渤海湾盆地黄骅坳陷寒武系–奥陶系潜山内幕油气成藏条件及勘探方向

王文庆[1*]，李廷辉[1]，李洪革[2]，卢刚臣[1]，李宏军[3]，崔宇[3]，时战楠[3]，李鹏[2]，穆光远[1]，臧明峰[1]

1. 中国石油东方地球物理勘探有限责任公司研究院大港分院，天津 300280；
2. 中国石油东方地球物理勘探有限责任公司，河北 涿州 072750；
3. 中国石油大港油田公司，天津 300280

* 通信作者，E-mail：wangwenqing1@cnpc.com.cn

2024-10-30 收稿；2025-02-27 修回；2025-03-07 接受
中图分类号：P618.13　　文章编号：2096-8523(2025)03-0017-12　　doi: 10.19509/j.cnki.dzkq.tb20240648

摘　要：渤海湾盆地黄骅坳陷寒武系–奥陶系潜山内幕已捕获油气显示，但勘探尚未获突破。目前存在潜山内幕成藏因素、成藏类型及勘探潜力等认识不清的问题。基于新三维地震、钻井地质、测井和地球化学等资料，对潜山内幕成藏条件进行了系统分析，并探讨了其成藏类型与勘探方向。研究表明：黄骅坳陷发育古近系沙三段和上古生界石炭系–二叠系 2 套烃源岩，为潜山油气藏的形成提供了充足的油气源；潜山内幕发育基岩褶皱变形控制的背斜型和基底断层掀斜控制的断鼻型 2 种成因潜山圈闭类型，印支–早燕山运动期的区域挤压作用和晚燕山–喜山运动期的拉张作用为潜山的形成奠定了基础；岩性、云化、溶蚀及断裂作用控制了基质孔隙、溶蚀孔洞和裂缝型 3 类优势储层，构成了潜山内幕有利的储集空间。通过寒武系–奥陶系潜山内幕源–储配置关系分析，总结了“双源供烃–负反转背斜型”、“单源供烃–正反转背斜型”和“单源供烃–翘倾断鼻型”3 种成藏类型，指出了目前埕海潜山和王官屯潜山内幕成藏条件最为有利，内幕未钻圈闭极具勘探价值，可作为下一步潜山勘探的重点方向。研究成果可为潜山勘探提供理论指导。

关键词：渤海湾盆地；黄骅坳陷；潜山内幕；寒武系–奥陶系；成藏条件

黄骅坳陷位于渤海湾盆地中北部，北依燕山褶皱带，西临沧县隆起，东南抵埕宁隆起，东北伸入渤海海域，以沙垒田凸起为界与渤中坳陷分隔，呈 NE–SW 走向，面积约 19600 km^2(图 1)。以往潜山勘探以奥陶系“风化壳”型为重点，已有大量的关于“风化壳”型潜山油气藏的研究成果与报道[1-10]。一般认为潜山构造带古剥蚀部位岩溶储层更发育，油气藏分布受奥陶系顶部风化壳控制。随着老油区勘探程度不断加深，勘探难度加大，潜山勘探也由“风化壳勘探”到“潜山内幕找油”。而前人[11-12]对于潜山内幕研究相对较少，对其油气藏的分类也主要是从宏观角度出发，将其分为层状、块状和不规则状内幕油气藏。勘探实践表明，渤海湾盆地寒武系–奥陶系潜山内幕油气成藏条件较好，冀中坳陷杨税务潜山 at1-6x 井奥陶系内幕亮甲山组试油日产油 127.9 m^3，天然气 52.5×10^4 m^3。饶阳凹陷南马庄潜山带 x20 井在寒武系内幕府君山组获得勘探发现，潜山内幕展现出较好的勘探潜力，成为重要勘探领域。但在黄骅坳陷千米桥潜山内幕相继钻探的 qt1 和 qt2 2 口探井仅捕获油气显示，受限于地震与钻测井资料缺乏及成藏认识不清等问题，潜山内幕勘探陷入停滞。虽然寒武系–奥陶系潜山内幕具有埋藏深、地层温度高、

著录信息：王文庆，李廷辉，李洪革，等. 渤海湾盆地黄骅坳陷寒武系–奥陶系潜山内幕油气成藏条件及勘探方向 [J]. 地质科技通报，2025，44(3)：17-28.
WANG Wenqing，LI Tinghui，LI Hongge，et al. Petroleum accumulation conditions and exploration direction in the Cambrian-Ordovician buried-hills of Huanghua Depression，Bohai Bay Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology，2025，44(3)：17-28.

© Editorial Office of Bulletin of Geological Science and Technology. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.　https://dzkjtb.cug.edu.cn

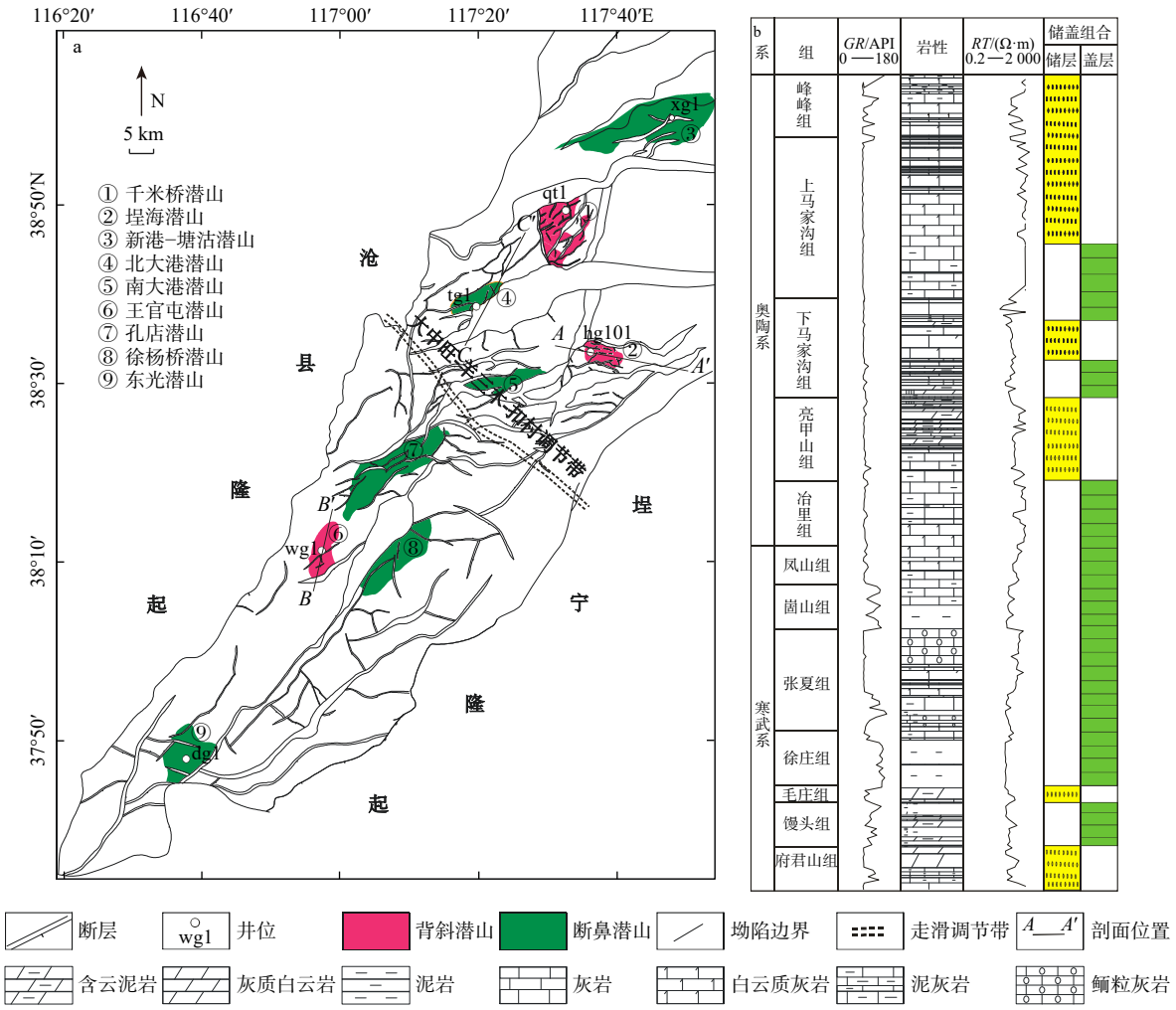


图 1　黄骅坳陷寒武系–奥陶系潜山分布图 (a) 与岩性综合柱状图 (b) (*GR*. 自然伽马；*RT*. 电阻率)

