

文章编号: 1001-6112(2000)04-0346-04

胜利油区埕北 30 潜山油藏储层研究

王端平, 张敬轩

(胜利油田 地质科学研究院, 山东 东营 257015)

摘要: 由古生界和太古生界组成的古潜山是胜利油田近期重要的油气发现场所, 其中储层评价及储集空间的预测是这类油藏研究的难题。作者对渤海发现的埕北 30 潜山的储层研究取得了有益的进展。首先阐明了该潜山的形成和演化特征; 然后开发利用“潜山储层综合评价方法”对潜山内部碳酸盐岩和变质岩的次生溶洞、孔隙和构造裂缝进行了详细描述和预测。并且总结出潜山储层双重介质的储集特性, 这对同类油气藏研究具有指导意义。

关键词: 潜山油藏; 溶蚀孔洞; 构造裂缝; 双重介质; 储层评价; 胜利油田

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

埕北潜山带位于渤海南部浅海海域, 即渤中坳陷与济阳坳陷交汇处, 南为桩东凹陷, 北为渤中凹陷, 东西分别为埕北低凸起和渤南低凸起, 具有一山多梁的潜山地貌特征。潜山主峰位于潜山带南部, 向北具有逐渐散开的 3 条山梁, 其中埕北 30 潜山位于埕北潜山带的东南部(图 1), 勘探面积约 50km²。目前完钻 6 口探井, 其中 4 口井获高产油气流, 1 口获低产油气流, 潜山顶面埋深 3 100m, 最大井深为 4 364m, 试油未见明显油水界面, 估计潜山含油高度大于 1 300m, 控制储集规模在千万吨级以上, 是胜利油田 10 余年来在海上潜山勘探中的重大发现。

1 埕北 30 潜山地层和构造发育特征

埕北 30 地区自下而上发育太古界、古生界、中生界、第三系及第四系, 其中古生界、太古界组成了埕北 30 潜山的主体。

埕北 30 潜山下古生界为海相碳酸盐岩、泥页岩, 测井响应特征明显, 井间地层可比性强。地层由新到老依次钻遇奥陶系中统八陡组、上马家沟组、下马家沟组, 下统治里-亮甲山组; 寒武系上统凤山组、长山组、崮山组, 中统张夏组、徐庄组, 下统毛庄组、馒头组、府君山组, 古生界视厚度 130m 左右, 地层层序和岩性组合属华北地台型^[1]。

埕北 30 潜山古生界具北薄南厚的特点, 北部厚度相对稳定, 一般 100~300m, 但因长期受构造变动和剥蚀的影响, 产状复杂、层位横向变化大; 南部受埕北 302 断层的控制, 古生界厚度较大, 可达 300~700m, 而且分布稳定, 层面倾向 162°, 倾角 18.8°(图 2)。

太古界为一套内部夹不等厚煌斑岩侵入体(CB

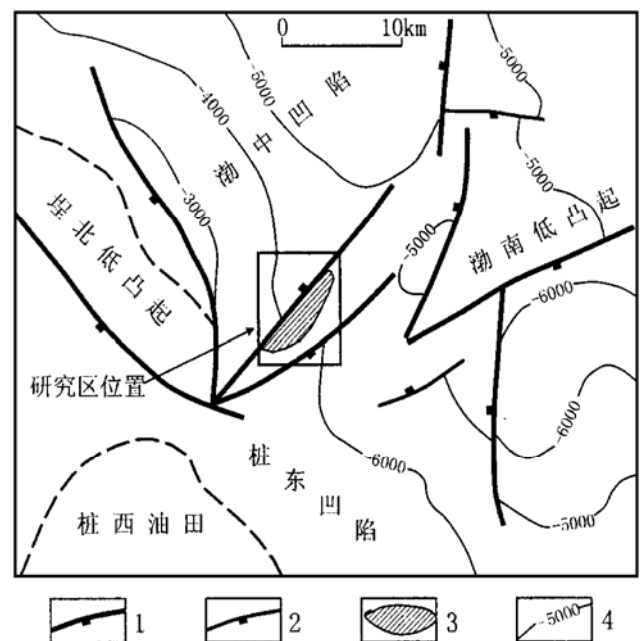


图 1 埕北 30 油藏区域位置图

1. 主要断层; 2. 次要断层; 3. 埕北 30 油藏; 4. 中生界底埋深

Fig. 1 Location map of Chengbei 30 oil pools

收稿日期: 2000-06-26.

