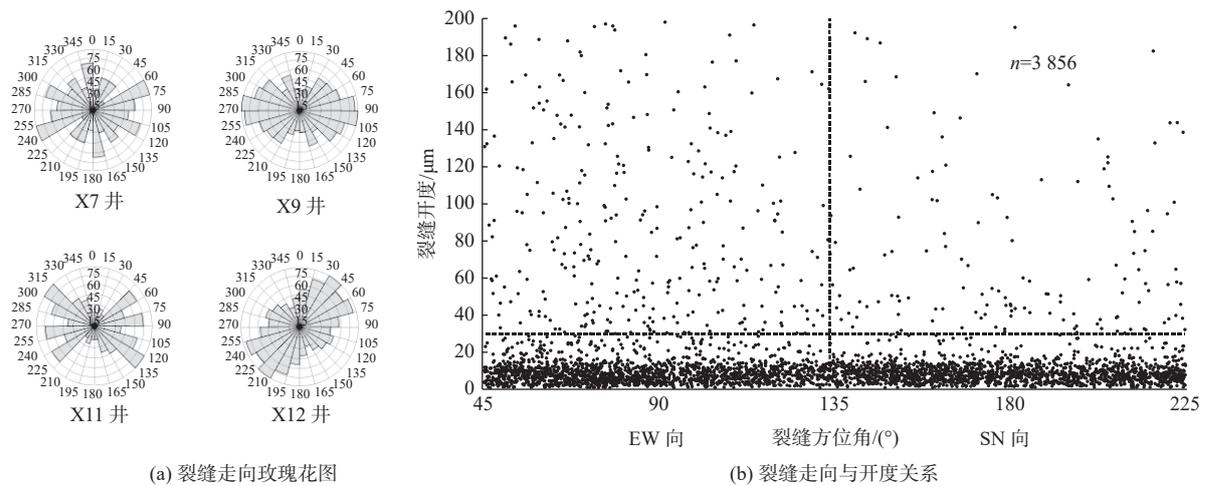


图 6 渤海西南部海域变质岩潜山裂缝走向与开度关系

Fig.6 Fracture strikes and aperture of the metamorphic buried hills in the southwestern Bohai Sea

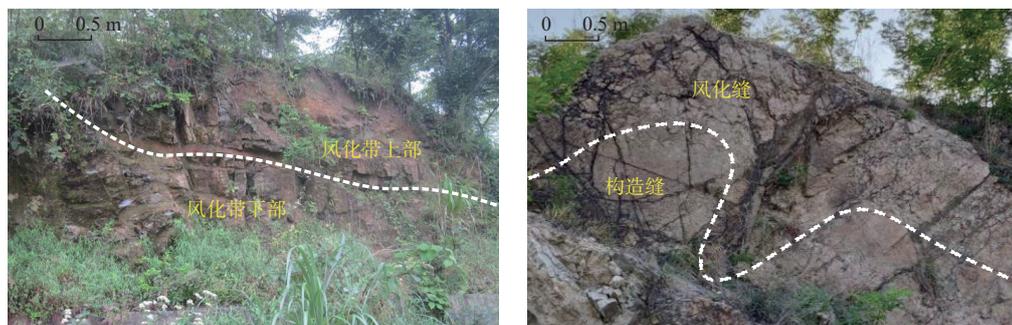
经溶蚀改造, 易产生次生孔隙。受构造作用和风化淋滤作用的双重影响, X4、X9、X11 井区不仅裂缝更加发育, 由于断层和裂缝对大气淡水的沟通, 溶蚀作用也强, 孔隙也更加发育, 其他井区古地貌较低, 构造应力场和溶蚀作用均不够强, 裂缝及孔隙储层发育均较差。

### 3.2 纵向优质储层成因机理

风化淋滤作用控制裂缝充填程度<sup>[10, 35]</sup>, 充填是导致风化带纵向上裂缝开度、渗透率变化的主要成因机理。风化带上部风化淋滤作用强, 黏土化作用明显, 裂缝充填程度较高, 且泥质充填较多(图 7a, 图 8a、b), 风化带下部风化淋滤作用弱, 裂缝充填程度较低, 泥质充填较少(图 7a, 图 8c、d)。根据研究区薄片资料, 风化带上部裂缝全充填和部分充填的比例占到 77%, 且充填物类型以主要为泥质, 风化带下部裂缝全充填和部分充填的比例占到 64%, 且充填物类型以主要为碳酸盐岩。