Fig. 1　Distribution (a) and comprehensive lithology histogram(b) in the Cambrian-Ordovician buried hills of Huanghua Depression

钻探成本高等劣势，但潜山一经发现，大多具有高产稳产能力，且规模较大，具有较好的经济效益。因此，有必要开展勘探技术攻关，在提高地震资料品质基础上，开展黄骅坳陷潜山内幕成藏条件认识，从而揭示油气内幕成藏的整体规律，以期在丰富潜山油气成藏理论的同时为勘探实践提供理论指导。

本研究以黄骅坳陷新的三维地震、钻井地质、测井和地球化学等资料为基础，通过系统梳理潜山内幕圈闭类型、烃源岩、储层特征、储盖组合及源–储配置关系，分析成藏主控因素。在此基础上，总结潜山内幕成藏类型，预测了寒武系–奥陶系潜山内幕油气成藏有利区。

1　潜山分布及类型

黄骅坳陷潜山受印支、燕山和喜山多期造山运动叠加改造影响，表现出翘翘板构造反转特征，也形成了不同类型潜山圈闭[13-18]。研究发现，黄骅坳陷寒武系–奥陶系潜山以大中旺–羊三木–扣村调节带为界分为南、北 2 个区，平面分布有较强的规律性。北区以歧口地区印支期古隆起为中心，南区以孔南地区燕山期古凹陷区为中心，均呈“轮毂式”展布格局。其中，北区南大港–北大港–新港–塘沽潜山环绕千米桥–埕海潜山(歧口古隆起)分布，南区东光–徐杨桥–孔店潜山环绕王官屯潜山(孔南古凹陷)分布，共同组成“两区四带”的构造格局(图 1)。笔者根据潜山圈闭形成演化的构造反转差异特征，将寒武系–奥陶系内幕潜山划分为基岩褶皱变形控制的背斜和基底断层掀斜控制的断鼻 2 种成因类型潜山。

1.1　基岩褶皱变形控制的背斜

该类型潜山圈闭的形成受印支–早燕山期挤压应力和晚燕山–喜山期拉张应力 2 种不同性质应力叠加控制。根据潜山形成演化过程中表现出的构造反转差异特点，可进一步划分为“先隆后埋”负反转

型和“先拗后隆”正反转型 2 种类型背斜构造。

（1）“先隆后埋”负反转型背斜

黄骅坳陷歧口地区印支期受近 SN 向区域挤压应力场作用，形成一个系列宽缓的 NWW–SEE 向或近 E–W 向展布的褶皱构造，其中千米桥潜山、埕海潜山位于古背斜的核部，奥陶系顶部被剥蚀，形成早期的古隆构造。燕山中晚期–喜山期，开始大规模的伸展断陷活动，大套侏罗纪–白垩纪、古近纪和新近纪地层覆盖于古背斜之上，导致寒武系–奥陶系潜山整体深埋，形成先隆后埋的背斜型潜山圈闭（图 2）。

（2）“先拗后隆”正反转型背斜

该类潜山圈闭是在喜山期控盆断层上盘发育的滚动构造，与沧东断层喜山期伸展作用有关，具有构造负反转特点，主要位于印支–早燕山期的古背斜的翼部或古向斜区。以王官屯潜山为典型，背斜隆起部位保存了较厚的中生界、石炭系–二叠系，两翼地层呈减薄趋势，普遍见古凹陷与今凸起的特点，呈现出镜像对应关系，说明背斜主体基底为沉降中心，古近系和新近系受沧东断裂掀斜反转作用，形成大型滚动背斜，后被晚期活动的孔东断层切割为现今的断背斜（图 3）。

1.2 基底断层掀斜控制的断鼻

印支–燕山早期发生 NW–SE 向挤压逆冲，发育了 NNE 向的北大港、南大港、乌马营西和徐杨桥等构造带，黄骅坳陷基底西抬东倾。燕山中–晚期，开始发育 NE、NNE 向为主的大规模的伸展断层。喜山期，进入继承性扩张断陷期，基岩断层反转掀斜控制形成大型的断鼻构造。平面上，该类圈闭群主要分布在古近纪基底断裂活跃区，多表现为基岩断裂上盘地层早期出露地表，顶面遭受一定风化剥蚀，内幕则主要由构造裂缝及埋藏成岩阶段形成的缝洞体组成。下盘前古近纪和新近纪地层保留较厚，沉积地层较全。如：北大港潜山、南大港潜山地震剖面中表现为依附于基岩断层的鼻状构造，潜山高部位残

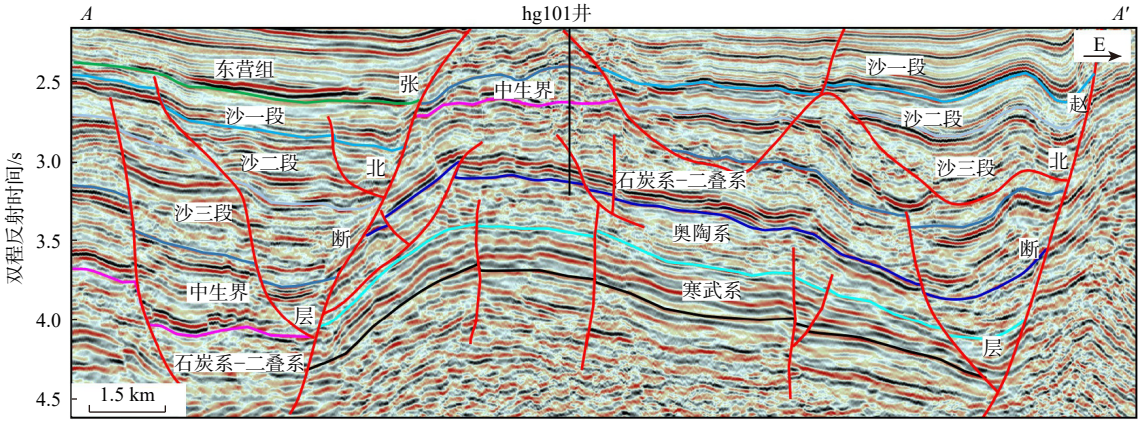


图 2　埕海“先隆后埋”型潜山圈闭地震剖面图（剖面位置见图 1）

Fig. 2　Seismic section of the "first uplift and then burial" type buried-hill trap in Chenghai area

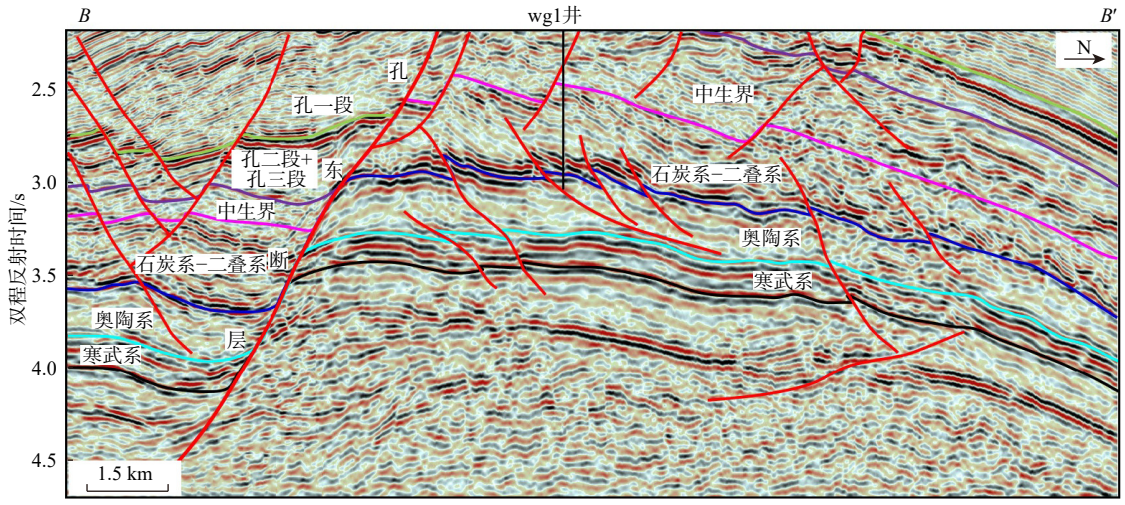


图 3　王官屯“先拗后隆”型潜山圈闭地震剖面图（剖面位置见图 1）

Fig. 3　Seismic section of the "first depression and then uplift" type buried-hill trap in Wangguantun area

