

引用格式:张立安,王少鹏,张岚,等.通过地质建模剖析古潜山碳酸盐岩裂缝性储层地质特征[J].油气藏评价与开发,2021,11(5):688-693.
ZHANG Li'an, WANG Shaopeng, ZHANG Lan, et al. Analysis on geological characteristics of fractured carbonate reservoir in buried-hill by geological modeling[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(5):688-693.
DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.05.004

通过地质建模剖析古潜山碳酸盐岩裂缝性储层地质特征

张立安,王少鹏,张岚,吴春新,袁勋
(中海石油(中国)有限公司天津分公司,天津 300459)

摘要:针对渤海海域Q油田地质模式认识不清、储层发育非均质性强、生产动态规律复杂等诸多难题,综合运用录井、钻井取心、岩石薄片、测井及三维地震资料总结古潜山碳酸盐岩沉积特征和裂缝发育规律。研究表明:岩溶斜坡和岩溶高地是白云岩主要发育区,岩溶作用强烈,溶蚀孔隙发育,容易产生裂缝形成优质储层,岩溶洼地主要发育灰质泥岩或泥质灰岩,储层物性较差;上油组储层厚度大、裂缝发育,主要为裂缝性储层,下油组主要发育溶蚀性储层。在此认识基础上总结地质模式,动静结合建立双孔介质储层地质模型。该项成果在本油田实际开发中得到较好应用,对类似裂缝性油藏的精细高效开发具有一定指导意义。

关键词:裂缝性油藏;双孔介质;属性模型;地质建模;古潜山;渤海湾盆地
中图分类号:TE122 **文献标识码:**A

Analysis on geological characteristics of fractured carbonate reservoir in buried-hill by geological modeling

ZHANG Li'an, WANG Shaopeng, ZHANG Lan, WU Chunxin, YUAN Xun

(Tianjin Branch of CNOOC Ltd, Tianjin 300459, China)

Abstract: In order to solve the problems in Oilfield Q, such as unclear understanding of geological model, strong heterogeneity of reservoir development and complexity of production performance rule, the sedimentary characteristics and the fracture development of carbonate rocks in buried-hills have been summarized by comprehensive application of logging, drilling and coring, rock section, logging and 3D seismic data. The results show that, the Karst slope and highland are the main development areas of dolomite, where the karstification is intense and the dissolution pores are developed. The fractures are easy to appear so as to form the high-quality reservoirs. Karst depression mainly develops calcareous mudstone or argillaceous limestone, with poor reservoir physical property. The upper oil formation is mainly fractured reservoir with large thickness and developed fractures, while the lower oil formation mainly develops dissolution reservoir. On the basis of this achievements, the geological mode is summarized and the geological model of a dual porosity medium reservoir is established by combination of dynamic and static methods. This achievement has been well applied in the actual development of the oilfield, and has a certain guiding significance for the fine and efficient development of similar fractured reservoirs.

Key words: Fractured reservoirs, dual porosity medium, attribute model, geological modeling, buried-hill, Bohai Bay basin

古潜山碳酸盐岩和变质岩是渤海油田重要的油气勘探开发目标,然而裂缝性油藏具有裂缝发育、非均质性强、储集空间与渗流规律复杂等特征,使得该类油藏开发难度较大^[1-4]。随着中国海洋石油勘探开发领域不断向更深层挺进,近十年来,在渤海海域已

发现多个古潜山油气田并相继投入开发(如BZ19-6、JZ25-1S、CFD18-2、BZ13-1等)。古潜山油田具有地层年代久、储层埋藏深、构造运动期次多、勘探风险大等难题,对古潜山油田的高效开发造成严重制约。诸多学者对潜山裂缝储层做过详尽研究:赵宗

收稿日期:2020-06-15。

第一作者简介:张立安(1987—),男,硕士,工程师,从事储层评价和三维地质建模研究工作。地址:天津市滨海新区海川路2121号海洋石油大厦B座,邮政编码:300459。E-mail:cnooc_zla@qq.com