压实作用对风化带纵向上裂缝开度、渗透率的影响同样不可忽视。在上覆岩层的压力下, 裂缝倾角越大, 裂缝面压力越小, 裂缝垂向封闭性越弱, 反之越强<sup>[36-37]</sup>。根据研究区 X7 井取芯资料及野外地质露头, 风化带上部风化作用强, 裂缝风化呈网状, 发育不规则, 整体倾角较低(图 7b, 图 8a、b), 垂向封闭性较强, 即抗压实能力弱, 因此, 裂缝开度较小, 裂缝张开度小, 储层连通性也差, 渗透率低。风化带下部风化作用弱, 以带状构造缝为主, 整体倾角较高(图 7b, 图 8c、d), 垂向封闭性较弱, 即抗压实能力强, 裂缝保存程度好, 因此, 开度较大, 裂缝张开度大, 储层连通性也好, 渗透率高。根据探井 X7 井裂缝倾角资料, 风化带上部裂缝倾角介于 40°~80°的比例占 64%, 平均裂缝倾角 45°, 风化带下部裂缝倾角介于 40°~60°的比例占 86%, 平均裂缝倾角 58°。

风化淋滤作用不仅控制纵向上的裂缝充填程度, 而且影响纵向上的孔隙发育程度。风化带上部



(a) 风化带上部和下部充填情况  
上部泥质充填多, 下部泥质充填少

(b) 风化带上部和下部裂缝类型  
上部呈网状, 下部呈带状

图 7 风化带裂缝发育野外地质露头照片

Fig.7 Field geological outcrop of fractures in the weathering zone

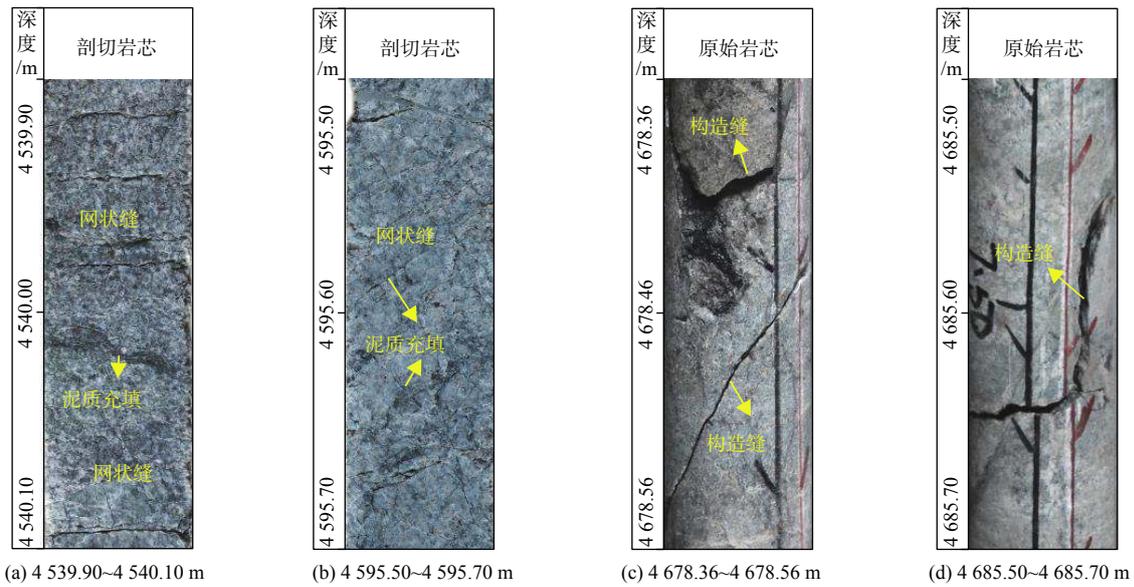


图 8 X7 井变质岩潜山风化带岩芯照片

Fig.8 Coring photos of weathering zone of Well X7

风化淋滤作用强, 大气淡水渗入更易发生溶蚀作用, 产生次生孔隙, 风化带下部风化淋滤作用弱, 大气淡水较难渗入, 溶蚀作用较风化带上部弱, 因此, 风化带上部的孔隙度整体较风化带下部高。虽然风化带上部孔隙度较高, 但受充填影响, 孔隙彼此较为孤立, 裂缝对孔隙沟通能力差, 储层连通性整体较差。风化带下部孔隙度较低, 但裂缝充填程度也低, 裂缝对孔隙沟通能力强, 储层连通性整体较好。