留较厚的上古生界，翼部地层逐渐减薄尖灭，呈现出“古低今高”正反转的构造迹象（图 4）。

2　寒武系–奥陶系潜山内幕成藏条件

前人[19-20]对黄骅坳陷奥陶系“风化壳”型潜山油气成藏进行了深入的分析，但对寒武系–奥陶系潜山内幕油气研究较少涉及。笔者将从烃源岩特征、储层特征、储盖组合及源–储配置关系等方面对黄骅坳陷寒武系–奥陶系潜山内幕油气成藏条件进行分析，研究认为潜山内幕成藏条件十分优越，寒武系–奥陶系潜山内幕未钻圈闭极具勘探价值。

2.1　烃源岩特征

黄骅坳陷寒武系–奥陶系潜山属“源外”油气藏，油气主要来源于上古生界石炭系–二叠系的海陆交互相煤系烃源岩和古近系沙三段湖相烃源岩。

石炭系–二叠系是一套海陆交互相含煤沉积，太原组–山西组沉积的浅海滨海、沼泽相暗色泥岩、碳质泥岩和煤层是良好的烃源岩，厚度高达 250 ~ 400 m，在黄骅坳陷中南部广泛分布。前人[21-23]对黄骅坳陷石炭系–二叠系煤系烃源岩的生烃潜力进行过大量的研究，普遍认为煤、碳质泥岩和泥岩均具有较强的生气能力。其中，暗色泥岩厚 150 ~ 350 m，w(TOC)为 0.54% ~ 5.95%，氢指数平均为 99 ~ 142 mg/g，生烃潜量(S_1+S_2)为 0.03 ~ 175.73 mg/g，为中等–好烃源岩；碳质泥岩 w(TOC)为 5.15% ~ 19.80%，氢指数一般大于 150 mg/g，生烃潜量(S_1+S_2)为 0.18 ~ 53.64 mg/g，为好烃源岩；煤岩 w(TOC)为 11.5% ~ 78.0%，氢指数为 25.8 ~ 503.0 mg/g，生烃潜量(S_1+S_2)为 0.50 ~ 218.56 mg/g，为好–极好烃源岩。基于新三维生烃模拟结果表明，黄骅坳陷石炭系–二叠系烃源灶生气面积达 9 589 km^2，煤系源岩一次生烃主要以生油为主，最大生油强度 90×10^4 t/km^2，总生油量达 18.15×10^8 t；二次生烃主要以生气为主，最大生气强度 62.5×10^8 m^3/km^2，总生气量 54.83×10^{12} m^3，展示出深层丰富的资源潜力和供给能力。

沙三段沉积遍布黄骅坳陷全区，根据古近系烃源岩分析及评价结果，沙三段厚度达 2 000 ~ 5 000 m，以湖相沉积为主，有效烃源岩厚度 600 ~ 1 600 m，是主力烃源岩，在歧口凹陷最为发育。其中，沙三上亚段 w(TOC)一般大于 1%，镜质体反射率 R_o 为 0.8% ~ 2.0%，有机质类型以 Ⅱ$_1$ 型为主，是一套最优质的烃源岩[24-25]。应用质量含油率法，计算歧口凹陷沙三段石油资源量为 21.5×10^8 t，天然气资源量为 1.5×10^{12} m^3，可为寒武系–奥陶系潜山内幕油气成藏提供充足的油气资源。

2.2　储层特征

大量碳酸盐岩潜山油气藏以风化壳型储层为主[26-29]，为奥陶系顶部碳酸盐岩孔、缝型储层，与潜山顶面风化剥蚀密切相关。而风化壳以下，潜山内幕型储层的岩性、云化、溶蚀和断裂作用是控制储层发育的关键因素[30-35]。

黄骅坳陷寒武系–奥陶系潜山内幕储层主要分布在寒武系府君山组和奥陶系亮甲山组。寒武系府君山组储集层岩性主要为粉细晶白云岩，主体表现为一套碳酸盐岩缓坡体系的颗粒滩、局限台地、藻丘相沉积。奥陶系亮甲山组岩性主要由细晶、粉晶白云岩组成。岩相古地理与微相特征研究表明，亮甲山组末期海平面达到最低，沉积环境也从潮下带演化为潮间带沉积。寒武系府君山组和奥陶系亮甲

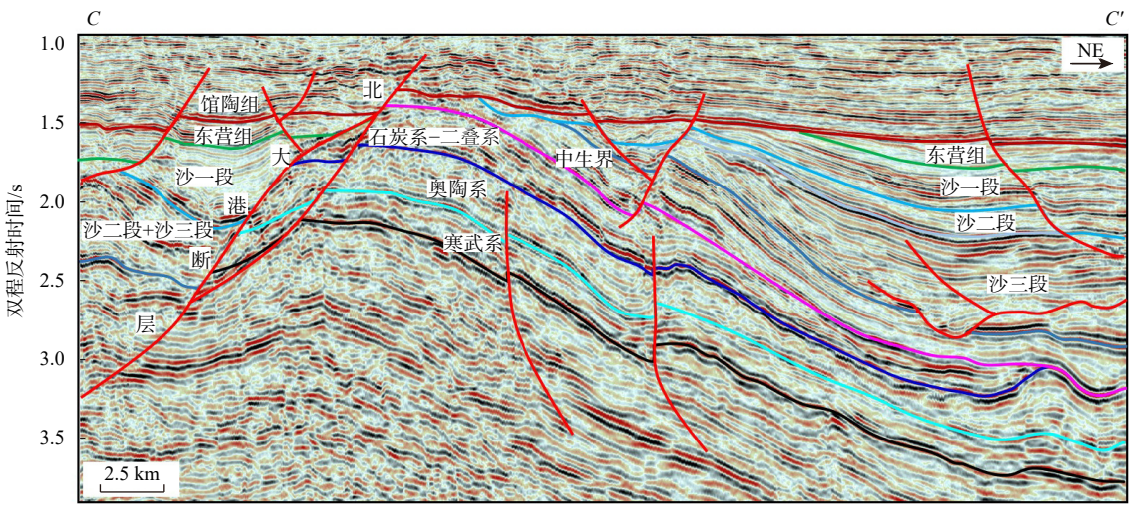


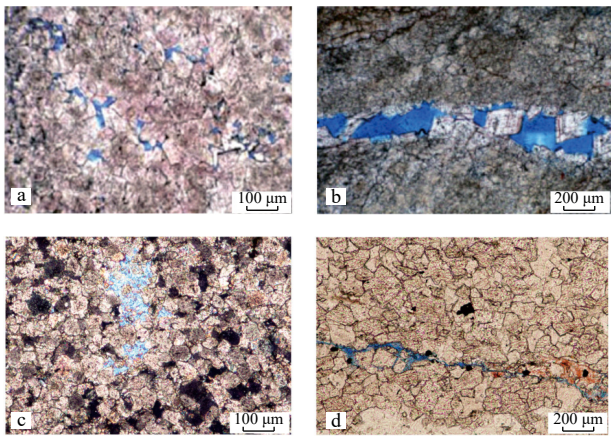
图 4　基底断层掀斜型潜山圈闭地震剖面图（剖面位置见图 1）

Fig. 4　Seismic section of basement fault tilted buried-hill trap

山组沉积的白云岩易于发生较强烈的白云岩化并溶蚀形成大量溶孔及溶洞。寒武系–奥陶系潜山内幕除了发育晶间孔与溶蚀孔洞，受多期构造活动影响，大多还发育裂缝，储集空间包括基质孔隙、溶蚀孔洞和裂缝。研究表明，构造破裂作用会产生大量的裂缝和破碎带，同时断裂增加了地表水和地下水与碳酸盐岩的接触面积和溶蚀范围，可以促进岩溶作用的发育，表现在断裂带通常是裂缝与岩溶发育的密集带。已钻井也证实黄骅坳陷潜山内幕主要储层类型为裂缝孔洞型或孔洞裂缝型，岩心薄片可见大量网状缝，这些溶蚀孔缝和裂缝都是油气储集的有效空间。

根据岩心、铸体薄片结合测井资料分析数据，寒武系–奥陶系潜山内幕的储层受岩性、溶蚀和断裂等作用影响，物性相对较好。冀中坳陷寒武系府君山组 wg3 井钻遇白云岩储层 36.2 m，电测解释储层有效孔隙度平均为 6.0%、最大为 9.3%，渗透率平均为 223×10^{-3} μm²、最大为 300×10^{-3} μm²（图 5a，b）。黄骅坳陷寒武系府君山组 tg1 井钻遇白云岩储层 35 m，壁心的实测孔隙度为 82%，渗透率为 0.11×10^{-3} μm²，成像测井解释裂缝发育，计算裂缝密度为 3.25～7 条/m。奥陶系亮甲山组 tg1 井遇白云岩储层 61 m，储地比 65% 以上，储层见网状缝，主要为溶蚀缝和构造缝，壁心的实测孔隙度为 6.4%，渗透率为 0.15×10^{-3} μm²（图 5c，d）。

