

莺歌海盆地乐东区高温超压储层物性下限及分类

代龙, 尤丽, 吴仕玖, 钟佳, 朱沛苑, 招港杰

中海石油(中国)有限公司海南分公司

摘要 莺歌海盆地乐东区中新统黄流组和梅山组是南海北部海域天然气勘探重点层系,复杂的地质条件和普遍存在的高温超压背景,使得储层物性的下限难以界定。根据测井、压汞、地层测试、物性分析等地质资料,合理采用分布函数曲线法、测试法、排驱压力法和经验统计法,明确了有效储层的物性下限,并进一步分析有效储层发育控制因素,优选主要参数对储层进行精细分类。结果表明:①乐东区中新统有效储层孔隙度下限为8%,渗透率下限为 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;②乐东区储层物性区域上主要受压实作用的控制,碳酸盐胶结与深部热流体有关的溶解作用是有效储层主控因素,沉积作用控制的储集岩粒度与分选性对乐东区储层物性的影响相对较小;③可将乐东区中新统储层精细划分为I、II₁、II₂、III、IV₁、IV₂共6类,其中I、II₁、II₂和III类为有效储层,IV₁、IV₂类为非有效储层。

关键词 物性下限;储层分类;高温超压;中新统;乐东区;莺歌海盆地

中图分类号:TE122.2*3

文献标识码:A

0 前言

有效储层物性下限是指储集岩成为有效储层具有的最小标准,一般用最小孔隙度和渗透率来表征。当前常用的储层分类评价手段分为定性和定量两大类,而无论进行定性或定量的储层评价,孔隙度、渗透率、孔隙结构、粒度、分选等均是储层评价的重要参数^[1-2]。

莺歌海盆地是我国南海北部大陆架重要的新生代富气盆地^[3-4],随着油气勘探程度的不断提高,勘探目标已不断向中深层拓展,并取得了较好的勘探发现。近年来,在莺歌海盆地乐东区中新统黄流组和梅山组的油气勘探获得重大突破,先后钻探的10余口探井均钻获较好气层,这证实了莺歌海盆地高温超压的中深层领域具备巨大勘探潜力。但是,在莺歌海盆地中深层的勘探过程中,面临着高温超压背景下的强非均质性、低渗等多种与储层有关的难题,其中储层物性主控因素及物性下限是制约勘探突破的关键问题之一。目前,涉及乐东区储层物性控制因素的研究较为薄弱,有效储层的物性下限难以明确界定,针对高温

超压储层精细分类方面的研究更少,这严重制约了莺歌海盆地乐东区中深层的下一步勘探工作。因此,本文基于研究区10余口钻井的188块样品进行了岩石薄片观察与分析,综合测井、压汞、地层测试、物性分析等资料,合理采用分布函数曲线法、测试法、排驱压力法和经验统计法,明确了乐东区黄流组、梅山组有效储层的物性下限,在此基础上,通过分析有效储层发育的控制因素,优选主要参数对储层进行精细分类,以期乐东区重点领域的勘探提供科学依据。

1 地质背景

莺歌海盆地是我国南海北部大陆架西北区的一个大型新生代沉积盆地,盆地东北侧毗邻北部湾盆地的南部隆起和海南隆起区,西侧与昆崙隆起相接并延伸至河内坳陷,受红河走滑断裂带的影响,盆地沿北西—南东向呈菱形展布(图1)^[5-6]。沉积地层由下往上依次发育始新统,渐新统崖城组和陵水组,中新统三亚组、梅山组和黄流组,上新统莺歌海组以及第四系乐东组^[7-9]。莺歌海盆地以快速沉降充填、高地温梯度、大规模的超压热流体活动为

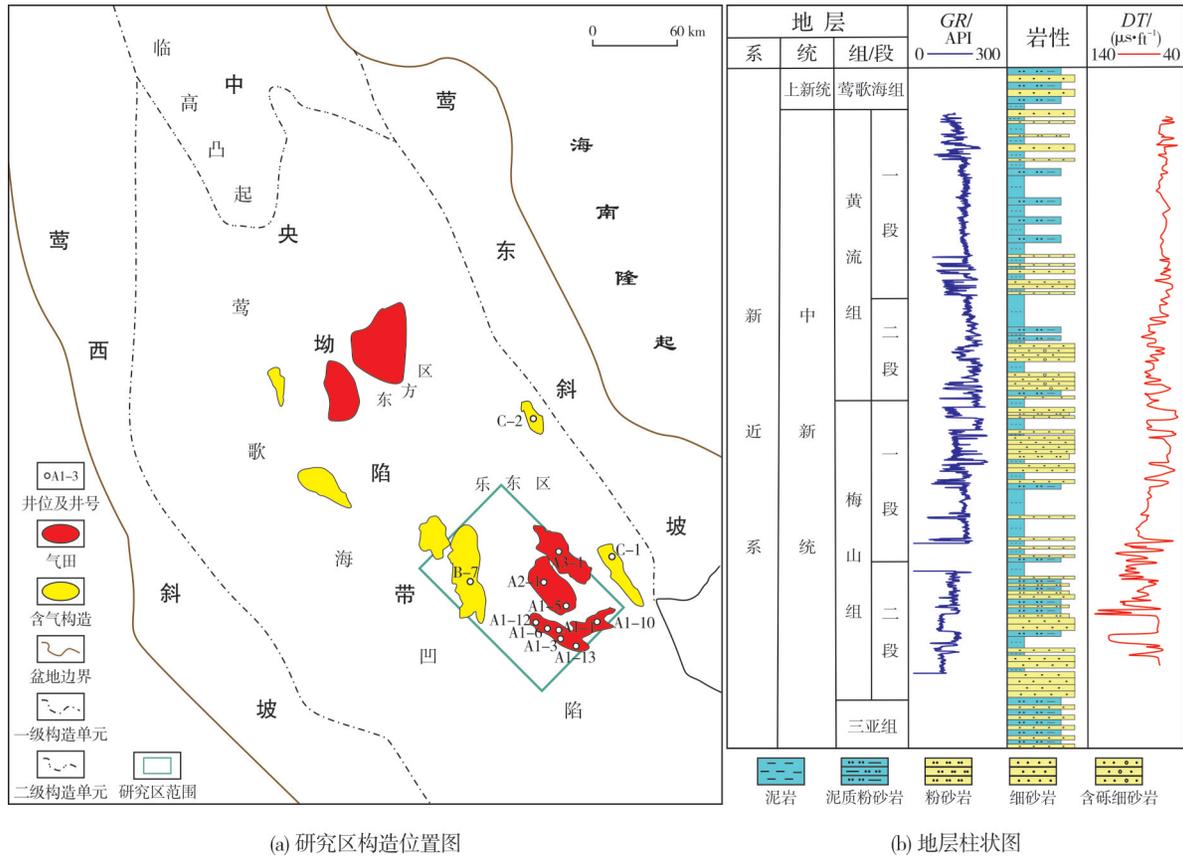
收稿日期:2021-05-06;改回日期:2021-11-16;网络出版日期:2022-04-19