### 3.3 优质裂缝发育方向成因机理

印支、燕山期多期挤压是研究区裂缝发育的关键, 奠定研究区裂缝发育基础。早印支期 SN 向挤压主要产生近 EW 向断层和裂缝, 晚印支期 NE—SW 向挤压要产生 NW 向断层和裂缝, 燕山期 NW—SE 向挤压主要产生左行走滑断层和 NE 向裂缝, 印

支、燕山期不同方向的挤压应力叠加使得研究裂缝呈现多组特征。

先期裂缝由于经受长时间风化淋滤作用, 往往充填较多, 喜山期造缝能力差, SN 向拉张<sup>[16, 19, 26]</sup>对先期裂缝起到改造和“再活化”作用, 使得先期已充填裂缝再次开启。喜山期在 SN 向拉张作用下, 研究区产生强烈裂陷演化, 先期逆断层变正断层, 发生强烈的构造反转<sup>[16, 18, 38-39]</sup>, 由于喜山期与早印支期构造应力性质、方向恰好相反, 因此近 EW 方向的裂缝产生更强烈的再改造和“再活化”作用, 促使近 EW 向裂缝开度更大, 为优质裂缝走向。薄片资料显示, 先期裂缝内部或者边缘形成大量的“缝缘缝”(图 9a)和“缝中缝”(图 9b), 证实先期裂缝在拉张应力背景下的再活化, 喜山期是有效裂缝形成的关键时期。

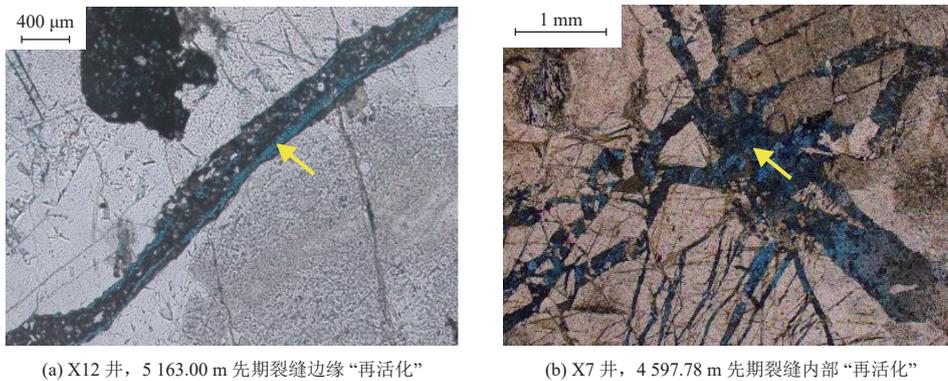


图 9 研究区喜山期“再活化”的薄片证据

Fig.9 Evidence from thin-section observation of the Himalayan “reactivation” in the study area

## 4 优质储层发育模式

### 4.1 优质储层发育模式

渤海西南部变质岩潜山风化带优质储层的形成主要受多期构造运动的控制, 其次受风化淋滤及压实作用的影响。优质储层发育模式可总结为“鱼背”模式(图 10)。平面上, 古褶皱核部、走滑区、古地貌高部位及断层附近优质储层更加发育, 一方面,