综合表明，寒武系–奥陶系内幕储层以府君山组和亮甲山组沉积时期，云灰坪–云坪相沉积的白云岩化储层在晚期断裂作用下形成构造缝、溶蚀孔缝和溶蚀孔洞型储层最好，其次为晶间微孔、粒屑间溶孔和粒屑内溶孔洞等孔隙储层，现今主要分布在黄骅坳陷中部的王官屯背斜、乌马营背斜和徐杨桥断鼻，及北部环歧口古隆起周缘的千米桥背斜、港北断鼻与埕海背斜等构造带。



a.wg3 井，4515 m，府君山组晶间孔；b. wg3 井，4474.5 m，府君山组构造缝；c. tg1 井，2219 m，亮甲山组细晶白云岩，溶蚀孔洞；c. tg1 井，2273 m，亮甲山组溶蚀孔缝

图 5　寒武系–奥陶系潜山内幕储集空间类型及特征

Fig. 5　Types and characteristics of reservoir space in the Cambrian-Ordovician buried-hills

2.3　储盖组合

黄骅坳陷寒武系–奥陶系潜山广泛发育，主要发育一套巨厚海相碳酸盐岩地层，其中，发育的多套海相页岩层和致密灰岩层可作为良好的隔层，对形成潜山内幕型油气藏十分有利。研究认为，黄骅坳陷寒武系–奥陶系内幕纵向上主要发育 2 套有利储盖组合。①第一套：寒武系府君山组白云岩为储层，厚度在 60～80 m 之间。府君山组顶部覆盖的馒头组–徐庄组稳定的泥页岩，厚度 100～120 m，横向分布较稳定，岩性均比较致密，为区域性的盖层，在冀中探区已发现文安斜坡、霸县二台阶等府君山组潜山内幕油藏。②第二套：奥陶系亮甲山组白云岩为储层，厚度为 80～120 m。奥陶系亮甲山组顶部覆盖下马家沟组局限潮下、开阔潮下亚相的泥质灰岩、含泥灰岩沉积层段，厚度为 100～150 m，为致密非储层段，构成奥陶系潜山内幕成藏的隔挡层和封盖层，在冀中探区杨税务潜山、深西–何庄潜山已发现亮甲山组潜山内幕油藏。目前，黄骅坳陷揭示寒武系–奥陶系内幕的钻井少，主要位于盆缘高位潜山，距离生烃凹陷比较远，且部分井见到良好的油气显示。综上所述，黄骅坳陷潜山与渤海湾盆地大多数潜山一样，寒武系–奥陶系内幕发育 2 套有利储盖组合，储层物性好，盖层分布稳定，是重要的潜力靶层与勘探方向。

2.4　源–储配置关系

渤海湾盆地发育的大量潜山油气藏以风化壳型储层为主，与风化壳和断裂 2 类油气运移通道密切相关[36-37]。而风化壳以下的寒武系–奥陶系内幕油气成藏的运移条件比较单一，断层是油气充注的主要途径。根据烃源岩与储层供给方式，将源–储配置关系划分为新生古储、古生古储和混生古储 3 类（表 1）。

从黄骅坳陷断裂带与潜山带分布图（图 6）可以看出，北大港、南大港、张东、大张坨–新港等深大断裂发育，这些断裂既控制了潜山构造带形态，也控制了主力烃源岩的生烃中心，同时有效沟通源岩与内幕储层，在潜山成藏方面起到油气输导的重要作用。近期通过对地震资料与成藏深入分析认为，在沙三段生烃洼槽区和石炭系–二叠系生烃中心，主要发育基岩褶皱变形控制的背斜潜山圈闭群。以埕海潜山为例，张北、张东与海 4 井断层 3 个方向疏导油气，水

表 1　黄骅坳陷寒武系–奥陶系主要油源评价

Table 1　Evaluation of main hydrocarbon source in the Cambrian-Ordovician of Huanghua Depression

断层编号	油源断层名称	构造带	潜山名称	圈闭类型	沟通油源	水平供烃窗口/km	垂直供烃窗口/m	源储关系	控藏级别
①	大张坨–新港	歧口凹陷	千米桥	背斜	Es_3	42	300 ~ 1 200	新生古储	Ⅰ
②	北大港		北大港	断鼻	Es_3、C-P	15-35	1 500 ~ 4 500	混生古储	Ⅱ
③	张北		埕海	背斜	Es_3、C-P	3.5-5.8	700 ~ 2 560	古生古储	Ⅰ
④	张东				C-P	3.3-19	200 ~ 2 200	古生古储	Ⅰ
⑤	海4井				C-P	2.3	150 ~ 500	古生古储	Ⅰ
⑥	南大港		南大港	断鼻	Es_3、C-P	27	1 200 ~ 2 500	混生古储	Ⅱ
⑦	孔店东	沧东凹陷	孔店	断鼻	C-P	12	100 ~ 650	古生古储	Ⅱ
⑧	徐杨桥–黑龙村		徐杨桥	断鼻	C-P	36	2 500 ~ 5 500	古生古储	Ⅱ
⑨	孔东		王官屯	背斜	C-P	11	150 ~ 650	古生古储	Ⅰ

注：Es_3. 沙三段；C-P. 石炭系–二叠系

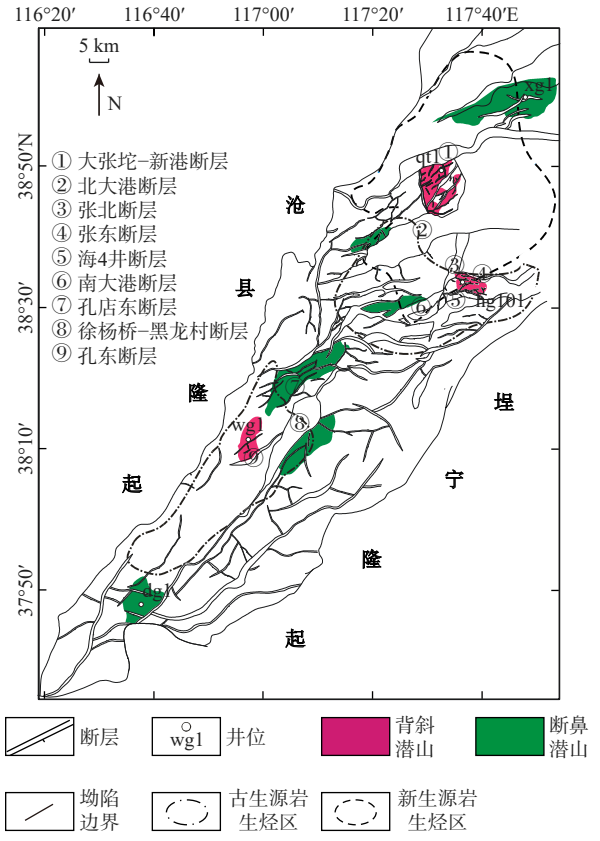


图 6　黄骅坳陷寒武系–奥陶系潜山内幕油源断裂分布

Fig. 6　Distribution of oil-source faults in the Cambrian-Ordovician buried-hills of Huanghua Depression

平供烃窗口 2.3 ~ 19 km，垂向供烃窗口 150 ~ 2 560 m，使奥陶系亮甲山组及寒武系府君山组白云岩优质储层能够与沙三段、石炭系–二叠系烃源岩形成良好对接，很容易形成较大规模的新生古储和古生古储式潜山内幕油气藏(表 1)。该类潜山圈闭配置关系中，断层主要是沟通疏导油气，对油气藏保存和规模影响小，控藏级别评价为Ⅰ级。另一类是基底断层掀斜控制的断鼻潜山圈闭群，主要分布在洼槽区边缘低凸起上，洼槽区成熟烃源岩生成的油气通过断层垂向或侧向运移至寒武系–奥陶系内幕白云岩储层中，形成潜山内幕油气藏，该类潜山圈闭配置关系评价为Ⅱ级，主要原因是控圈断层既是油气运移的良好通道，又对油气藏保存条件破坏作用较大，这类潜山带主要有北大港潜山、南大港潜山等。

3　寒武系–奥陶系潜山内幕油气成藏类型及勘探方向

黄骅坳陷寒武系–奥陶系潜山内幕油气成藏主要受到圈闭类型、烃源岩供烃方式、储盖组合及源–储配置关系等多重因素控制。本研究根据烃源岩供烃方式、圈闭类型以及源–储配置关系等成藏特征的差异，提出 3 类油气成藏类型，指明 2 个勘探方向。