基金项目: 中国石化集团公司资助项目(P99026).

作者简介: 王端平(1959-), 男(汉族), 山东东营市人, 高级工程师, 主要从事油藏地质和油藏工程研究.

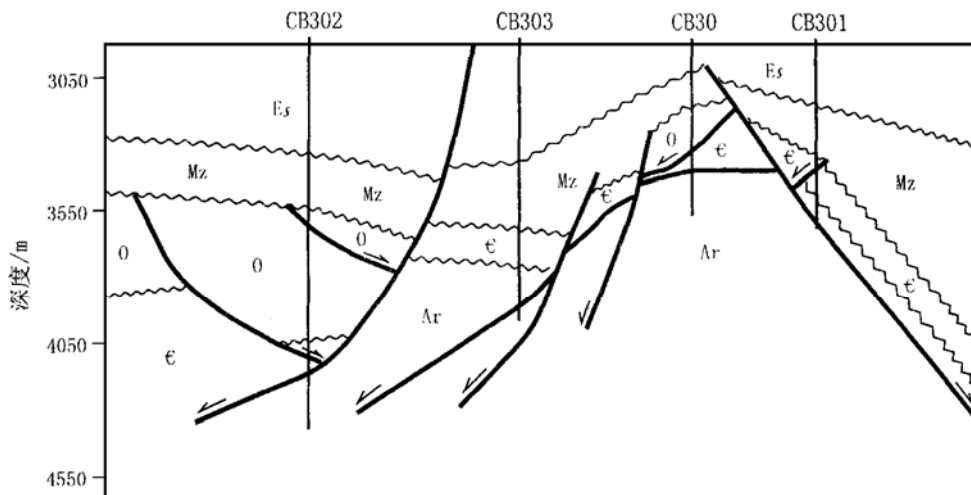


图2 埕北30潜山油藏CB302—CB301井剖面图

Fig. 2 A cross section from well CB302 to CB301 in Chengbei 30 area

301、303井分别钻遇7层32.0m和1层22.0m的煌斑岩)、具粒状变晶结构、有轻度混合岩化的二长片麻岩和角闪二长片麻岩。片麻理倾向 326° 。倾角 $30^{\circ}\sim 60^{\circ}$ 。钻井揭示太古界最大厚度639.3m(未穿)。

古生界与太古界接触关系非常复杂,2口井(CB301、CB303井)发现为不整合接触;3口井(CB30、CB302、CFD30-1-1井)分别以崮山组、张夏组、毛庄组与太古界片麻岩断层接触,使埕北30潜山太古界顶面在大面积范围内为断层面,从而改善了太古界的储集性能。

埕北30潜山具有南北两个主要潜山山峰,北山峰是主山峰(分布在埕北30井区)。古生界顶深3100m,太古界顶深3400m,顶面向四周倾伏并被次级山峰复杂化。南山峰规模较小(分布在埕北302井区),主要由古生界组成,其顶面埋深3400m^[7]。

埕北30潜山为西侧的西掉大断层(西界断层)起主要控制作用形成的单断山,潜山顶面整体向东倾伏,古生界顶面倾角 $22^{\circ}\sim 27^{\circ}$ 。西界断层北北东向延伸,断面倾向北西西,中生界落差1000~2000m,从第三系明化镇组到基底均被切割,可见断层活动历史之长。区域研究成果表明该断层一直延伸到渤中凹陷,是埕北30潜山成藏的主要油源断层。

潜山主体断裂系统比较复杂,根据地震资料解

释,区内主要有9条正断层,断距一般大于100m,断层走向北东向为主;1条逆断层(地层重复500m),走向北北东向。其中埕北302东断层分布于该区的东南部,北东东向延伸,断面倾向南西,中生界落差300~1000m,亦是长期继承性活动并切至基底的断层^[7],该断层使得桩东凹陷的生油层与埕北30潜山接触,为油源断层。

2 储集空间类型及其预测

已有研究表明,潜山类储层具有裂缝和孔洞两大储渗系统即双重介质特征^[2],通过对钻井、取心、测井资料的分析,埕北30潜山古生界、太古界也为双重介质储层,其原生孔隙发育程度差,对油气富集高产起决定性作用的为次生孔隙和裂缝系统。