基金项目:中国海洋石油有限公司综合科研项目“渤海双高油田挖潜关键技术研究”(YXKY-2018-TJ-04)。

举等^[5]将塔里木盆地塔中北坡奥陶系碳酸盐岩储层划分为古潜山岩溶储层、埋藏溶蚀储层及内幕白云岩储层3大类;谭秀成等^[6]对四川盆地川中地区磨溪气田嘉陵江组嘉二段砂屑云岩储层进行研究,认为储层孔隙主要为原生孔隙,受沉积微相的控制更明显;王伟等^[7]对四川盆地飞仙关组不同类型的鲕粒灰岩储层开展溶解动力学特征研究,发现白云石化鲕粒灰岩比常规鲕粒灰岩的微观溶蚀孔隙更为发育,证实白云石化作用和溶蚀作用更容易形成有利的储层。除此之外,研究普遍认为碳酸盐岩优质储层发育与裂缝关系密切。前人对碳酸盐岩裂缝储层建模方法也进行了探索;王晖等^[8]对渤海CFD18-2油田潜山裂缝网格应用随机模拟进行实现和方法优化;AMOUR等^[9]对露头中碳酸盐岩缓坡带鲕粒灰岩储层进行模拟,建立了基于不同地层尺度的多种技术综合的地质建模方法。目前,国内有学者正尝试考虑双重介质模型,将基质和裂缝等效为传导率和连通体积两个体系,建立串流方程,解决传统地质建模网格尺寸远大于裂缝等问题,提高数值模拟效率。

由于研究区成像测井和钻井资料少,结合前人对古潜山碳酸盐岩储层及古潜山变质岩储层的研究思路^[10-11],综合运用录井岩屑、测井曲线、钻井取心、三维地震数据和生产动态分析资料,通过恢复古地貌、常规测井曲线(三孔隙度+电阻率)分析和地震属性优选等方法手段,探讨古潜山碳酸盐岩储层发育地质模式,建立古潜山碳酸盐岩裂缝储层双孔介质三维地质油藏模型,为渤南海域Q油田低效井治理及开发调整井位研究提供地质依据。

1 地质构造特征

渤南低凸起位于渤海海域的南端,大致呈东西向,向东逐步抬升,东、西两支郯庐走滑断裂将其划分为3段^[12-13]。Q油田位于渤南低凸起的中段,整个油藏受东侧和西侧的走滑断层以及南侧的大断层控制,整体呈现出向北东方向倾没的单斜构造形态(图1),古潜山内部发育两组相互交织切割的次级小断层,是一个受多期构造活动强烈改造的古潜山断块性油气藏。基底继承性凸起古地貌、多期次构造活动和水平面频繁变化影响着碳酸盐岩储层的发育特征。