3.1　油气成藏类型

由于经历多期构造运动的改造，潜山油气藏类型具有复杂性和多重性，不同学者出现过多种分类[38-40]。研究发现，各种分类结果其实都与不整合面紧密相关，不整合面是传统“风化壳”型潜山油气藏的组成要素，而受基岩断裂控制形成的断鼻及背斜潜山大多为“内幕”型潜山油气藏。根据潜山圈闭成因、源岩条件及成藏演化过程，将黄骅坳陷寒武系–奥陶系潜山内幕油气藏划分为“双源供烃–负反转背斜型”、“单源供烃–正反转背斜型”和“单源供烃–翘倾型断鼻型”内幕层状潜山油气藏 3 类。

(1)“双源供烃–负反转背斜型”内幕油气藏是指早期挤压褶皱后晚期埋深反转构造圈闭成藏，主要发育在黄骅坳陷北部印支期古隆起区。根据潜山圈闭与成藏时间的关系，可细分为 2 类：①印支–燕山期挤压褶皱后，局部抬升遭受剥蚀，形成寒武系–奥陶系正向构造，内幕断裂发育，有效沟通石炭系–二

叠系油气，“下生上储、旁生侧储”古生界油气第一次成藏；②喜山期裂谷盆地发育，在较厚新生界覆盖之下，边界断裂继承性发育，沟通石炭系–二叠系和沙三段油气，形成寒武系–奥陶系内幕的轻质油和天然气二次成藏与保存的基本条件。此外，由于潜山内部储层非均质性较强，油气非块状分布，而是由优势储层控制，整体呈似层状分布。以埕海潜山为例，是双油气源和背斜型潜山内幕油气藏的有利区带（图 7）。该类油藏缺点是埋藏较深，勘探成本高。优势在于新生、古生 2 套源岩供烃，断裂疏导油气能力强。由于该类潜山发育完整的背斜圈闭形态，内幕油气藏幅度受构造圈闭闭合幅度和储层组合影响外，深大断裂破坏作用弱，受侧向封堵条件影响小，圈闭资源潜力大，风险勘探意义大。

（2）“单源供烃–正反转背斜型”内幕油气藏是指早期挤压古向斜区，晚期受边界断层掀斜反转控制构造圈闭成藏，主要发育在黄骅坳陷南部燕山期古凹陷区（图 8）。该类根据潜山圈闭与成藏时间的关系，主要为喜山晚期断裂沟通石炭系–二叠系油气，形成寒武系–奥陶系内幕一次成藏与保存的基本条件。可见，油气运移、聚集与圈闭形成基本同步，同时受内幕白云岩优势储层控制，油气整体呈层状分布。以王官屯潜山为代表，是寻找“单源供烃–正反转背斜型”内幕油气藏的有利区带。该类油藏缺点是油源单一，优点是埋藏适中，圈闭规模大，突破意义大。

（3）“单源供烃–翘倾断鼻型”内幕油气藏是指由与地层倾向相反的断层与鼻状构造匹配而形成的圈闭中充注油气而聚集成藏，主要分布在黄骅坳陷北部及背斜潜山周缘，是北大港潜山最为发育的油气藏类型之一（图 9）。该类潜山油气可通过断层直接侧向运移至寒武系–奥陶系内幕白云岩储层中，油气受上覆内幕隔层及侧向断层的遮挡而聚集，可形成

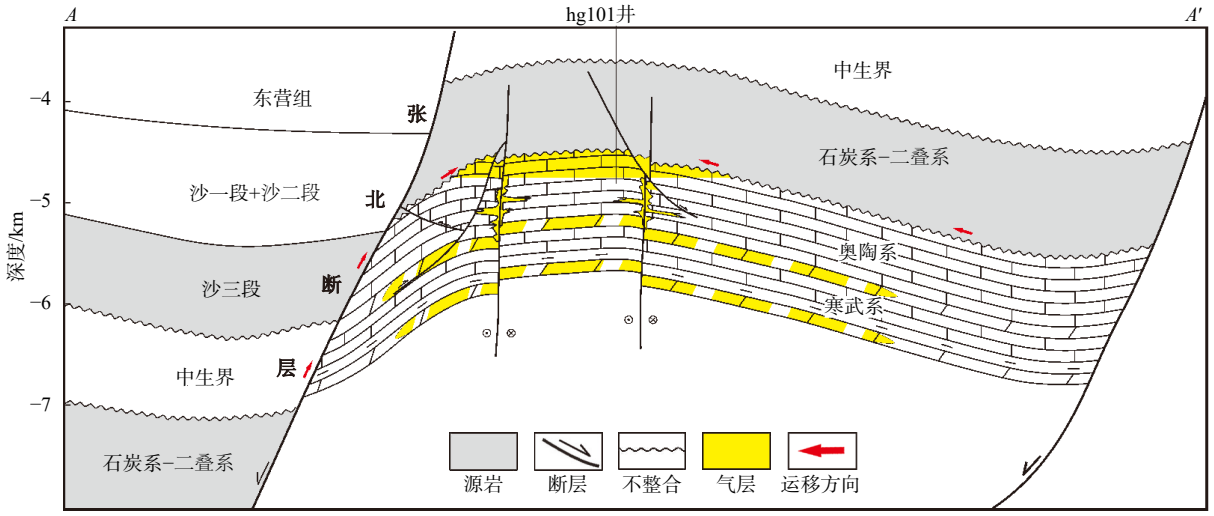


图 7　“双源供烃–负反转背斜型”潜山成藏类型（剖面位置见图 1）

Fig. 7　"Dual-source hydrocarbon supply-negative inversion anticline type" buried-hill reservoir formation

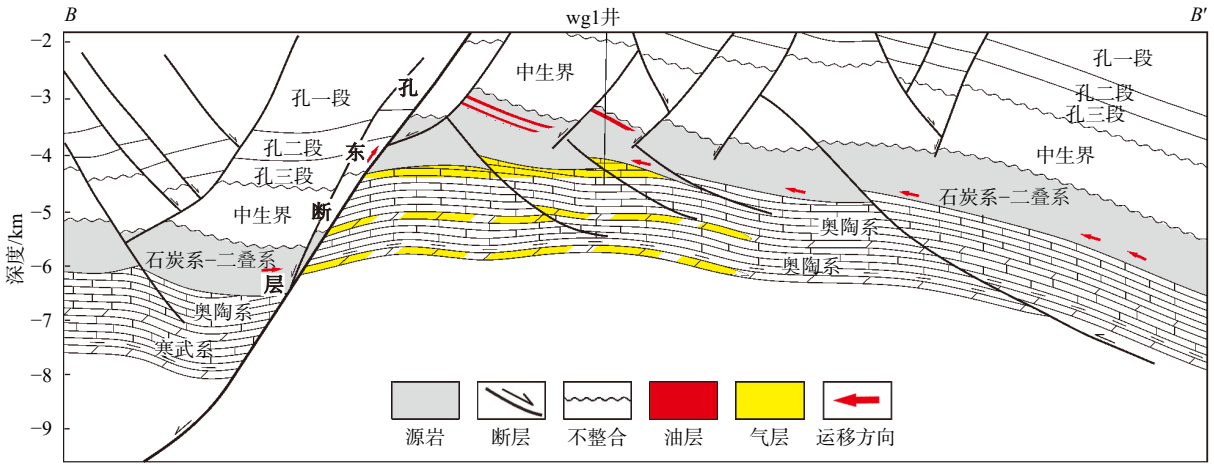


图 8　“单源供烃–正反转背斜型”潜山成藏类型（剖面位置见图 1）

Fig. 8　"Single-source hydrocarbon supply-positive inversion anticline type" buried-hill reservoir formation