本文受中海石油(中国)有限公司自主立项项目“差异岩-场耦合的储盖层联控机制与有效储盖分布研究”(编号:ZYKY-2018-ZJ-01)与中海石油(中国)有限公司综合科研项目“南海西部高温高压气藏勘探开发技术及勘探新领域研究”(编号:CNOOC-KJ 135 ZDXM 38 ZJ 02 ZJ)资助

第一作者:代龙,硕士,工程师,主要从事储层地质综合研究工作。通信地址:570312 海南省海口市秀英区西海岸长滨东三街巨制国际大楼901室;E-mail:dailonggood@163.com

重要特征^[10],乐东区位于莺歌海凹陷斜坡带南段,盆内热流体活动较普遍,是典型的高温盆地。盆地压力变化大,乐东区表现为上部正常压力、下部异常高压。黄流组、梅山组沉积时期发育大规模的轴

向水道和海底扇沉积,储层发育条件优越^[11-12]。研究区紧邻烃源岩,烃源条件好^[13];存在明显构造脊,运移汇集条件良好。综合评价分析认为,乐东区具备良好的成藏条件。



(a) 研究区构造位置图

(b) 地层柱状图

图1 研究区位置与地层柱状图

Fig. 1 Tectonic location of the study area and stratigraphic column of Yinggehai Basin

2 储层物性下限研究

前人在储层物性下限方面已做了很多的研究,形成了分布函数曲线法、测试法、试油法、经验统计法、含水饱和度法、含油产状法、排驱压力法等较成熟的方法^[14-15]。本文针对研究区实际地质情况,合理应用测井、常规物性、地层测试、压汞等分析资料,优选了分布函数曲线法、测试法、排驱压力法和经验统计法来求取乐东区中新统黄流组和梅山组有效储层的物性下限。

2.1 分布函数曲线法

分布函数曲线法是依据统计学原理,研究变量的总体分布规律。具体是建立有效储层(气层、气水同层、差气层以及水层)和非有效储层(干层)的

孔隙度和渗透率分布曲线^[16],有效储层和非有效储层分布曲线相交点对应的数值为有效储层物性下限。乐东区储层物性的取心分析数据相对较少,但测井解释资料相对较多。根据对目标区10余口井的中新统储层测井解释资料及油气综合地质解释结果(包括气层、气水同层、差气层、水层和干层)展开分析,获得该区有效储层物性下限,求得孔隙度下限值为8%(图2a),渗透率下限值为 $0.21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图2b)。

2.2 测试法

测试法是利用油田地层测试成果区分有效储层和非有效储层。地层测试成果常常能够直观地反映储层的物性和流体特征,是分析储层有效性最为直接的资料^[17]。根据乐东区4口井(A2-1井,A1-5井,

A1-6井, A1-13井) 共计113个地层测试结果, 选取地层测试中的有效点(测试有流动性的点)为有效储层, 干点和致密点为非有效储层, 通过建立有效点流

动性与储层物性之间的关系(图3a, 3b), 求得该区物性下限。应用此方法求取孔隙度下限值为7.8%(图3a), 渗透率下限值为 $0.18 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图3b)。

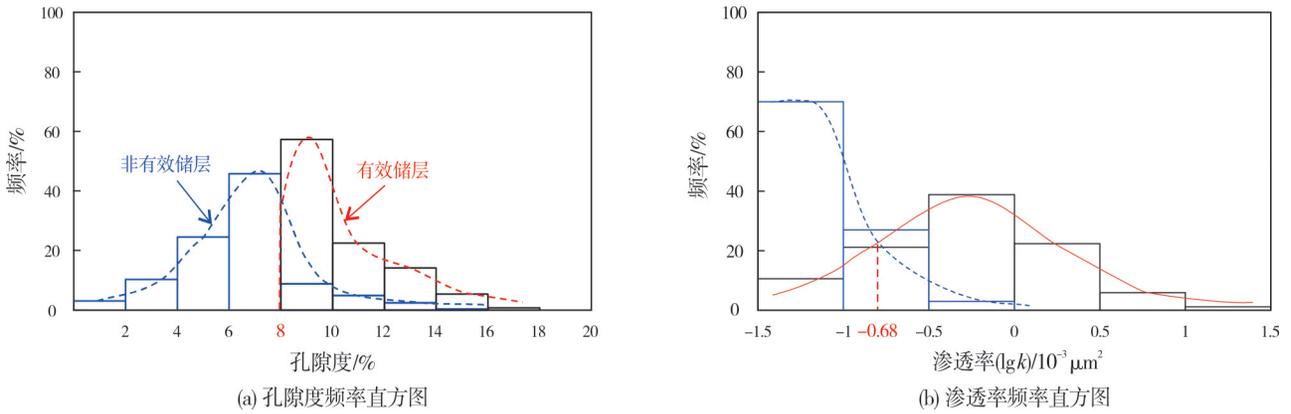


图2 莺歌海盆地乐东区中新统储层物性下限求取的分布函数曲线法分析图
Fig. 2 Analysis diagram of distribution function curve method for calculating the lower physical property limit of Miocene reservoir in Ledong area of Yinggehai Basin