研究区古潜山岩石类型十分复杂,太古界发育花岗变质岩,古生界发育碳酸盐岩,中生界发育火山

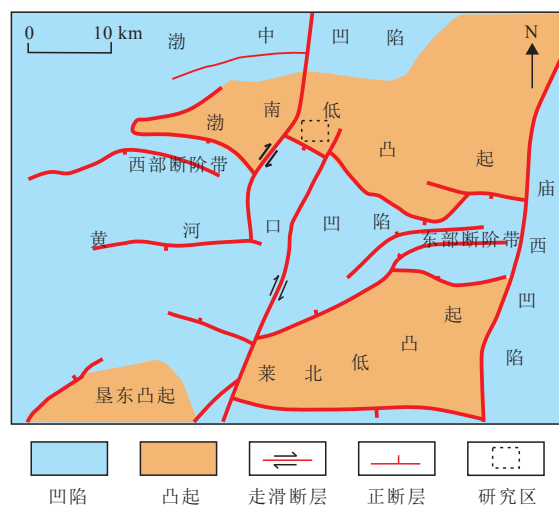


图1 渤南海域Q油田区域位置

Fig. 1 Regional location of Oilfield Q in Bonan Sea Area

碎屑岩。储层主要由寒武系和奥陶系的碳酸盐岩组成,是在太古界花岗变质岩基岩上发育的碳酸盐岩裂缝性储层。研究区发生过多期沉积间断,晚古生界和中生界地层均有缺失。下寒武统在西部和南部为剥蚀区,中寒武统地层总体为东厚西薄,上寒武统至奥陶系发生多次不同程度的地层剥蚀。录井、井壁取心和测井解释资料显示,府君山组、馒头组、毛庄组、亮甲山组和马家沟组碳酸盐岩地层均含油气,为Q油田的主要含油层系,钻井揭示古潜山碳酸盐岩地层厚度差异大,储层厚度变化快。

2 储层发育特征

2.1 储层平面展布规律

研究区基底继承性凸起的古地貌既控制着地层发育特征,也严格控制着碳酸盐岩储层平面展布规律。由于研究区碳酸盐岩经过构造抬升作用,形成了一个向西南倾没的单斜构造,古生界地层遭受长期剥蚀而缺失严重,形成了大规模的岩溶构造,发育了大量的溶蚀孔洞。古近系沙河街组沉积砂泥岩地层披覆在古潜山碳酸盐岩地层之上,由于碳酸盐岩顶面之上缺乏一个较为稳定的填平补齐作用面,因此,无法采用常规的印模法进行古地貌恢复。为了解决上述难题,本研究将趋势面法和印模法相结合,有效地解决了上覆地层接触模式下的古地貌恢复问题,突出岩溶古地貌上方的正地形。通过对研究区古岩溶地貌恢复,按地形分为岩溶高地带、岩溶斜坡

带和岩溶洼地带(图2)。其中岩溶高地呈点状或碎片状分散分布;岩溶斜坡呈带状或片状连片分布;岩溶洼地分布在研究区东北部和南部的局部低部位。岩溶高地带和岩溶斜坡带是白云岩石化最有利的区域,石膏和硬石膏局部发育,在后期埋藏及成岩过程中易溶解,发育溶蚀孔、洞,形成优质储层。新生代海平面上升,逐渐沉积海侵体系域,古近系沙河街组砂泥岩地层逐渐超覆于古潜山碳酸盐岩地层之上。由于碳酸盐岩古潜山底部为太古界花岗变质岩基岩,碳酸盐岩地层顶部和底部均为非渗透层,致使地层水更容易沿孔隙和裂缝平行运动,造成顺层侵蚀,形成内幕溶蚀储层,然而古潜山内部受地层水的溶蚀作用整体改造程度相对局限。

2.2 储层垂向发育规律

Q油田古生界碳酸盐岩储层下油组发育沿层溶蚀带,中间发育不稳定厚致密段和泥岩段隔层,上油组主要发育垂向淋滤带和风化壳带,垂向上整体具有明显的分带性(图3)。由于下油组的碳酸盐岩地层和底部的太古界花岗变质岩基底为不整合接触关系,在成岩作用期间,地层水近似平行地层方向运动而发生溶蚀作用,当构造运动使古生界碳酸盐岩地层局部出露地表,受到大气水的淋滤作用,储层进一步发生风化改造作用,主要形成粒间溶孔和溶蚀裂

缝,发育潜山内幕溶蚀型储层。上油组储层位于碳酸盐岩古潜山顶部,厚度范围为0~150 m,油气集中分布在0~130 m。在新生代古近系沙河街组碎屑岩地层沉积之前,遭受大幅构造抬升,古潜山碳酸盐岩地层持续出露地表,遭受长期风化剥蚀、表生水淋滤作用和构造活动而生成风化岩溶带,主要形成溶孔、溶洞和溶缝,发育风化壳岩溶型储层,也是油气大量聚集的有利区带。