2.1 孔隙、溶洞系统

晶间孔隙:经过溶蚀形成的晶间溶孔,最大直径可达20 μm ,一般为5~10 μm 。孔隙度一般为3%~5%,个别可达13.0%。主要发育于下奥陶统冶里-亮甲山组结晶白云岩中(CB30井)。

晶内溶孔:主要为太古界各类长石溶蚀形成的晶粒内部溶孔,直径小于3 μm 。

粒间孔:主要发育在太古界顶面碎裂质片麻岩中,风化过程中,暗色矿物首先被溶解搬运,残余浅色矿物颗粒,形成粒间孔。

溶蚀孔洞:CB30、301井的岩心中见溶蚀洞,直

径一般为 5~6mm,多数已充填,最大充填孔洞可达 70mm×35mm, CB302 井成像测井显示上马家沟组发育的溶洞,钻井过程中具有明显的钻时加快、井涌和井漏现象,说明埕北 30 潜山曾遭受较强烈的溶蚀,形成较好的储集空间。

晶簇孔洞:多发育在方解石脉的中部,由于裂缝或孔洞未被完全充填而形成的储集空间, CB30、301 井的岩心裂缝中约有 60% 的方解石脉中发育这种孔洞,普遍发育于古生界各套地层中。

2.2 裂缝系统

从岩心和测井资料分析,区内各类裂缝非常发育,岩心破碎严重。裂缝型储集空间普遍发育于古生界、太古界中,是潜山储集的主要储集渗流空间。

通过岩心观察、岩石薄片分析、同位素分析,埕北 30 古生界潜山裂缝形成期次可分为印支期前、印支期、燕山-喜山期等 3 期裂缝。其中印支期前裂缝已被充填,印支期和燕山-喜山期裂缝发育有效储集空间。

古生界冶里-亮甲山组、马家沟组、府君山组裂缝较发育,视裂缝线密度一般 10~100 条/m;馒头组裂缝发育程度最差,埕北 303 井取心层段未见开启缝发育;太古界上部取心层段裂缝发育程度普遍好于下部取心层段,裂缝密度一般 6~60 条/m。

通过对埕北 30 潜山古生界 3 块古地磁样品和 4 个井段裂缝识别测井分析,古生界潜山在不同井位的裂缝走向不同,主要有北东、北西和近东西向 3 组。通过太古界 5 块古地磁样品、6 个井段裂缝识别测井和 3 口井成像测井分析,太古界裂缝走向存在北北东、近东西、北东东向 3 组裂缝,与该地区断层走向基本一致^[7]。

为了便于研究储层性质,将裂缝按倾角大小分为 4 类:裂缝倾角 < 20° 为低角度裂缝; 20°~65° 为中角度裂缝; 65°~85° 为高角度裂缝; 大于 85° 为直立裂缝。岩心观察统计,古生界低角度缝占 26%,中角度缝 35%,高角度缝 22%,直立缝 17%,倾角大于 60° 裂缝占 39%。CB303、38 井取心井段均可见到长达 1m 以上的直立缝,最长可达 2.5m。

裂缝宽度反映了储层裂缝发育程度。根据埕北 30 地区裂缝发育特征,按缝宽将裂缝划分为 4 类:缝宽小于 0.1~1mm 为细缝; 1~5mm 为中缝; 大于 5mm 为大缝。岩心观察统计表明,以上各级裂缝在埕北 30 潜山古生界、太古界地层中均有不同程度发育,但中缝以上级别裂缝往往被充填,有效缝一般为

微细缝,统计 20 条有效缝,裂缝宽度均小于 1mm,其中微缝 9 条,细缝 11 条。通过对 CB30、CB303 井 8 块铸体薄片样品分析,在样品长度 120mm、样品面积 5760mm² 范围内,发现裂缝 22 条,平均裂缝宽度 3.99μm~563.8μm,其中 15 条裂缝宽度小于 100μm,占统计裂缝条数的 68.2%。

裂缝开启程度反映了储集性能的好坏。岩心描述中依据充填物的充填特征,将裂缝分为全开启缝、半开启缝、1/4 开启缝、全充填缝 4 类,统计各类开启缝占描述裂缝总数的 24.4%。