古褶皱核部、走滑区、古地貌高部位及断层附近构造应力场强度大, 裂缝更加发育, 另一方面, 古褶皱核部、古地貌高部位及断层附近风化淋滤作用也强, 次生孔隙也更加发育。纵向上, 风化上部孔隙度更高, 但由于裂缝是研究区潜山主要的储集空间类型, 风化带下部裂缝开度更大, 渗透率更高, 优质储层较风化带上部更加发育。多期构造运动使得潜山裂缝呈现多组特征, 近 EW 向(方位范围  $45^{\circ}\sim 135^{\circ}$ ) 的裂缝开度更大。

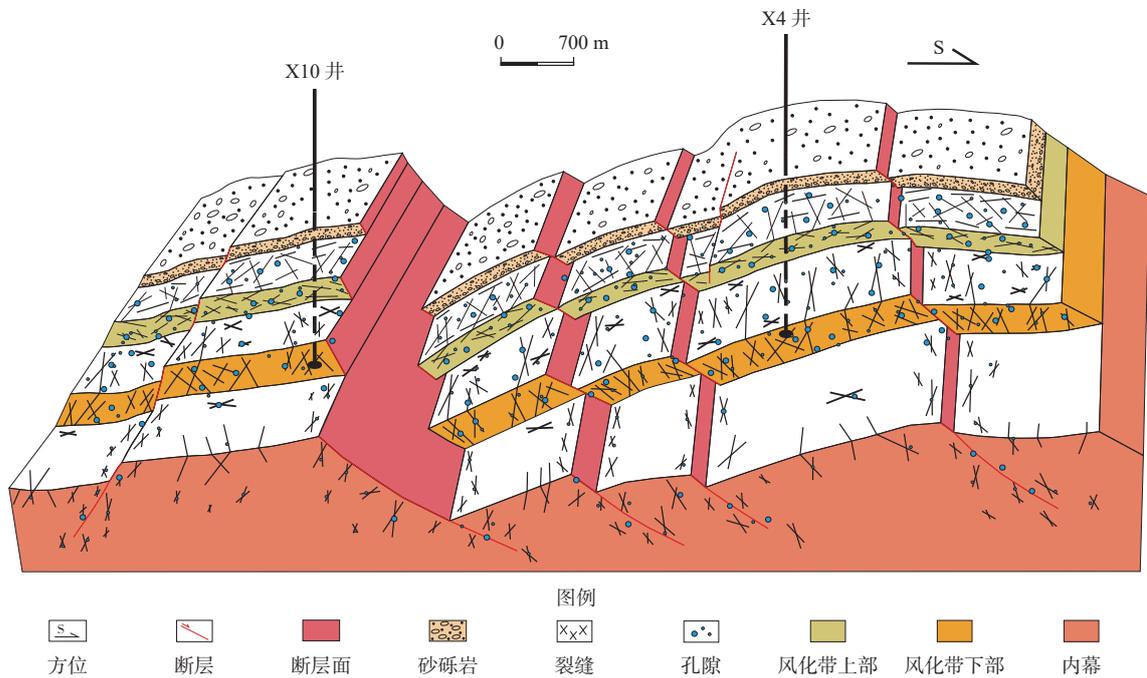


图 10 渤海西南部变质岩潜山优质储层发育模式

Fig.10 Model of the dominant metamorphic reservoir in the southwestern Bohai Sea

### 4.2 优质储层形成过程

受区域板块运动的影响, 研究区潜山在印支、燕山期主要经受构造挤压作用的叠加改造, 产生大量不同方向的裂缝。早印支期研究区由南向北挤压逆冲, X4、X7、X9、X11 井区为古褶皱核部, 近 EW 向展布(图 2a), 同时主要产生近 EW 向的断层和张裂缝。晚印支期 NE—SW 向挤压对早印支期构造格局进行改造, X7、X11 井区古地貌略低于 X4、X9、X11 井区(图 2b), 同时主要产生 NW—SE 向的断层和张裂缝。燕山期处于 NW—SE 向挤压和左行走滑双重应力场, NW—SE 向挤压主要产生 NE—SW 向的断层和张裂缝, 左行走滑使得 X2、X14 井区成为走滑区(图 2c)。多期构造挤压作用