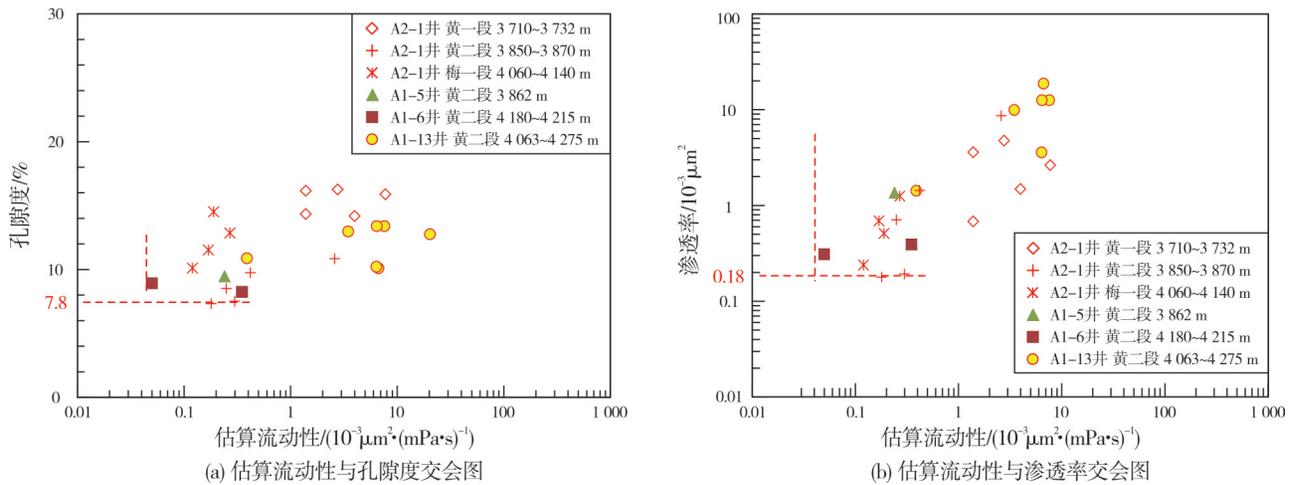


图3 莺歌海盆地乐东区中新统储层物性下限求取的测试法分析图
Fig. 3 Analysis diagram of test method for calculating the lower physical property limit of Miocene reservoir in Ledong area of Yinggehai Basin

2.3 排驱压力法

排驱压力法就是通过定量表征储层孔隙结构特征, 来反映储层渗流能力^[18-19], 通过明确排驱压力临界点, 从而求取下限值。选取乐东区5口井(A2-1井, A1-5井, A1-6井, A1-13井, A3-1井) 共计42个压汞实验数据, 进行排驱压力与孔隙度、渗透率交会分析(图4a, 4b)。交会图显示, 随着孔隙度和渗透率的逐渐变化, 排驱压力发生变化同时会出现较明显的拐点。当孔隙度和渗透率值高于拐点值时, 排驱压力变化不大; 当孔隙度和渗透率值低于

拐点时, 排驱压力会迅速变大。因而, 求取该拐点对应的物性值即为储层物性下限。利用排驱压力法求得孔隙度下限值为8%(图4a), 渗透率下限值为 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图4b)。

2.4 经验统计法

各大油田常采用经验统计法来确定物性下限^[20], 即通过整理分析实测的孔隙度、渗透率数据, 以低孔、低渗段累积储渗能力丢失曲线计算有效储层的物性下限, 一般以储渗能力丢失曲线5%为界限。根据研究区80余块壁心孔渗数据资料,

建立乐东区中新统储层渗透率丢失能力直方图(图5a),以储渗能力损失5%为界限,明确渗透率下限值为 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其中渗透率样品累积丢失18%,丢失产油能力不大,因此认为渗透率下限取值较为合理。基于乐东区实测物性数据,建立了孔隙度-渗透率相关图,以渗透率下限 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 推算孔隙度下限为8%(图5b)。

以上4种方法中,分布函数法和经验统计法是

以大量储层物性数据为基础而求取物性下限,是一种静态的统计方法;而排驱压力法和测试法是以流体力学的原理求取,是一种动态的研究方法。以上方法各有不同特点,但获取的下限值差别不大,表明这4种方法求取的有效储层物性下限值是合理的,求取4种方法下限值的平均值,确定乐东区中新统有效储层物性的下限值,孔隙度下限为8%,渗透率下限为 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

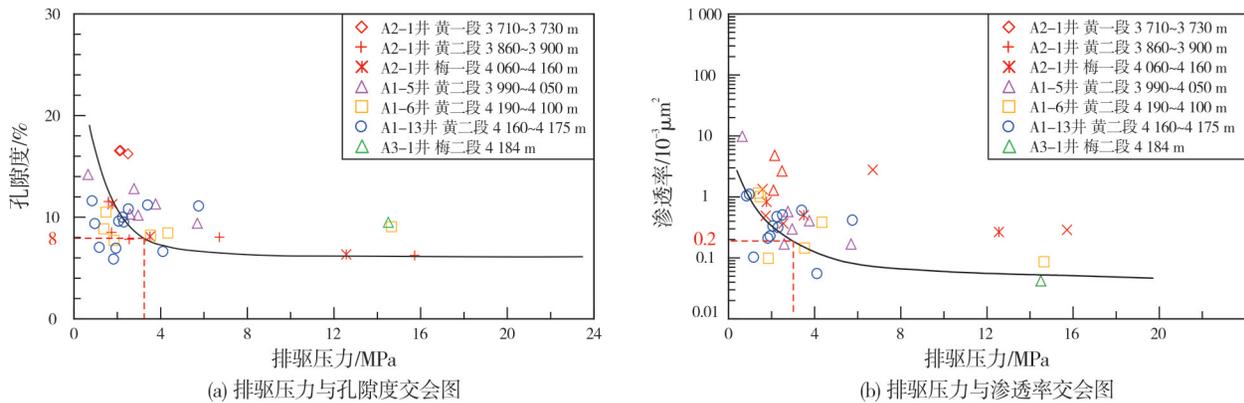


图4 莺歌海盆地乐东区中新统储层物性下限求取的排驱压力法分析图

Fig. 4 Analysis diagram of displacement pressure method for calculating the lower physical property limit of Miocene reservoir in Ledong area of Yinggehai Basin