2.3 埕北 30 潜山储层评价

以裂缝、孔隙和溶洞在潜山储渗体系中所起的不同作用为标准,利用孔隙、裂缝、溶洞 3 端元法,将埕北 30 潜山古生界、太古界储层储集类型进行分类。冶里-亮甲山组白云岩储层晶间孔隙发育,裂缝是主要渗流空间,溶洞不发育,属裂缝孔隙型储层;马家沟组灰岩溶蚀洞穴和裂缝是主要储集和渗流空间,孔隙不发育,属溶洞裂缝型储层;古生界府君山组白云岩及太古界片麻岩孔隙和溶洞均不发育,其主要储集和渗流空间是宏观和微细裂缝,属裂缝型储集层。

2.4 潜山储层及储集空间的综合预测

潜山储层性质的研究,前人在定性向量化发展的道路上建立了岩心薄片、CT 检测等实验方法^[3]、测井等地球物理方法^[4]、油藏工程测试等方法^[5,6],在储层研究的某些方面取得了一定的进展;我们结合埕北 30 潜山油藏具体特征,创造性地总结出潜山储层综合预测方法^[7]。根据这个方法我们得到如下的结果。

马家沟组和府君山组储层面孔率一般小于 0.2%,冶里-亮甲山组岩样虽然破碎严重,但是 CT 检测表明岩心面孔率可达到 4.4%。太古界储层面孔度一般在 0.3% 左右,其中片麻岩裂缝发育程度高于煌斑岩,缝隙度一般大于 0.3%,但未见明显溶蚀现象发生,煌斑岩缝隙度 0.24%,但具有一定的溶蚀现象,洞隙度可达 0.1% 左右。

埕北 30 古生界潜山平均孔隙度 3.1%,平均渗透率 $3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其中冶里-亮甲山组储层储集性最好,平均渗透率 $4.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。太古界潜山平均孔隙度 1.53%,平均渗透率 $0.21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

测井解释古生界油藏平均孔隙度 4.8%,其中裂缝系统孔隙度 1.68%,岩块孔隙度 3.12%;平均渗透率 $3.12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。太古界潜山上部(即潜山

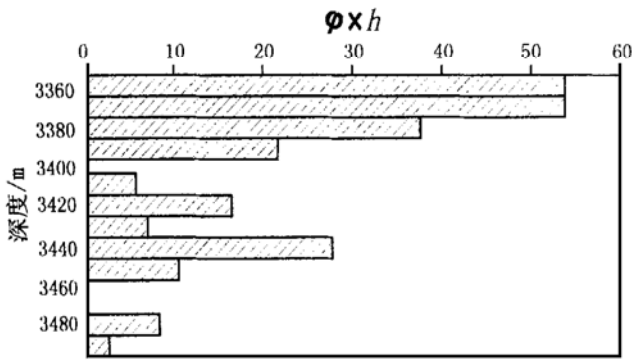


图 3 太古界储能参数与深度的关系图

Fig. 3 A relationship between the parameter of storage capacity and the depth in the Archean

面以下 70m) 平均孔隙度 4.58%, 其中裂缝孔隙度 1.34%, 岩块孔隙度 3.24%; 单层渗透率 (0.14~19.77) × 10⁻³ μm², 平均 6.05 × 10⁻³ μm²; 潜山下部 (距潜山顶面 70m 以下) 平均孔隙度 3.9%, 其中裂缝孔隙度 0.6%, 岩块孔隙度 3.3%。以储能参数 (φ × h) 评价。潜山上部的储集能力一般优于潜山下部 (图 3), 但是测井解释的裂缝基本上是岩心观察到的较大裂缝, 其余微裂缝被解释为孔隙了。

埕北 30 潜山多口井的压力恢复测试表明埕北 30 潜山油藏具双重介质油藏特征 (图 4), 由图 4 的压力曲线计算出裂缝孔隙度 1.2%, 渗透率 1.21 × 10⁻³ μm²; 岩块孔隙度 2.8%, 渗透率 0.0001 × 10⁻³ μm², 解释结果与该井测井解释结果符合程度较好。