2.3 储层地质模式

古潜山碳酸盐岩地层中部发育灰质致密层或泥岩层,以此为界可以将研究区主要含油层位划分为下油组和上油组。上油组储层发育优于下油组,其中上油组储层厚度比较稳定,分布范围相对广阔,主要发育孔隙、孔洞、裂缝。岩溶斜坡带和岩溶高地是岩溶孔隙发育的有利区,优质储层位于研究区西南部,呈点状、带状或片状分布,其中N1井区和S1井区储层最为发育,是油田后续开发调整的有利地区。8D井区和T1井区位于古地貌较低的岩溶洼地区域,隔夹层发育、储层物性差(图4)。

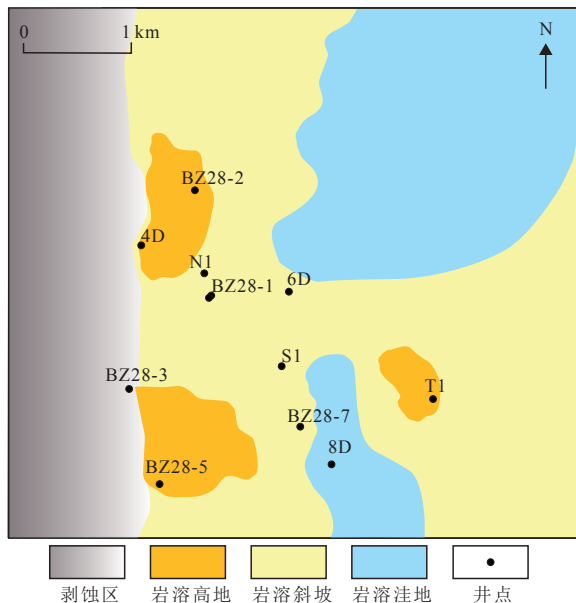


图2 渤南海域Q油田古生界岩溶古地貌分布
Fig. 2 Distribution of Paleozoic Karst paleogeomorphology of Oilfield Q in Bonan Sea Area

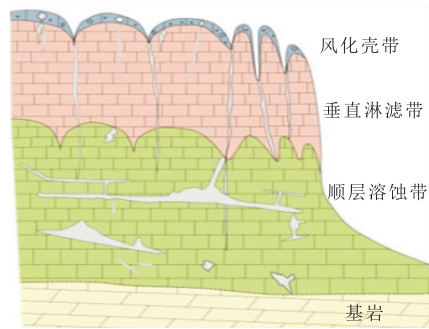


图3 渤南海域Q油田古生界储层垂向分带
Fig. 3 Vertical zoning of Paleozoic reservoir of Oilfield Q in Bonan Sea Area

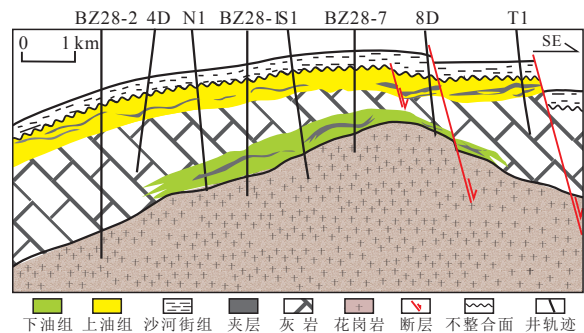


图4 渤南海域Q油田古生界储层发育模式
Fig. 4 Development model of Paleozoic reservoir of Oilfield Q in Bonan Sea Area

3 储层地质建模

古潜山碳酸盐岩裂缝储层地质建模必须综合考虑沉积对原生孔隙分布规律的控制作用、溶解对次生溶蚀孔洞的改造作用、地震属性的井间约束作用和构造活动对裂缝发育的控制作用,结合成因建模规律和迭代建模思路,以平面分区和垂向分带为相控,利用商业软件Petrel 2020建立双重介质油藏储层地质模型。

3.1 储层构造建模

研究区面积约29 km²,井距500~1 000 m,综合考虑后期数值模拟需要和开发调整井网部署要求,平面网格上X、Y方向均确定为100 m,纵向网格精度确定为0.5 m。Q油田构造总体呈北东倾没的单斜,共发育23条断层,将钻井分层数据作为控制,以地震解释构造层面为约束,嵌入断层数据,通过克里金插值法建立层面构造模型。