使得古褶皱核部的 X4、X7、X9、X11 井区及走滑区的 X2、X14 井区成为优质裂缝储层发育区。

印支、燕山期在经历强烈构造运动的同时, 也在经历长时间的大气淡水风化淋滤作用。风化淋滤作用是一把“双刃剑”, 一方面, 风化淋滤作用使得古褶皱核部、古地貌高部位和断层附近溶蚀作用较强, 次生孔隙发育, 对储层发育起建设性作用; 另一方面, 风化淋滤作用控制已形成裂缝的充填程度, 对储层发育起破坏性作用, 风化带上部黏土化作用强, 泥质充填多, 充填程度过高甚至在潜山顶部形成一层以泥质为主的风化壳, 裂缝开度变小, 裂缝沟通变差, 储层连通性也相应变差, 风化带下部泥质充填少, 裂缝开度相对大, 由于未充填裂缝延伸较远, 裂缝沟通能力强, 储层连通性也好, 因此

渗透率较高。研究区潜山储集空间以裂缝为主,孔隙彼此较为孤立,裂缝延伸远,对基质孔隙起连通作用,裂缝较孔隙更能反映优质储层发育。综合裂缝开度、渗透率及孔隙度研究结果,纵向上,优质储层在风化带下部更发育。

进入到喜山期,应力场性质发生了变化,由先期挤压变为拉张,造缝能力变弱,主要对已充填裂缝起“再活化”作用。喜山期应力场为SN向拉张,方向与早印支期应力场近乎平行,但恰好相反,因此对早印支期形成的近东向裂缝改造和活化作用最强,最终,近EW方向的裂缝开度更大(图6b)。

另外,研究区在喜山期主要发生沉积埋藏事件,近100 Ma沉积地层超过4 000 m,由于风化带上部裂缝风化呈网状,多数不规则,倾角较低,抗压实能力弱,裂缝开度变小,风化带下部网状缝发育少,整体倾角较高,增加了裂缝的抗压实性,结果也使得裂缝开度较风化带上部大。

## 5 结论

(1)渤海西南部海域变质岩潜山平面上优质储层主要在古褶皱核部、走滑区、古地貌高部位及断层附近发育,不仅构造应力场强度大,裂缝极为发育,而且风化淋滤作用强,溶蚀作用产生大量次生孔隙。

(2)纵向上,风化带下部裂缝开度更大,渗透率更高,风化带上部孔隙度更高,其形成主要受风化淋滤与压实作用的共同控制,风化带下部风化淋滤与压实作用均弱,泥质充填少,裂缝保存程度好,风化带上部溶蚀作用强,次生孔隙更加发育。

(3)近EW向(方位范围 $45^{\circ}\sim 135^{\circ}$ )裂缝开度更大,为优质裂缝发育方向,其形成主要受喜山期“再活化”的控制,喜山期SN向拉张与早印支期构造应力性质、方向恰好相反,近EW向裂缝活化能力更强。

(4)优质储层发育模式可总结为“鱼背”模式,其形成经历了印支期和燕山期的挤压成缝、风化淋滤对裂缝的充填、喜山期的拉张“再活化”及沉积埋藏过程的再压实。

### 参考文献:

[1] SMITH J E. Basement reservoir of La Paz-Mara Oil Fields, Western Venezuela: geological notes[J]. AAPG Bulletin, 1956, 40(2): 380-385.

[2] PLOTNIKOVA I N. Nonconventional hydrocarbon targets in the crystalline basement, and the problem of the recent replenishment of hydrocarbon reserves[J]. Journal of Geochemical Exploration, 2006, 89(1/3): 335-338.

[3] 田纳新,陈文学,霍红,等. 利比亚锡尔特盆地油气地质特征及有利区带预测[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(4): 485-490.

[4] NELSON R A, MOLDOVANYI E P, MATCEK C C, et al. Production characteristics of the fractured reservoirs of La Paz filed, Maracaibo Basin, Venezuela[J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(11): 1791-1809.

[5] COUNG T X, WARREN J K. Bach Ho field, a fractured granitic basement reservoir, Cuu Long Basin, offshore SE Vietnam: a “buried-hill” play[J]. Journal of Petroleum Geology, 2009, 32(2): 129-156.