3 结束语

(1) 埕北 30 潜山油藏主要是在西界断层控制下, 形成了潜山和油气藏, 也控制了潜山储层的形成和演化。

(2) 埕北 30 潜山储层由下古生界碳酸盐岩和太古界片麻岩组成, 古生界储层的储集性能优于太古

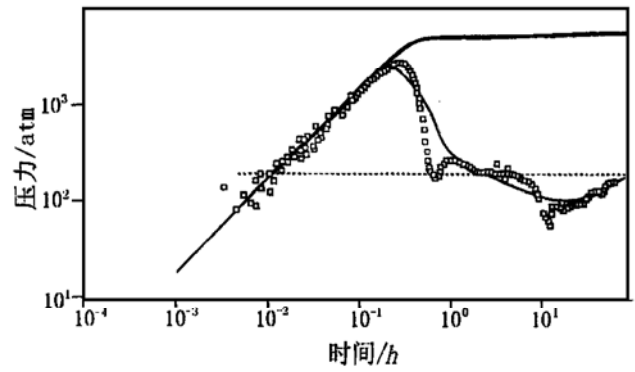


图 4 CB303 井压力恢复曲线

Fig. 4 A pressure build-up curve in well CB303

界储层, 而太古界储集能力由风化壳向潜山内部明显变差。

(3) 储集空间主要由构造裂缝、次生溶洞孔隙组成, 因此是裂缝和溶孔溶洞的双重介质的储层。其中构造裂缝是主要的渗透性的储集空间。

(4) 通过埕北 30 潜山储层的研究, 总结出时代古老的碳酸盐岩和变质岩双重介质储层的评价和预测方法。这种方法有助于同类潜山油藏的储层研究。

参考文献:

- [1] 帅德福, 王秉海. 胜利油田石油地质志 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1993.
- [2] 柏松章, 邓华云. 碳酸盐岩潜山油藏开发 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1995.
- [3] 王允诚, 周文. 裂缝性致密油气储集层 [M]. 北京: 地质出版社, 1992.
- [4] 揭克常. 东胜堡变质岩油藏 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.
- [5] 李玉彬, 李向良, 张奎祥. 利用计算机层析 (CT) 确定岩心的基本物理参数 [J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(2): 56-61.
- [6] 周文. 裂缝性油气储集层评价方法 [M]. 成都: 四川科学技术出版社, 1998.
- [7] 王端平, 张敬轩. 胜利油区埕北 30 潜山储集性裂缝预测方法 [J]. 石油实验地质, 2000, 22(3).

(to be continued on page 358)

DEPOSITIONAL ENVIRONMENT AND PETROLEUM GEOLOGY OF THE PERMIAN IN GAIZE AREA, TIBET

WANG Guo-min

(*University of Petroleum, Dongying, Shandong 257062, China*)

Abstract: The widely distributed Permian strata belong to stable carbonate platform facies near the north edge of the Gondwana Land, in which includes several subfacies, i. e. open platform, half restricted platform, grain bank, shelly bank and reef. Hydrocarbon source rocks were developed in open platform and half restricted platform facies with organic matters in high mature phase or post-mature phase. Reservoirs, mostly in reef and banks, were not developed very well and fracture was the most possible space for hydrocarbon storage. The cap rocks were also not developed efficiently. Some middle and small reservoirs related to unconformity may be formed under covering of the Middle and Upper Jurassic and Lower Cretaceous shales.

Key words: Permian; sedimentary characteristics; petroleum geology; Tibet

(*continued from page 349*)

INVESTIGATIONS OF THE PALEOZOIC AND ARCHAEOAN RESERVOIRS IN THE CHENGBEI-30 BURIED HILL, THE BOHAIWAN BASIN

WANG Duo-ping, ZHANG Jing-xuan

(*The Geological Institute of the Shengli Oilfield, Dongying, Shandong 257015, China*)

Abstract: Many buried hill reservoirs in the paleozoic and Archean were discovered in the Shengli Oilfield in recent years. It showed quite difficult for prediction of distribution of storage space and assessment of this kind of reservoirs. A fruitful progress was made during the reservoir study on the buried hill namely Chengbei 30. The forming and evolution of the hill was illuminated firstly, then the detail description and distribution prediction of the secondary dissolved vugs, porosity and fractures of carbonates and metamorphite within the buried hill were made by using "integrated evaluation method for buried hill reservoirs". Furthermore, the reservoir features of dual porosity media were summarized, which may provide some useful guidances for the study of the same reservoirs.

Key words: buried hill reservoir; dissolved vug; structural fracture; dual porosity media; reservoir assessment; the Shengli oilfield