3.2 储层裂缝建模

以往对渤海湾盆地区域构造的研究表明,新生代时期渤海低凸起主要接受拉伸应力作用,断层主应力方向为北东—南西^[14-15]。依据岩心构造应力测试分析结果,岩石力学参数内摩擦系数为0.54,泊松比为0.28。根据岩心观察、随钻核磁测井和成像测井资料显示,Q油田沿北东和西北方向发育两组裂缝(表1),裂缝宽度为0.05~0.25 mm。第一组裂缝倾

角50°~85°,属于高角度裂缝;第二组裂缝倾角20°~40°,属于低角度裂缝。其中,下油组裂缝密度为5.0条/m,上油组裂缝密度为14.0条/m。

研究区目的层段取心资料和成像测井项目极少,因此,大多数井裂缝的识别只能依靠常规测井方法。通过参考以往常规测井识别裂缝的方法,将其应用于研究区,判别裂缝的存在。通过标定发现根据深浅双侧向电阻率的高低及其差异性识别裂缝产状具有一定效果,是由于地层中裂缝对地层电阻率的影响非常大,裂缝导电路径曲折度和导电截面积变化率一般都比孔隙小,电阻率值明显下降。统计结果表明:高角度裂缝发育区声波曲线并无异常,电阻率为幅度较大的正差异,电阻率值较高,微球幅度变化很大;低角度裂缝发育区声波测井异常增大,中子、密度曲线相关性较好,电阻率差异小,裂缝呈负差异特征或基本无差异。识别结果与岩心分析结果吻合程度较好。

研究通过地震的手段分析储层裂缝的空间展布,分别提取下油组和上油组顶面的沿层平均曲率、最大曲率、最小曲率和高斯曲率等曲率属性,通过对比分析发现,最大曲率对缝洞系统最为敏感,与钻井吻合较好(图5),对裂缝分布预测有较好的指示作用。

以钻井取心获得的裂缝参数为硬数据,以地震数据提取的曲率属性为软数据(图6),采用趋势序贯指示法插值建立裂缝概率模型,结合生产动态数据对概率模型进优化,以优化模型为约束,应用商业软件Petrel 2020建立离散裂缝片的三维空间分布模型(图7)。

3.3 储层属性建模

实际中,基质和裂缝系统属于一个统一的复合水动力体系,将裂缝网格模型与基质模型耦合,得出古潜山碳酸盐岩裂缝性储层的双重介质油藏模型,油藏数值模拟结论更符合实际地质模型^[16]。裂缝性储层属性包括基质孔隙度和渗透率、裂缝孔隙度和

表1 渤南海域Q油田岩心测量裂缝产状特征统计
Table 1 Fracture occurrence characteristics measured by core of Oilfield Q in Bonan Sea Area

层位	代表井段 (m)	厚度 (m)	裂缝产状	
			延伸方向(°)	倾角(°)
上油组	凤山组 3 000~3 032	32	170~350	80~85
	3 035~3 050	15	120	85
	固山组 3 110~3 120	10	150	20~40
	张夏组 3 163~3 173	10	55	35~50
	毛庄组 3 184~3 193	9	260	70~80
府君山组 3 270~3 297	27	50	60~80	
下油组	3 040~3 070	30	170~350	70~80
	下马		80~260	60~70
	家沟组 3 110~3 140	30	160~340	60~70
			70~250	60~70
	亮甲山组 3 250~3 310	60	260	50~60
3 340~3 360	20	170	60~70	