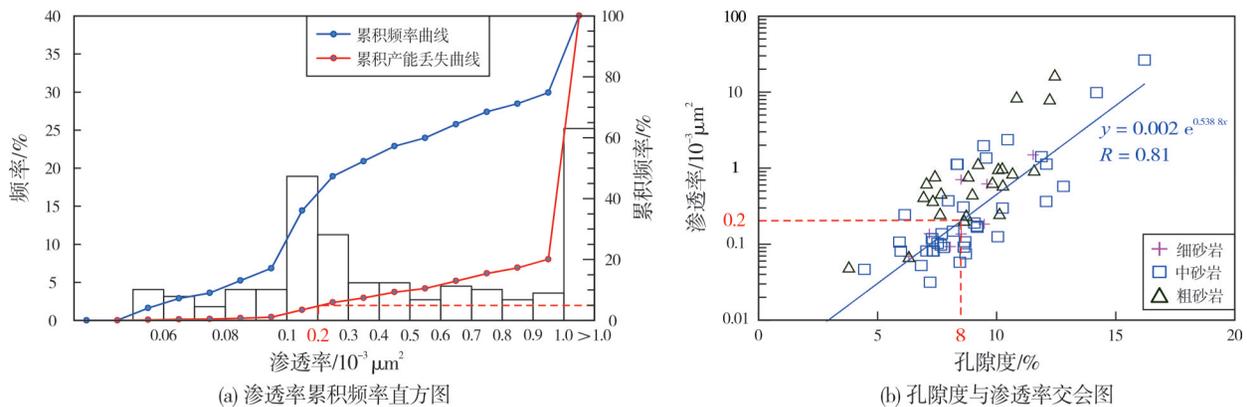


图5 莺歌海盆地乐东区中新统储层物性下限求取的经验统计法分析图

Fig. 5 Analysis diagram of empirical statistical method for calculating the lower physical property limit of Miocene reservoir in Ledong area of Yinggehai Basin

3 有效储层发育控制因素

勘探已证实莺歌海盆地乐东区在黄流组、梅山组沉积时期发育大规模的轴向水道和海底扇沉积^[21-23]。乐东区中新统储层埋深较大,储层非均质性较强,分析认为有效储层可能受多种因素影响。本文在明确有效储层物性下限的基础上,通过分析

和比较研究区储层常规物性、薄片鉴定、压汞等分析资料,进而探讨有效储层发育的控制因素。

3.1 沉积作用的影响

沉积作用是储层物性的重要影响因素。不同沉积背景下储集岩的成分、粒度、分选、泥质杂基含量各不相同^[24]。乐东区储集岩中的细砂岩、中砂岩

和粗砂岩均发育,岩石颗粒分选以中等为主,部分分选较差,镜下可见主要为颗粒支撑结构。储层物性与岩石颗粒平均粒径和分选等参数间表现出较好的相关性:渗透率与粒度中值呈正相关关系(图6a),即颗粒粒径越大,渗透率越好;分选越好的储

层,渗透率整体上越高(图6b)。此外,镜下薄片显示,乐东深埋区的压实胶结强,其储集空间主要为长石溶孔和铸模孔,原生粒间孔相对较少,反映出乐东区储层物性受后期的成岩改造较沉积作用的影响更大。

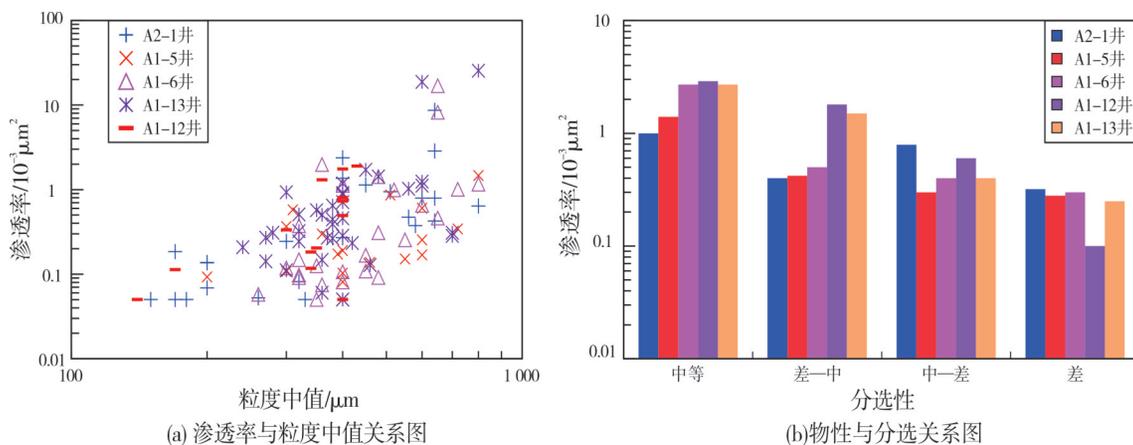


图6 莺歌海盆地乐东区中新统储层物性与粒度中值、分选关系图

Fig. 6 Relationships between physical property and grain size, sorting of the Miocene reservoirs in Ledong area of Yinggehai Basin

3.2 成岩作用的影响

根据镜下铸体薄片特征分析,乐东区储层埋深在3 000 m以浅时,压实弱,碎屑颗粒以游离和点接触为主;埋深在3 000~3 500 m范围时,压实较弱,颗粒间以线一点接触为主,少部分为线接触;埋深在3 500~4 000 m范围时,压实中等,碎屑颗粒以线接触为主,部分为点一线接触(图7a);埋深在4000 m以深时,压实较强,碎屑颗粒以凹凸一线接触,部分石英颗粒被挤压破裂,颗粒内存在微裂缝(图7b)。处于乐东区凹陷中心的B-7井黄流组储层在3 500 m以深,颗粒以游离点或点一线接触为主(图7c),这可能与早期超压形成有关。整体上来看,从浅层黄流组一段(简称黄一段)至深层梅山组二段(简称梅二段)、从斜坡带至凹陷中心,随着埋藏深度的增加,压实作用起了主导作用,孔隙度逐渐减小。