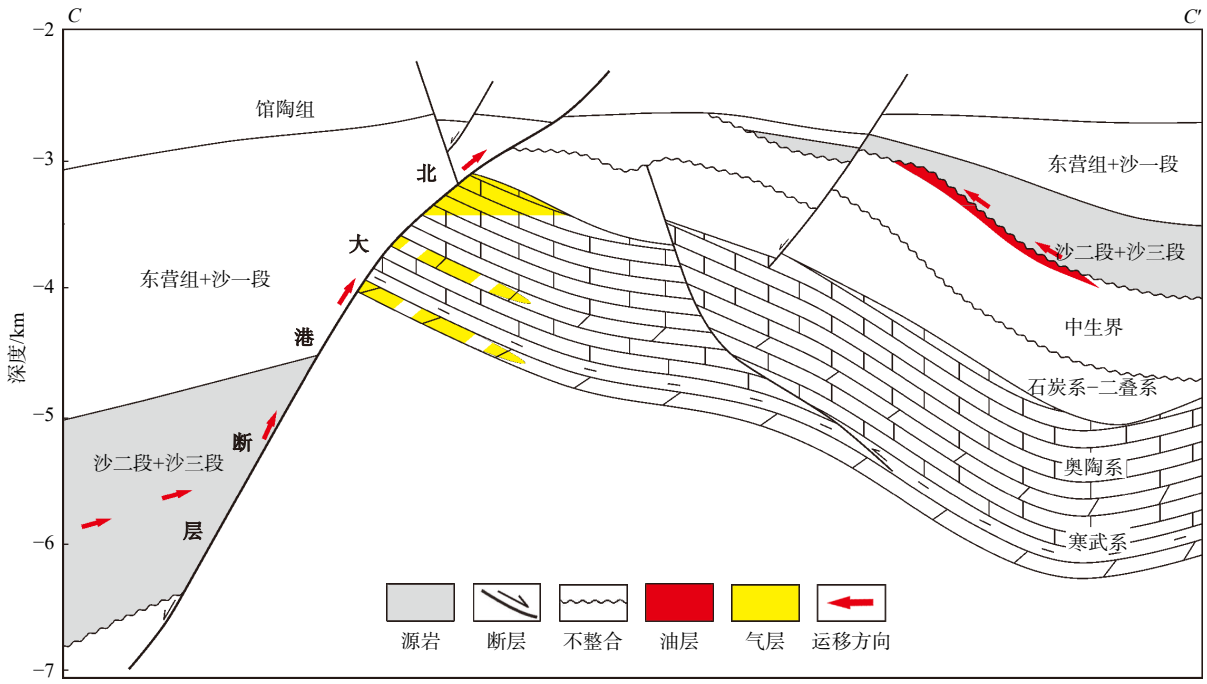


图 9　“单源供烃−翘倾断鼻型”潜山成藏类型（剖面位置见图 1）

Fig. 9　"Single-source hydrocarbon supply-tilting fault-nose type" buried-hill reservoir formation

反向断块型油藏。该类油藏缺点是油藏幅度不但受构造闭合幅度和储层组合的影响，而且需对沿断层面侧向封堵条件进行有效评价。另外，潜山断棱带圈闭规模较小，高位成藏，具有一定的边水和底水，勘探具有一定风险。优势在于构造部位高，埋藏相对较浅，且以新生油源为主，油气供给充沛。

3.2　油气勘探方向

黄骅坳陷寒武系−奥陶系潜山内幕油气聚集规模受源、储和保存条件控制，基岩褶皱控制的“双源供烃−负反转背斜型”潜山具有更为有利的新生古储和古生古储内幕成藏条件。而基岩褶皱控制的“单源供烃−正反转背斜型”潜山古生古储内幕成藏有利，可作为潜山勘探的拓展区带。根据区带评价结果，认为黄骅坳陷寒武系−奥陶系潜山内幕勘探存在 2 个有利勘探方向：

一是具有“双源供烃−负反转背斜型”潜山。潜山构造形态为背斜结构，单个圈闭面积大，圈闭闭合幅度受断层影响小。潜山内幕发育稳定的白云岩储层，有效储层与源岩通过顺向断层直接对接或侧向运移，形成油气聚集的有利目标区，埕海潜山为该类潜山典型代表，优越成藏条件如下：①背斜圈闭面积大（26.6 km^2）；②圈闭幅度大（400 m）；③潜山内幕发育稳定的奥陶系亮甲山组和寒武系府君山组白云岩，厚度 30 ~ 50 m，可作为有效储层；④寒武系−奥陶系圈闭能够与西侧沙三段主力烃源层形成“直接对接”，水平方向的有效供烃窗口范围为 35 km。与石炭系−二叠系煤系源岩，从北、西、南 3 个方向形成“侧向对接”，水平方向的有效供烃窗口范围为 2.3 ~ 19 km，易形成较大规模的古生古储、新生古储式潜山内幕油气藏；④边界断层疏导油气，但难以破坏完整潜山背斜圈闭，对潜山内幕油气规模聚集有利。因此，预测埕海潜山具备内幕规模成藏潜力，值得探索。

二是具备“单源供烃−正反转背斜型”潜山。其是中−新生代断层变形叠加的结果，潜山圈闭整体处于断层上盘，构造裂缝发育，储集性能好。一级边界断层控制大型“滚动背斜”，次级断层分割潜山圈闭的同时，有效沟通下降盘石炭系−二叠系气源，使该类潜山构造带成为有利的油气聚集目标区。以王官屯含气构造为代表，勘探前景较好。具备如下优越成藏条件：①背斜圈闭面积大（25.7 km^2）；②圈闭幅度大（350 m）；③潜山内幕发育 2 套稳定的奥陶系亮甲山组及寒武系府君山组白云岩，可作为有效储层；④寒武系−奥陶系圈闭能够与下降盘石炭系形成“侧向对接”，水平方向的有效供烃窗口范围为 11 km，易形成较大规模的古生古储式潜山内幕油气藏，该类潜山勘探前景较好。

4　结　论

（1）根据潜山圈闭形成演化的特征，将寒武系−

奥陶系内幕潜山圈闭划分为基岩褶皱变形控制的背斜和基底断层掀斜控制的断鼻 2 种成因的潜山圈闭类型。进一步根据潜山构造反转差异特点，将背斜潜山圈闭划分为“先隆后埋”负反转型和“先拗后隆”正反转型 2 种有利潜山圈闭，勘探领域广阔。

（2）黄骅坳陷寒武系–奥陶系潜山内幕成藏条件优越，具备古近系沙三段和上古生界石炭系–二叠系双源供烃的油气资源基础；潜山内幕白云岩储层受岩性、云化、溶蚀和断裂作用控制，发育基质孔隙、溶蚀孔洞和裂缝型储层，物性整体较好；寒武系–奥陶系内幕 2 套有利储盖组合，通过深大断裂沟通，与主力烃源层能够形成“侧向对接”，利于潜山内幕油气富集成藏。

（3）提出“双源供烃–负反转背斜型”、“单源供烃–正反转背斜型”和“单源供烃–翘倾断鼻型”3 种潜山内幕成藏类型。综合评价认为目前黄骅坳陷北部“双源供烃–负反转背斜型”和中部“单源供烃–正反转背斜型”潜山成藏条件最为有利，埕海潜山和王官屯潜山是下步勘探的首选有利方向。

所有作者声明无利益冲突。

The authors declare that no competing interests exist.

参考文献：

[1] 闫家伟，王文庆，吕芳芳，等. 复杂碳酸盐岩储层多数据融合预测技术：以千米桥潜山奥陶系为例 [J]. 石油地球物理勘探，2021，56(3)：583-592.
YAN J W, WANG W Q, LÜ F F, et al. Fusion of multiple data for predicting complex carbonate reservoirs and its application: A case study on Ordovician of Qianmiqiao buried hills[J]. Oil Geophysical Prospecting, 2021, 56(3): 583-592. (in Chinese with English abstract)

[2] 吴昊晟，毛敏，黄小刚，等. 歧口凹陷埕海潜山油气成藏条件与主控因素 [J]. 地质科技情报，2014，33(6)：99-103.
WU H S, MAO M, HUANG X G, et al. Hydrocarbon accumulation condition and main controlling factors of Chenghai buried hill in Qikou Depression[J]. Geological Science and Technology Information, 2014, 33(6): 99-103. (in Chinese with English abstract)

[3] 吴永平，杨池银，王喜双. 渤海湾盆地北部奥陶系潜山油气藏成藏组合及勘探技术 [J]. 石油勘探与开发，2000，27(5)：1-4.
WU Y P, YANG C Y, WANG X S. Ordovician buried hill reservoir plays and exploration technique of northern Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(5): 1-4. (in Chinese with English abstract)

[4] 姜平，王建华. 大港地区千米桥潜山奥陶系古岩溶研究 [J]. 成都理工大学学报(自然科学版)，2005，32(1)：50-53.
JIANG P, WANG J H. Study of Ordovician paleokarst in Qianmiqiao buried hill in Dagang oil field, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2005, 32(1): 50-53. (in Chinese with English abstract)

[5] 夏日元，唐健生. 黄骅坳陷奥陶系古岩溶发育演化模式 [J]. 石油勘探与开发，2004，31(1)：51-53.
XIA R Y, TANG J S. The developed and evaluated patterns of Ordovician palaeo-karst in the Huanghua Depression[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(1): 51-53. (in Chinese with English abstract)