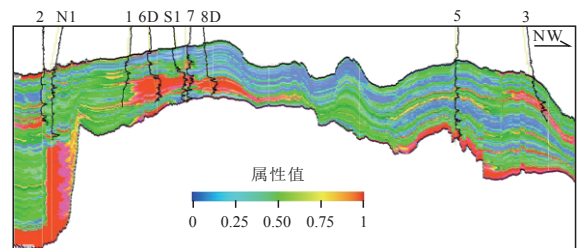


图5 渤南海域Q油田井间地震属性剖面
Fig. 5 Cross well seismic profile of Oilfield Q in Bonan Sea Area

渗透率。其中,基质体系孔隙度和渗透率建模属于常见的建模思路,输入古潜山碳酸盐岩平面展布和垂向分带认识成果作为约束条件,采用井点数据简单克里金插值即可得到基质属性模型。裂缝孔隙度的计算可以通过离散裂缝片(DFN)面积乘以平均裂缝宽度来求取。裂缝渗透率的计算方法有两种,一种是利用试井解释渗透率校正基质渗透率求取,但试井分析存在很大不确定性,因此,本次研究采取第二种方法,利用离散裂缝片和平均裂缝宽度进行等效渗透率计算。通过对裂缝网络模型进行粗化,得到裂缝网络模型的裂缝孔隙度属性模型、sigma因子(图8)和裂缝渗透率属性模型(图9),并利用油藏数值模拟方法对裂缝模型进行评估验证和筛选,运用迭代建模的思路不断优化提升地质油藏模型。

此次研究表明,该油田内部裂缝发育程度横向

及纵向差异较大,储层表现出很强的非均质性。根据古潜山碳酸盐岩双重介质油藏地质模型,分析油田不同开采阶段基质和裂缝的生产特征及流场规律,结合储层层间分布特征,解决实际生产矛盾,同时也为潜山裂缝性油藏不稳定注水技术研究提供了地质依据。该油田自1987年投产以来,先期投产的区块油井表现出初期产量高、含水上升快、产量递减大的开发特征,投产10 a油田关停。应用上述研究成果,分析油田潜力区块,并优化不同注采单元注采参数。分析油田生产动态,结合地质模型证实了BZ28-1井和N1井之间的连通性,且两井之间存在稳定的非渗透隔层,对N1井新解释58.0 m储层进行补孔,采油井BZ28-1井增油效果较为明显,实现累增油 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$,含水率降低29%,成功治理低效井。同时积极寻找油田潜力,在N1区块和S1井区新部署3口

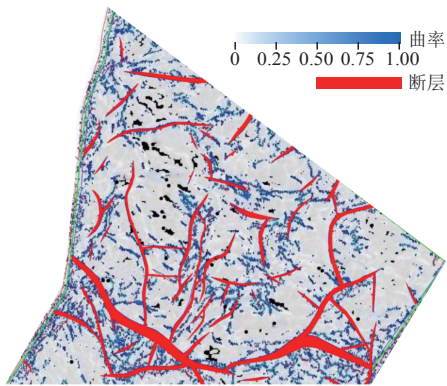


图6 渤南海域Q油田古生界沿层最大曲率
Fig. 6 Maximum curvature of Paleozoic along formation of Oilfield Q in Bonan Sea Area

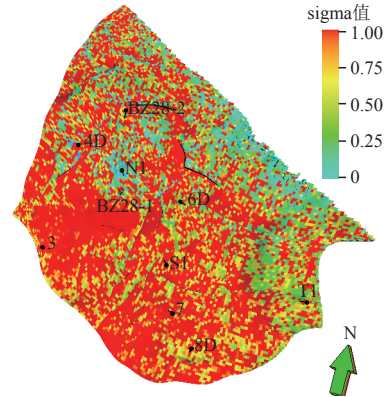


图8 渤南海域Q油田古潜山sigma因子分布
Fig. 8 Sigma factor distribution of Oilfield Q of buried-hill in Bonan Sea Area