研究区胶结作用主要表现为碳酸盐胶结,胶结矿物主要为(铁)方解石(图7d)、(铁)白云石(图7e)和少量菱铁矿。从胶结物发育情况来看,研究区黄一段胶结物含量主要分布在0.5%~8%之间,胶结损失孔隙度占原始孔隙的5%~15%(图8a);黄二段胶结物含量主要分布在0.5%~15%之间,局部可达20%~30%,胶结损失孔隙度占原始孔隙的5%~40%,局部可达70%(图8b)。由斜坡带的A2-1井区

往凹陷中心的B-7井区,随着搬运距离的增加,水介质温度和盐度的影响发生变化,胶结强度逐渐变弱;纵向上,由黄一段至黄二段胶结物呈增加趋势。储层物性与碳酸盐胶结物含量关系(图8c)表明:碳酸盐胶结物含量与渗透率呈明显负相关性,当碳酸盐胶结物含量大于10%时,渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,说明胶结作用对物性有明显影响。

研究显示乐东区黄流组及下部地层发育微裂隙,高温热流体沿着微裂隙向上运移使得储层不稳定矿物溶解,形成大量次生孔隙,显著改善了储层物性。岩石薄片观察与分析表明,乐东区中新统的溶解作用主要表现为长石(图7f)、岩屑和碳酸盐胶结物的溶解。凹陷斜坡带的地温梯度高,热演化程度增加,受高温热流体溶蚀作用影响明显较强,特别是埋深较大的黄流组二段和梅山组(埋深均在4 000 m以深),形成较多的长石溶孔和铸模孔。

综上所述,乐东区储层物性区域上主要受压实作用的控制,整体上随埋深增加而变差,各层位受压实作用的影响大于胶结作用,仅在局部胶结作用的影响大于压实作用。碳酸盐胶结与深部热流体有关的溶解作用是有效储层发育的主控因素,沉积作用控制的储集岩粒度与分选对乐东区储层物性的影响相对较小。