[6] YE T, CHEN A Q, NIU C M, et al. Structural, petrophysical and lithological characterization of crystalline bedrock buried-hill reservoirs: a case study of the southern Jinzhou Oilfield in offshore Bohai Bay Basin, North China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 196: 107950.

[7] 曾联波,张吉昌. 辽河坳陷边台变质岩潜山油藏裂缝分布特征[J]. 石油大学学报(自然科学版), 1997, 21(3): 16-19.

[8] 黄保纲,汪利兵,赵春明,等. JZ5油田潜山裂缝储层形成机制及分布预测[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(54): 710-718.

[9] 周心怀,项华,于水,等. 渤海锦州南变质岩潜山油藏储集层特征与发育控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(6): 17-21.

[10] 王昕,周心怀,徐国胜,等. 渤海海域蓬莱9-1花岗岩潜山大型油气田储层发育特征与主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(2): 262-270.

[11] 王德英,王清斌,刘晓健,等. 渤海湾盆地海域片麻岩潜山风化壳型储层特征及发育模式[J]. 岩石学报, 2019, 35(4): 1181-1193.

[12] 李欣,谢庆宾,牛花朋,等. 岩浆岩与变质岩风化壳储集层差异—以阿尔金山山前东段基岩储集层为例[J]. 新疆石油地质, 2021, 41(2): 133-146.

[13] 龚再升. 继续勘探中国近海盆地花岗岩储层油气藏[J]. 中国海上油气, 2010, 22(4): 213-220.

[14] 薛永安. 渤海海域深层天然气勘探的突破与启示[J]. 天然气工业, 2019, 39(1): 11-20.

[15] 施和生,王清斌,王军,等. 渤中凹陷深层渤中19-6构造大型凝析气田的发现及勘探意义[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(1): 36-45.

[16] 肖述光,吕丁友,侯明才,等. 渤海海域西南部中生代构造演化过程与潜山形成机制[J]. 天然气工业, 2019, 39(5): 34-44.

[17] 徐长贵,于海波,王军,等. 渤海海域渤中19-6大型凝析气田形成条件与成藏特征[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1): 25-38.

[18] 侯明才,曹海洋,李慧勇,等. 渤海海域渤中19-6构造带深层潜山储层特征及其控制因素[J]. 天然气工业, 2019, 39(1): 33-44.

[19] 杜晓峰,刘晓健,张新涛,等. 渤海海域太古界变质岩储层特征与形成控制因素[J]. 中国海上油气, 2021, 33(3): 15-27.

[20] 李三忠,索艳慧,戴黎明,等. 渤海湾盆地形成与华北克拉通破坏[J]. 地学前沿, 2010, 17(4): 64-89.