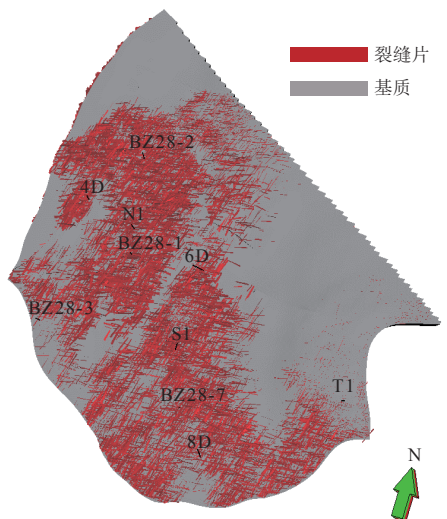


图7 渤南海域Q油田古潜山裂缝片三维模型(DFN)
Fig. 7 3D model of fracture of buried-hill(DFN) of Oilfield Q in Bonan Sea Area

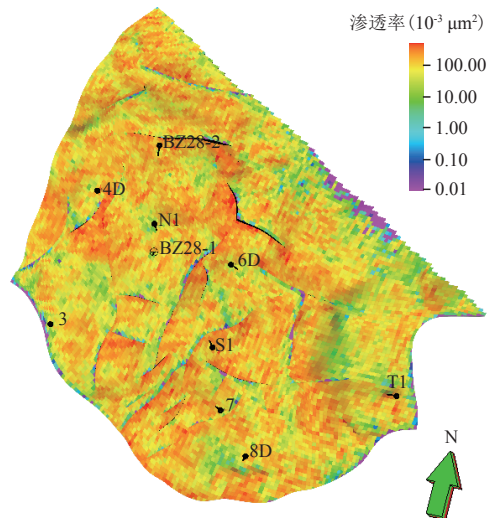


图9 渤南海域Q油田古潜山裂缝渗透率模型
Fig. 9 Fracture permeability model of buried-hill of Oilfield Q in Bonan Sea Area

调整井,目前平均单井初期日产油达100 m³/d,预计可提高采收率2.4%。

4 结论

1) 古地貌决定碳酸盐岩沉积特征,从而影响白云岩展布规律,研究区S1井区和N1井区白云岩最发育,易于产生裂缝和溶蚀孔隙,形成优质储层。

2) 研究区碳酸盐岩上油组储层以裂缝型储层为主,下油组储层溶蚀孔隙发育;上油组裂缝发育程度和储层发育厚度均比下油组好。

3) 应用常规测井曲线和最大曲率地震属性预测古潜山裂缝发育规律,建立双孔介质地质模型,为油田动态分析和增储上产提供地质依据。

参考文献

[1] 柏松章,唐飞.裂缝性潜山基岩油藏开发模式[M].北京:石油工业出版社,1997.
BAI Songzhang, TANG Fei. The development models of buried hill fractured basement reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.

[2] 童凯军,赵春明,吕坐彬,等.渤海变质岩潜山油藏储集层综合评价与裂缝表征[J].石油勘探与开发,2012,39(1):56-63.
TONG Kaijun, ZHAO Chunming, LYU Zuobin, et al. Reservoir evaluation and fracture characterization of the metamorphic buried hill reservoir in Bohai Sea[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(1): 56-63.

[3] 强子同.碳酸盐岩储层地质学[M].东营:中国石油大学出版社,1998.
QIANG Zitong. Carbonate reservoir geology[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 1998.

[4] 房娜,姜光宏,李云鹏,等.潜山裂缝油藏开发特征及挖潜方向[J].特种油气藏,2017,24(3):90-94.
FANG Na, JIANG Guanghong, LI Yunpeng, et al. Development characteristics and potential tapping direction of buried-hill fractured oil reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(3): 90-94.

[5] 赵宗举,王招明,吴兴宁,等.塔里木盆地塔中地区奥陶系储层成因类型及分布预测[J].石油实验地质,2007,29(1):40-46.
ZHAO Zongju, WANG Zhaoming, WU Xingning, et al. Genetic types and distribution forecast of available carbonate reservoirs in Ordovician in the central area of Tarim Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2007, 29(1): 40-46.