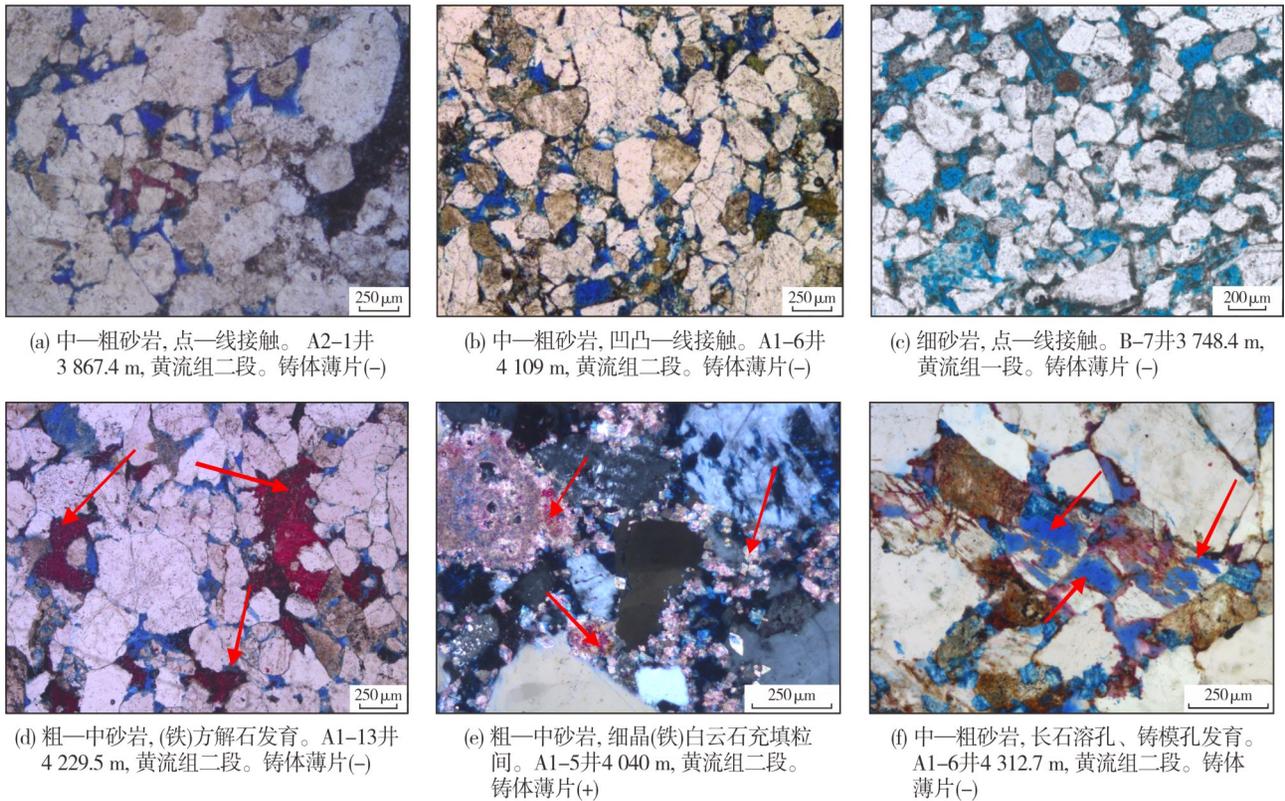


图7 莺歌海盆地乐东区中新统砂岩显微照片

Fig. 7 Micrograph of the Miocene sandstone in Ledong area of Yinggehai Basin

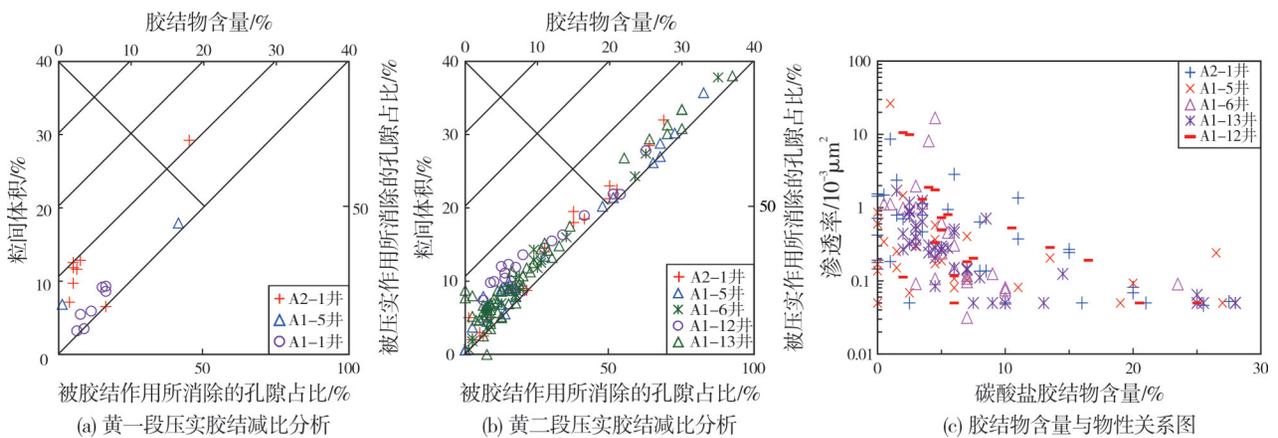


图8 莺歌海盆地乐东区压实作用、胶结作用及碳酸盐胶结物含量与物性关系图

Fig. 8 Relationship between compaction, cementation, carbonate cement content and physical properties in Ledong area of Yinggehai Basin

3.3 高温超压的影响

温度和压力是控制成岩演化的重要因素^[25]。地温的升高,在加快砂岩水-岩反应速率的同时,也会加快地层机械压实速率,致使孔隙度衰减加快^[26]。乐东区地温梯度分布显示,沿斜坡带—凹陷斜坡带—凹陷中心方向,地温梯度逐渐增加(由

36 °C/km增加到42 °C/km)。超压对储层物性的保护主要为抵抗压实、抑制胶结,从而保护原生粒间孔。沿斜坡带—凹陷斜坡带—凹陷中心方向,超压形成时间逐渐变早。乐东区储层孔隙度与声波时差变化特征表明(图9),储层埋深在3 200 m以浅时,孔隙减少幅度大;在埋深大于3 200 m时,孔隙减少幅度变小,且深部仍可出现明显高孔储层(图9a),在声

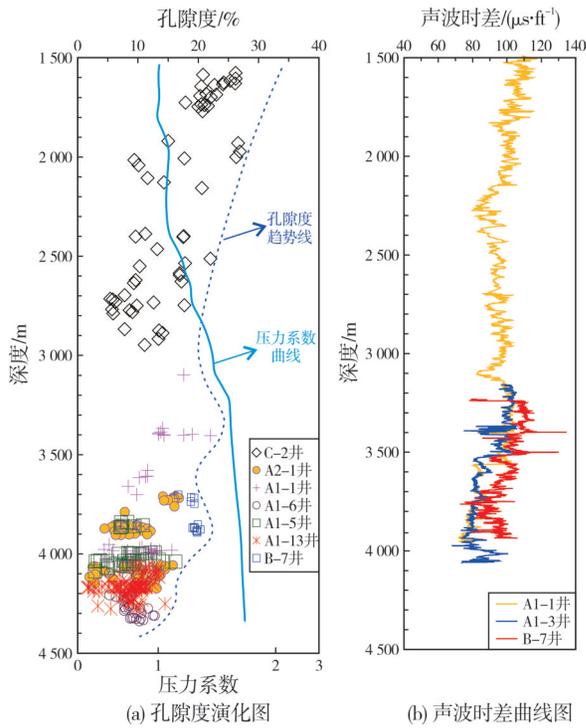


图9 莺歌海盆地乐东区储层物性演化图

Fig. 9 Physical property evolution of reservoir in Ledong area of Yinggehai Basin

波时差上表现为异常超压段(图9b)。研究区平均压力系数为1.7左右,属于异常超压,超压对储层物性的保护起了重要作用。从乐东区斜坡带往凹陷中心方向,超压形成的时间更早、强度更大,储层原生粒间孔更发育(图7c)。

4 储层分类及综合评价

乐东区中新统储层受到沉积作用、成岩作用、地层压力等多种因素的影响。由于影响储层特征的因素众多且很复杂,因此针对影响储层的各项参数进行全面、客观、准确的分析和研究,确定主要影响因素,优选出能够全面评价储层的参数,才能达到合理评价储层的目的。从乐东区中新统储层的实际地质情况出发,在明确有效储层物性下限的基础上,结合储层的孔隙度、渗透率、孔喉结构、碳酸盐胶结物含量、粒度中值和分选性等6项参数,建立高温超压储层一体化分类方案(表1),将乐东区储层进一步划分为I、II₁、II₂、III、IV₁和IV₂等6类。

表1 莺歌海盆地乐东区中新统储层分类表

Table 1 Classification of the Miocene reservoir in Ledong area of Yinggehai Basin

储层类型	I	II ₁	II ₂	III	IV ₁	IV ₂
储层整体评价	有效储层				非有效储层	
孔隙度/%	>10	10~15	12~15	8~12	5~8	<5
渗透率/10 ⁻³ μm ²	≥10	5~10	1~5	0.2~1	0.05~0.2	<0.05
孔喉结构类型	较细—细喉	细喉	细喉、微喉	细—微喉	微喉	微喉
碳酸盐胶结物含量/%	<6.5		<10		10~20	>20
粒度中值/μm	>500	500~650	>500	250~500	>500	250~500
分选性	中等—好	中等	中等、中等—好	中等	中等—好、差—中等	中等—好、差
主要分布层段及岩性	黄二段粗砂岩	黄二段粗砂岩	黄一段细砂岩;黄二段中砂岩;梅一段粗砂岩	黄一段细砂岩;黄二段中砂岩;梅一段粗砂岩	黄二段细砂岩;梅山组中砂岩	梅山组细砂岩
储层分类评价	好储层	较好储层	中等储层	偏差储层	较好致密储层	较差致密储层