- [21] 牛成民, 王昕, 叶涛, 等. 渤中凹陷西南部大型变质岩潜山裂缝特征及预测方法[J]. *石油钻采工艺*, 2018, 40(增刊): 66-69.
- [22] 于福生, 漆家福, 王春英. 华北东部印支期构造变形研究[J]. *中国矿业大学学报*, 2002, 31(4): 402-406.
- [23] 李勇, 钟建华, 温志峰, 等. 印支运动对济阳拗陷构造形态形成演化的影响[J]. *地质论评*, 2006, 52(3): 321-330.
- [24] 吴梅莲. 燕山运动在济阳拗陷的地质表现以及中生界潜山研究[D]. 武汉: 中国地质大学, 2007.
- [25] 吴永平, 付立新, 杨池银, 等. 黄骅拗陷中生代构造演化对潜山油气成藏的影响[J]. *石油学报*, 2002, 23(2): 16-21.
- [26] 侯贵廷, 钱祥麟, 蔡东升. 渤海湾盆地中、新生代构造演化研究[J]. *北京大学学报(自然科学版)*, 2001, 37(6): 845-851.
- [27] 张任风, 张占松, 张超漠, 等. 渤中19-6气田潜山变质岩储层类型特征与电成像测井识别[J]. *东北石油大学学报*, 2019, 43(5): 58-65.
- [28] 佟彦明, 钟巧霞. 利用平衡剖面快速判定盆地区域古构造应力方向: 一种分析古构造应力方向的新方法[J]. *石油实验地质*, 2007, 29(6): 633-636.
- [29] 刘光炎, 蒋录全. 平衡剖面技术与地震资料解释[J]. *石油地球物理勘探*, 1995, 30(6): 833-844.
- [30] 刘栋梁, 方小敏, 王亚东, 等. 平衡剖面方法恢复柴达木盆地新生代地层缩短及其意义[J]. *地质科学*, 2008, 43(4): 637-647.
- [31] 康凯, 赵林, 罗宪波, 等. 裂缝性潜山气藏产能评价新方法及其应用[J]. *中国海上油气*, 2021, 33(3): 100-106.
- [32] 刘春, 张荣虎, 张惠良, 等. 塔里木盆地库车前陆冲断带不同构造样式裂缝发育规律: 证据来自野外构造裂缝露头观测[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(1): 52-61.
- [33] 宋勇, 冯建伟, 戴俊生, 等. 前陆冲断带构造应力场与裂缝发育关系[J]. *地质力学学报*, 2010, 16(3): 310-324.
- [34] 张鹏飞, 刘惠民, 曹忠祥, 等. 太古宇潜山风化壳储层发育主控因素分析: 以鲁西济阳地区为例[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2015, 45(5): 1289-1298.
- [35] 徐守立, 尤丽, 毛雪莲, 等. 琼东南盆地松南低凸起周缘花岗岩潜山储层特征及控制因素[J]. *地球科学*, 2019, 44(8): 2717-2728.
- [36] 付广, 王有功, 黄劲松. 倾斜裂缝垂向封闭性演化特征研究: 以海拉尔盆地贝尔凹陷布达特群为例[J]. *地质科学*, 2008, 43(1): 23-33.
- [37] 付广, 王国民, 王有功. 贝尔凹陷布达特群垂直裂缝垂向封闭性演化特征[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2007, 37(5): 913-918.
- [38] 叶涛, 韦阿娟, 曾金昌, 等. 渤海湾盆地中生代构造差异演化与潜山油气差异富集[J]. *地质科学*, 2019, 54(4): 1135-1154.
- [39] 叶涛, 韦阿娟, 鲁凤婷, 等. 渤海海域西南部前新生代反转构造特征及成因机制[J]. *地质学报*, 2019, 93(2): 317-328.

## Formation and origination of dominant reservoir in metamorphic buried hills in the southwestern Bohai Sea

LIU Wenchao, WANG Yue, LIAO Xinwu, KANG Kai, ZHANG Lei, LIU Weilin

(Bohai Oilfield Research Institute, Tianjin Branch of CNOOC (China) Ltd., Tianjin 300459, China)

**Abstract:** The Neoproterozoic metamorphic buried hill is the most important oil-gas exploration target layer in the southwestern Bohai Sea, North China. Understanding the formation and origination of the metamorphic reservoir will provide important guidance for future exploration in this region. The drilling, logging, coring, and thin section observation, as well as the regional tectonic stress field and geological outcrop were analyzed, the developmental laws of the dominant reservoir in weathering zone of the metamorphic buried hills were studied, and the origination were discussed. Results show that dominant reservoirs are better developed, in horizontal direction, in ancient fold zone, strike-slip zone, paleo-highland zone, and nearby-fault zone, and the formation of dominant reservoirs was controlled by tectonic activities and weathering agents; whereas in vertical direction, the lower weathering zone has a bigger fracture opening and higher permeability, while the upper weathering zone has greater porosities, and the formation of dominant reservoirs was controlled by weathering eluviation and compaction. The dominant direction of fractures is near east-west in range of 45°-135°, which is controlled by the “reactivation” during the Himalayan orogenesis. The model of the formation of the dominant reservoir could be described as in a “fish back” pattern, which has been evolved from compressional fracturing and weather eluviation filling during the Indosinian and Yanshanian orogeneses, to the extensional “reactivation” and sedimentary re-compaction during the Himalayan orogenesis.

**Key words:** southwestern Bohai Sea; Neoproterozoic; metamorphic buried hills; dominant reservoir; paleogeomorphology; genetic mechanism