[6] 李虹霖，郭涛，张如才，等. 辽西凸起斜坡区风化壳油气运移特征及控藏作用 [J]. 地质科技通报，2022，41(4)：109-116.
LI H L, GUO T, ZHANG R C, et al. Hydrocarbon migration characteristics and its controlling effect on hydrocarbon accumulation of weathering crust in slope area of Liaoxi Uplift[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2022, 41(4): 109-116. (in Chinese with English abstract)

[7] 付立新，胡瑞波，刘淑芝，等. 黄骅盆地奥陶系古岩溶特征、演化及其对潜山油气聚集的控制作用 [J]. 海相油气地质，2001，6(2)：21-27.
FU L X, HU R B, LIU S Z, et al. Characteristics and evolution of Ordovician paleokarst in Huanghua Basin and its control on buried hill oil and gas accumulation[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2001, 6(2): 21-27. (in Chinese with English abstract)

[8] 蔡忠贤，于聪灵，杨海军，等. 轮古西奥陶系古潜山油藏油水界面的分布规律和控制机理 [J]. 地质科技通报，2020，39(1)：130-136.
CAI Z X, YU C L, YANG H J, et al. Distribution and differential entrapment mechanism of the oil-water interface within Ordovican in the west part of Lungu buried hill oil field[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2020, 39(1): 130-136. (in Chinese with English abstract)

[9] 马立桥，杨树锋，陈学时，等. 渤海湾盆地南北两侧奥陶系古风壳储层的不同发育模式 [J]. 高校地质学报，2007，13(1)：96-104.
MA L Q, YANG S F, CHEN X S, et al. Different genetic models of Ordoviclan carbonate weathered crust reservoirs and petroleum exploration trend in the Bohai Bay Basin[J]. Geological Journal of China Universities, 2007, 13(1): 96-104. (in Chinese with English abstract)

[10] 李广兵. 黄骅坳陷千米桥潜山奥陶系古岩溶储层特征研究 [D]. 西安：西北大学，2013.
LI G B. Study on the characteristics of Ordovician palaeokarst reservoir of Qianmiqiao buried hill in Huanghua Depression[D]. Xi'an: Northwest University, 2013. (in Chinese with English abstract)

[11] 华北石油勘探开发设计研究院. 潜山油气藏 [M]. 北京：石油工业出版社，1982.
North China Petroleum Exploration and Development Design and Research Institute. Buried hill oil and gas reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1982. (in Chinese)

[12] 张锐锋，田建章，黄远鑫，等. 冀中坳陷奥陶系潜山油气藏形成条件与成藏模式 [J]. 地学前缘，2023，30(1)：45-54.
ZHANG R F, TIAN J Z, HUANG Y X, et al. Formation conditions and reservoir forming models of Ordovician buried hill reservoirs in Jizhong Depression[J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(1): 45-54. (in Chinese with English abstract)

[13] 李岳桐，王文庆，卢刚臣，等. 黄骅坳陷潜山成因分类及其意

义 [J]. 东北石油大学学报, 2018, 42(3): 75-83.
LI Y T, WANG W Q, LU G C, et al. Genetic classification of buried hills and its significance of Huanghua Depression[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2018, 42(3): 75-83. (in Chinese with English abstract)

[14] 李慧勇, 肖述光, 李飞, 等. 渤海郯庐断裂西支构造特征及对潜山形成的控制作用 [J]. 地质科技通报, 2021, 40(5): 33-41.
LI H Y, XIAO S G, LI F, et al. Structural characteristics of the Western Branch of the Tanlu fault in Bohai Sea and its control on the formation of buried hills[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2021, 40(5): 33-41. (in Chinese with English abstract)

[15] 雷涛, 唐明远, 任广磊, 等. 非渗透层下白云岩断控成藏模式: 以大牛地气田马家沟组中下组合为例 [J]. 地质科技通报, 2024, 43(5): 18-30.
LEI T, TANG M Y, REN G L, et al. Gas accumulation model of dolostones reservoirs beneath non-permeable layers controlled by faults: A case study of the middle-lower assemblage of Majiagou Formation in the Daniudi gas field[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2024, 43(5): 18-30. (in Chinese with English abstract)

[16] 王文庆, 李岳桐, 卢刚臣, 等. 黄骅坳陷中部潜山地质特征及油气勘探方向 [J]. 断块油气田, 2017, 24(5): 613-617.
WANG W Q, LI Y T, LU G C, et al. Geological characteristics and hydrocarbon exploration direction in buried-hill, central Huanghua Depression[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017, 24(5): 613-617. (in Chinese with English abstract)

[17] 王文庆, 陈书平, 杨先范. 渤海海域侏罗-白垩纪沉积与构造演化 [J]. 地质科学, 2012, 47(2): 306-317.
WANG W Q, CHEN S P, YANG X F. Sedimentary and tectonic evolution during Jurassic and Cretaceous in the Bohai Region[J]. Chinese Journal of Geology (Scientia Geologica Sinica), 2012, 47(2): 306-317. (in Chinese with English abstract)

[18] 张志攀, 罗波. 渤海湾盆地黄骅坳陷南部乌马营地区构造特征及其油气地质意义 [J]. 天然气勘探与开发, 2017, 40(3): 31-37.
ZHANG Z P, LUO B. Structural characteristics of Wumaying area in southern Huanghua Depression, the Bohai Bay Basin and their petroleum geology significance[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2017, 40(3): 31-37. (in Chinese with English abstract)

[19] 周立宏, 陈长伟, 崔宇, 等. 渤海湾盆地黄骅坳陷油气勘探新领域、新类型及资源潜力 [J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2160-2178.
ZHOU L H, CHEN C W, CUI Y, et al. New fields, new types and resource potentials of oil-gas exploration in Huanghua Depression of Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2160-2178. (in Chinese with English abstract)

[20] 方杰, 王兴元, 韩品龙, 等. 黄骅坳陷寒武系-中新元古界潜山内幕成藏条件及勘探前景 [J]. 中国石油勘探, 2018, 23(6): 46-58.
FANG J, WANG X Y, HAN P L, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potential of inner buried hills of Cambrian to Meso-Neoproterozoic in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(6): 46-58. (in Chinese with English abstract)

[21] 赵贤正, 李宏军, 付立新, 等. 渤海湾盆地黄骅坳陷古生界煤成凝析气藏特征、主控因素与发育模式 [J]. 石油学报, 2021, 42(12): 1592-1604.
ZHAO X Z, LI H J, FU L X, et al. Characteristics, main controlling factors and development mode of Paleozoic coal-formed condensate gas reservoirs in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(12): 1592-1604. (in Chinese with English abstract)

[22] 金凤鸣, 王鑫, 李宏军, 等. 渤海湾盆地黄骅坳陷乌马营潜山内幕原生油气藏形成特征 [J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 521-529.
JIN F M, WANG X, LI H J, et al. Formation of the primary petroleum reservoir in Wumaying inner buried-hill of Huanghua Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 521-529. (in Chinese with English abstract)

[23] 龙礼文, 李双文, 赵敏, 等. 黄骅坳陷孔南地区碎屑岩潜山油气成藏条件及勘探方向 [J]. 新疆石油地质, 2013, 34(6): 645-648.
LONG L W, LI S W, ZHAO M, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration direction of clastic buried hill in Kongnan area, Huanghua Depression, Bohai Bay Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2013, 34(6): 645-648. (in Chinese with English abstract)

[24] 赵贤正, 蒲秀刚, 周立宏, 等. 深盆湖相区页岩油富集理论、勘探技术及前景: 以渤海湾盆地黄骅坳陷古近系为例 [J]. 石油学报, 2021, 42(2): 143-162.
ZHAO X Z, PU X G, ZHOU L H, et al. Enrichment theory, exploration technology and prospects of shale oil in lacustrine facies zone of deep basin: A case study of the Paleogene in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(2): 143-162. (in Chinese with English abstract)

[25] 肖敦清, 姜文亚, 蒲秀刚, 等. 渤海湾盆地歧口凹陷中深层天然气成藏条件与资源潜力 [J]. 天然气地球科学, 2018, 29(10): 1409-1421.
XIAO D Q, JIANG W Y, PU X G, et al. Natural gas formation conditions and resource potential in mid-deep strata of the Qikou Sag, Bohai Bay Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(10): 1409-1421. (in Chinese with English abstract)

[26] 韩学雨, 李玉海, 楼达, 等. 黄骅坳陷孔西斜坡区奥陶系原生油气藏成藏过程及模式 [J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2023, 53(2): 356-372.
HAN X Y, LI Y H, LOU D, et al. Accumulation process and model of the primary Ordovician oil and gas reservoirs in Kongxi slope area, Huanghua Depression[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2023, 53(2): 356-372. (in Chinese with English abstract)