(1) I类好储层

I类储层物性最好,储集岩粒度粗,以粗砂岩为主,分选为中等—好,胶结物含量低。孔隙喉道半径大,多属于较细—细喉,渗透率达10×10⁻³ μm²以上,以中孔、中渗储层为主。该类储层主要有黄二段粗砂岩,评价为好的有效储层。

(2) II₁类较好储层

II₁类储层物性较好,储集岩以粗砂岩为主,分选为中等,胶结物含量较低。孔隙喉道半径较大,多属于细喉。孔隙度分布在10%~15%之间,渗透率分布在(5~10)×10⁻³ μm²之间,以低孔、低渗储层为主。该类储层主要有黄二段粗砂岩,为较好有效储层。

(3) II₂类中等储层

该类储层与前两类相比,储集岩粒度偏细,碳酸盐胶结物含量显著增加,储层物性变差。当碳酸盐胶结物含量大于5%时,渗透率会迅速降低,导致物性变差。孔喉分选一般,喉道半径较小,多属于细喉、微喉。该类储层主要有黄一段细砂岩、黄二段中砂岩和梅一段粗砂岩,评价为中等有效储层。

(4) III类偏差储层

储集岩以细、中砂岩为主,粒度较I类、II₁类、II₂类稍细,碳酸盐胶结物增多。孔喉分选一般,喉道半径较小,多属于细—微喉。孔隙度主要为8%~12%,渗透率为 $(0.2\sim 1)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,以低孔、特低渗储层为主。该类储层主要有黄一段细砂岩、黄二段中砂岩和梅一段粗砂岩,为偏差有效储层。

(5) IV₁和IV₂类致密储层

IV₁和IV₂类储层与前四类储层相比最主要的特点是碳酸盐胶结严重,平均含量高达15%,岩性以细砂岩为主。孔隙结构差,喉道半径变小,以微喉为主。储层物性很差,孔隙度基本上小于8%,渗透率小于 $0.2\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。该类储层分布在埋深相对较大的梅山组,物性最差,对产能基本上无贡献,为非有效储层。

基于上述储层分类原则,根据已钻井实测孔隙度、渗透率,开展深层储层的分布预测。乐东区在黄流组—梅山组沉积时期发育大规模的轴向水道和海底扇沉积,储层厚度大、粒度粗,且由于高温热流体作用形成大量溶蚀孔。铸体薄片镜下显示,A1-6井4312.7m深的储层中见明显的长石溶蚀(图7f),可见溶蚀作用在深层较为发育。另外,孔隙度演化曲线表明(图9a),受异常超压对储层孔隙的保护作用,深部出现明显高孔储层。预测研究区埋深于4500~5000m的中、粗砂岩孔隙度在8.5%~10%之间,仍为有效储层。勘探实践亦证实,在乐东区先后钻探的乐东A-1、A-2、A-3等多个相邻构造中,在中新统黄流组、梅山组均钻遇了厚层气层,显示出莺歌海盆地乐东区高温超压储层在深层具有良好的勘探前景。

5 结论

(1)合理应用分布函数曲线法、测试法、排驱压力法和经验统计法,明确有效储层物性下限。求取4种方法下限值的平均值,确定乐东区中新统有效储层物

性的下限值:孔隙度为8%,渗透率为 $0.2\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

(2)乐东区储层物性区域上主要受压实作用的控制,各层位受压实作用的影响大于胶结作用,仅在局部胶结作用的影响大于压实作用。碳酸盐胶结与深部热流体有关的溶解作用是有效储层的主控因素,沉积作用控制的储集岩粒度与分选性对乐东区储层物性的影响相对较小。

(3)结合储层的孔隙度、渗透率、孔喉结构类型、碳酸盐胶结物含量、粒度中值和分选性等特征参数,建立研究区高温超压储层一体化分类方案,将乐东区中新统储层精细划分为I、II₁、II₂、III、IV₁、IV₂共6类。其中,I、II₁、II₂和III类为有效储层,是乐东区储量的主要贡献者;IV₁、IV₂类为非有效储层,对储量贡献不大。

参考文献

- [1] 王艳忠,操应长,远光辉,等.有效储层物性下限和产能约束下深层碎屑岩储层多参数分类评价方法[J].地质科学,2012,47(2):483-498.
WANG Yanzhong, CAO Yingchang, YUAN Guanghui, et al. Multi-parameter classification and evaluation methods of clastic reservoir under the constraint of effective reservoir physical property lower limit and productivity[J]. Chinese journal of geology, 2012,47(2):483-498.
- [2] 王健,操应长,高永进,等.东营凹陷古近系红层砂体有效储层的物性下限及控制因素[J].中国石油大学学报(自然科学版),2011,35(4):33-39.
WANG Jian, CAO Yingchang, GAO Yongjin, et al. Petrophysical parameter cutoff and controlling factors of effective reservoir of red beds sandbodies of Paleogene in Dongying Depression[J]. Journal of China University of Petroleum (edition of natural science), 2011,35(4):33-39.
- [3] 郝芳,邹华耀,黄保家.莺歌海盆地天然气生成模式及其成藏流体响应[J].中国科学(D辑),2002,33(11):889-895.
HAO Fang, ZOU Huayao, HUANG Baojia, et al. Natural gas generation model and its response in accumulated fluids in the Yinggehai Basin[J]. Science in China Series D, 2002,33(11):889-895.
- [4] 谢金有,祝幼华,李绪深,等.南海北部大陆架莺歌海盆地新生代海平面变化[J].海相油气地质,2012,17(1):49-58.
XIE Jinyou, ZHU Youhua, LI Xushen, et al. The Sea-level changes in Yinggehai - Qiongdongnan Basin, Northern South China Sea[J]. Marine origin petroleum geology, 2012, 17(1):49-58.
- [5] 谢玉洪,李绪深,童传新,等.莺歌海盆地中央底辟带高温高压天然气富集条件、分布规律和成藏模式[J].中国海上油气,2015,27(4):1-12.
XIE Yuhong, LI Xushen, TONG Chuanxin, et al. High temperature and high pressure gas enrichment condition, distribution law and accumulation model in central diapir zone of Yingge-