[6] 谭秀成,罗冰,李卓沛,等.川中地区磨溪气田嘉二段砂屑云岩储集层成因[J].石油勘探与开发,2011,38(3):268-274.
TAN Xiucheng, LUO Bing, LI Zhuopei, et al. Jia-2 member dolarenite reservoir in the Moxi gas field, middle Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(3): 268-274.

[7] 王炜,黄康俊,鲍征宇,等.不同类型鲕粒灰岩储集层溶解动力学特征[J].石油勘探与开发,2011,38(4):495-502.
WANG Wei, HUANG Kangjun, BAO Zhengyu, et al. Dissolution kinetics of different types of oolitic Limestones in northeastern Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development,

2011, 38(4): 495-502.

[8] 王晖,胡光义.渤海C油田潜山裂缝型储集层随机离散裂缝网格模型的实现与优选方法[J].岩性油气藏,2012,24(1):74-78.
WANG Hui, HU Guangyi. Realization and optimization of discrete fracture network model of buried hill fractured reservoir in C oilfield, Bohai Bay[J]. Lithologic Reservoirs, 2012, 24(1): 74-78.

[9] AMOUR F, MUTTI M, CHRIST N, et al. Outcrop analog for an oolitic carbonate ramp reservoir: A scale-dependent geologic modeling approach based on stratigraphic hierarchy[J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(5): 845-871.

[10] 赵文智,沈安江,潘文庆,等.碳酸盐岩岩溶储层类型研究及对勘探的指导意义——以塔里木盆地岩溶储层为例[J].岩石学报,2013,29(9):3213-3222.
ZHAO Wenzhi, SHEN Anjiang, PAN Wenqing, et al. A research on carbonate karst reservoirs classification and its implication on hydrocarbon exploration: Cases studies from Tarim Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2013, 29(9): 3213-3222.

[11] 邓运华.渤海大中型潜山油气田形成机理与勘探实践[J].石油学报,2015,36(3):253-261.
DENG Yunhua. Formation mechanism and exploration practice of large-medium buried-hill oil fields in Bohai Sea[J]. Acta Petrologica Sinica, 2015, 36(3): 253-261.

[12] 于海波,王德英,牛成民,等.渤海海域渤南低凸起碳酸盐岩潜山储层特征及形成机制[J].石油实验地质,2015,37(2):150-156.
YU Haibo, WANG Deying, NIU Chengmin, et al. Characteristics and formation mechanisms of buried hill carbonate reservoirs in Bonan Low Uplift, Bohai Bay[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(2): 150-156.

[13] 索艳慧,李三忠,曹现志,等.中国东部中生代反转构造及其记录的大洋板块俯冲过程[J].地学前缘,2017,24(4):249-267.
SUO Yanhui, LI Sanzhong, CAO Xianzhi, et al. Mesozoic-Cenozoic inversion tectonics of East China and its implications for the subduction process of the oceanic plate[J]. Earth Science Frontiers, 2017, 24(4): 249-267.

[14] 高坤顺,吴庆勋,彭靖淞,等.渤海海域前新生代基底时代归属与构造演化特征分析[J].中国海上油气,2019,31(4):19-26.
GAO Kunshun, WU Qingxun, PENG Jingsong, et al. Chronostratigraphy of the pre-Cenozoic base and tectonic evolution characteristics in Bohai sea[J]. China Offshore Oil and Gas, 2019, 31(4): 19-26.

[15] 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):17-20.
ZHOU Xinhui, XIANG Hua, YU Shui, et al. Reservoir characteristics and development controlling factors of JZS Neo-Archean metamorphic buried hill oil pool in Bohai Sea[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(6): 17-20.

[16] 张立安,曹龙,崔名喆,等.古潜山碳酸盐岩裂缝性储层发育机制及地质建模[J].复杂油气藏,2020,13(4):39-45.
ZHANG Li'an, CAO Long, CUI Mingzhe, et al. Development mechanism and 3D geological modeling of fractured carbonate reservoirs in buried-hill[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2020, 13(4): 39-45.

(编辑 柳超超)