[27] 杨晓利, 王政军, 高文中, 等. 渤海湾盆地南堡凹陷深层碳酸盐岩潜山地质特征与勘探实践 [J]. 石油实验地质, 2022, 44(3): 425-432.
YANG X L, WANG Z J, GAO W Z, et al. Geological characteristics and exploration practice of deep carbonate buried hills in Nanpu Sag, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(3): 425-432. (in Chinese with English abstract)

[28] 史长林, 纪友亮, 廖前进, 等. 黄骅坳陷奥陶系碳酸盐岩潜山成藏

模式 [J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(6): 29-31.
SHI C L, JI Y L, LIAO Q J, et al. Accumulation patterns of Ordovician carbonate buried hill in Huanghua Depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(6): 29-31. (in Chinese with English abstract)

[29] 杨池银, 武站国. 千米桥潜山奥陶系碳酸盐岩储层成岩作用与孔隙演化 [J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(3): 319-323.
YANG C Y, WU Z G. Diagenesis and pore evolution of Ordovician carbonate reservoirs in Qianmiqiao buried hill[J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(3): 319-323. (in Chinese with English abstract)

[30] 姜美玲. 南堡凹陷南部下古生界岩溶储层发育主控因素及有利区预测 [D]. 黑龙江大庆: 东北石油大学, 2023.
JIANG M L. Main controlling factors of Lower Paleozoic karst reservoir development and prediction of favorable areas in southern Nanpu Depression[D]. Daqing Heilongjiang: Northeast Petroleum University, 2023. (in Chinese with English abstract)

[31] 崔永谦, 汪建国, 田建章, 等. 华北地台中北部寒武系–奥陶系白云岩储层特征及主控因素 [J]. 石油学报, 2018, 39(8): 890-901.
CUI Y Q, WANG J G, TIAN J Z, et al. Reservoir characteristics and main controlling factors of Cambrian-Ordovician dolomite in the north central part of North China Platform[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(8): 890-901. (in Chinese with English abstract)

[32] 方杰, 吴小洲, 王居峰. 黄骅坳陷下古生界深潜山油气聚集条件及成藏因素分析 [J]. 中国石油勘探, 2013, 18(4): 11-18.
FANG J, WU X Z, WANG J F. Accumulation conditions and reservoiring factors of deep buried hills of Lower Paleozoic in Huanghua Depression[J]. China Petroleum Exploration, 2013, 18(4): 11-18. (in Chinese with English abstract)

[33] 邹伟宏, 张放, 崔占堂, 等. 冀中油气区中元古界–古生界及其沉积环境 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2001: 161-170.
ZOU W H, ZHANG F, CUI Z T, et al. Middle Proterozoic-Paleozoic and sedimentary environment in central Hebei oil and gas area[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 161-170. (in Chinese)

[34] 冯增昭, 王英华, 张吉森, 等. 华北地台早古生代岩相古地理 [M]. 北京: 地质出版社, 1990: 49-74.
FENG Z Z, WANG Y H, ZHANG J S, et al. Lithofacies and palaeogeography of Early paleozoic in North China platform[M]. Beijing: Geological Publishing House, 1990: 49-74. (in Chinese)

[35] 邵龙义, 董大啸, 李明培, 等. 华北石炭–二叠纪层序–古地理及聚煤规律 [J]. 煤炭学报, 2014, 39(8): 1725-1734.
SHAO L Y, DONG D X, LI M P, et al. Sequence-paleogeography and coal accumulation of the Carboniferous-Permian in the North China Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(8): 1725-1734. (in Chinese with English abstract)

[36] 饶勇, 程涛, 赵红岩, 等. 大型走滑转换带对油气分布差异性控制作用: 以西非科特迪瓦盆地为例 [J]. 地质科技通报, 2024, 43(3): 108-119.
RAO Y, CHENG T, ZHAO H Y, et al. Role of the large-scale strike-slip transform zone in controlling the differential hydrocarbon distribution: A case of the Côte d'Ivoire Basin in West Africa[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2024, 43(3): 108-119. (in Chinese with English abstract)

[37] 赵贤正, 吴兆徽, 闫宝义, 等. 冀中坳陷潜山内幕油气藏类型与分布规律 [J]. 新疆石油地质, 2010, 31(1): 4-6.
ZHAO X Z, WU Z H, YAN B Y, et al. Distribution and types of buried hill oil-gas reservoir in Jizhong Depression[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31(1): 4-6. (in Chinese with English abstract)

[38] 李丕龙, 张善文, 王永诗, 等. 断陷盆地多样性潜山成因及成藏研究: 以济阳坳陷为例 [J]. 石油学报, 2004, 25(3): 28-31.
LI P L, ZHANG S W, WANG Y S, et al. Multiplex buried-hill genesis and pool-forming in rifted basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(3): 28-31. (in Chinese with English abstract)

[39] 赵贤正, 王权, 金凤鸣, 等. 冀中坳陷隐蔽型潜山油气藏主控因素与勘探实践 [J]. 石油学报, 2012, 33(增刊 1): 71-79.
ZHAO X Z, WANG Q, JIN F M, et al. Main controlling factors and exploration practice of subtle buried-hill hydrocarbon reservoir in Jizhong Depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(S1): 71-79. (in Chinese with English abstract)

[40] 吴小洲, 牛嘉玉, 吴丰成, 等. 渤海湾盆地奥陶系潜山内幕油气成藏主控因素研究 [J]. 海相油气地质, 2013, 18(1): 1-12.
WU X Z, NIU J Y, WU F C, et al. Major control factors of hydrocarbon accumulation in Ordovician interior buried hills, Bohaiwan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2013, 18(1): 1-12. (in Chinese with English abstract)

Summary for “渤海湾盆地黄骅坳陷寒武系–奥陶系潜山内幕油气成藏条件及勘探方向”

Petroleum accumulation conditions and exploration direction in the Cambrian-Ordovician buried-hills of Huanghua Depression, Bohai Bay Basin

WANG Wenqing[1*], LI Tinghui[1], LI Hongge[2], LU Gangchen[1], LI Hongjun[3], CUI Yu[3], SHI Zhannan[3], LI Peng[2], MU Guangyuan[1], ZANG Mingfeng[1]

1. Dagang Branch of GRI, BGP Incorporated Company, CNPC, Tianjin 300280, China;
2. CNPC Geophysical Company Limited, Zhuozhou Hebei 072750, China;
3. PetroChina Dagang Oilfield Company, Tianjin 300280, China

* Corresponding author, E-mail: wangwenqing1@cnpc.com.cn

Abstract: [**Objective**] The Cambrian-Ordovician buried-hills in the Huanghua Depression, Bohai Bay Basin, have shown petroleum indications, but exploration breakthroughs remain elusive. The reservoir-forming factors, genetic types, and exploration potential within these buried-hill systems are still unclear. [**Methods**] A systematic analysis of the reservoir-forming conditions was conducted using newly acquired 3D seismic data, drilling geology, well log, and geochemical data. This study further explores the genetic types of reservoirs and identifies potential exploration targets. [**Results**] The research shows the following findings: The Huanghua Depression hosts two sets of hydrocarbon source rocks: The Third Member of the Paleogene Shahejie Formation (Es_3) and the Upper Paleozoic Carboniferous-Permian, which provide abundant hydrocarbon sources for buried-hill reservoirs. Two types of genetic traps are identified within the buried-hill systems: Anticlinal traps controlled by basement fold deformation and fault-nose traps governed by basement fault tilting. Regional compressional stress during the Indosinian-Early Yanshanian orogeny, followed by extensional tectonism during the Late Yanshanian-Himalayan period, provided the foundation for buried-hill formation. Lithology, dolomitization, dissolution, and faulting jointly control three dominant reservoir types: Matrix pores, dissolution vugs, and fracture networks, which together created favorable pore spaces within the buried-hill systems. By analyzing the source-reservoir configurations in the Cambrian-Ordovician buried-hill systems, three reservoir-forming models are proposed: Dual-source hydrocarbon supply-negative inversion anticline type, single-source hydrocarbon supply-positive inversion anticline type, single-source hydrocarbon supply-tilting fault-nose type. The Chenghai and Wangguantun buried-hill systems have the most favorable reservoir-forming conditions. Undrilled intra-hill traps in these areas have significant exploration potential and are recommended as priority targets for future buried-hill exploration. [**Conclusion**] The research results can provide theoretical guidance for the buried-hil exploration.

Key words: Bohai Bay Basin; Huanghua Depression; inner buried-hill; Cambrian-Ordovician; hydrocarbon accumulation condition

Received: 2024-10-30; Revised: 2025-02-27; Accepted: 2025-03-07

doi: 10.19509/j.cnki.dzkq.tb20240648