- hai Basin[J]. *China offshore oil and gas*, 2015,27(4):1-12.
- [6] 黄银涛,姚光庆,周锋德.莺歌海盆地黄流组浅海重力流砂体物源分析及油气地质意义[J]. *地球科学*, 2016,41(9):1526-1538.
HUANG Yintao, YAO Guangqing, ZHOU Fengde. Provenance analysis and petroleum geological significance of shallow-marine gravity flow sandstone for Huangliu Formation of Dongfang Area in Yinggehai Basin, the South China Sea[J]. *Earth science*, 2016,41(9):1526-1538.
- [7] 段威,罗程飞,刘建章,等.莺歌海盆地LD区块地层超压对储层成岩作用的影响及其地质意义[J]. *地球科学(中国地质大学学报)*, 2015,40(9):1517-1528.
DUAN Wei, LUO Chengfei, LIU Jianzhang, et al. Effect of overpressure formation on reservoir diagenesis and its geological significance to LD Block of Yinggehai Basin[J]. *Earth science (Journal of China University of Geosciences)*, 2015,40(9):1517-1528.
- [8] 谢玉洪,李绪深,童传新,等.莺-琼盆地高温超压天然气成藏理论与勘探实践[M].北京:石油工业出版社,2015.
XIE Yuhong, LI Xushen, TONG Chuanxin, et al. Reservoir forming theory and exploration practice of high temperature and overpressure natural gas in Ying-Qiong Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015.
- [9] 谢玉洪,张功成,唐武,等.南海北部深水区油气成藏理论技术创新与勘探重大突破[J]. *天然气工业*, 2020,40(12):1-11.
XIE Yuhong, ZHANG Gongcheng, TANG Wu, et al. Theoretical and technological innovation of oil and gas accumulation and major breakthrough in exploration in deep-water areas, northern South China Sea [J]. *Natural gas industry*, 2020,40(12):1-11.
- [10] 尤丽,招湛杰,代龙,等.莺-琼盆地中新统高温超压储层特征及形成机制[J]. *地球科学*, 2019,44(8):2654-2664.
YOU Li, ZHAO Zhanjie, DAI Long, et al. Reservoirs characteristics and formation mechanism of high temperature and overpressure reservoirs from Miocene in Ying-Qiong Basin [J]. *Earth science*, 2019,44(8):2654-2664.
- [11] 李伟,刘平,艾能平,等.莺歌海盆地乐东地区中深层储层发育特征及成因机理[J]. *岩性油气藏*, 2020,32(1):19-26.
LI Wei, LIU Ping, AI Nengping, et al. Development characteristics and genetic mechanism of mid-deep reservoirs in Ledong area, Yinggehai Basin [J]. *Lithologic reservoirs*, 2020,32(1):19-26.
- [12] 何小胡,张迎朝,张道军,等.莺-琼盆地轴向水道沉积演化及勘探前景[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2017,39(3):66-76.
HE Xiaohu, ZHANG Yingzhao, ZHANG Daojun, et al. Sedimentary evolution and exploration prospects of axial channel in Ying-Qiong Basin [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (science & technology edition)*, 2017,39(3):66-76.
- [13] 郭潇潇,徐新德,熊小峰,等.莺歌海盆地中深层天然气成藏特征与有利勘探领域[J]. *天然气地球科学*, 2017,28(12):1864-1872.
GUO Xiaoxiao, XU Xinde, XIONG Xiaofeng, et al. Gas accumulation characteristics and favorable exploration directions in mid-deep strata of the Yinggehai Basin [J]. *Natural gas geoscience*, 2017,28(12):1864-1872.
- [14] 王艳忠,操应长,宋国奇,等.东营凹陷古近系深部碎屑岩有效储层物性下限的确定[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2009,33(4):16-21.
WANG Yanzhong, CAO Yingchang, SONG Guoqi, et al. Determination of physical property lower limit of deep clastic effective reservoirs of Paleogene in Dongying Depression [J]. *Journal of China University of Petroleum (science & technology edition)*, 2009,33(4):16-21.
- [15] AJDUKIEWICZ J M, NICHOLSON P H, ESCH W L. Prediction of deep reservoir quality using early diagenetic process models in the Jurassic Norphlet Formation, Gulf of Mexico [J]. *AAPG bulletin*, 2010,94(8):1189-1227.
- [16] 潘荣,朱筱敏,张剑锋,等.克拉苏冲断带深层碎屑岩有效储层物性下限及控制因素[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2015,45(4):1011-1020.
PAN Rong, ZHU Xiaomin, ZHANG Jianfeng, et al. Lower physical property limit and controlling factors on deep effective clastic reservoirs in Kelasu structure zone [J]. *Journal of Jilin University (earth science edition)*, 2015,45(4):1011-1020.
- [17] 付金华,罗安湘,张妮妮,等.鄂尔多斯盆地长7油层组有效储层物性下限的确定[J]. *中国石油勘探*, 2014,19(6):82-88.
FU Jinhua, LUO Anxiang, ZHANG Nini, et al. Determine lower limits of physical properties of effective reservoirs in Chang 7 Oil Formation in Ordos Basin [J]. *China petroleum exploration*, 2014,19(6):82-88.
- [18] 张以明,付小东,郭永军,等.二连盆地阿南凹陷白垩系腾一下段致密油有效储层物性下限研究[J]. *石油实验地质*, 2016,38(4):551-558.
ZHANG Yiming, FU Xiaodong, GUO Yongjun, et al. Petrophysical property limits of effective tight oil reservoirs in the lower part of the first member of Cretaceous Tengger Formation, A'nan Sag, Erlan Basin, North China [J]. *Petroleum geology & experiment*, 2016,38(4):551-558.
- [19] 李文浩,张枝焕,管灵,等.渤南洼陷北部陡坡带沙河街组砂砾岩有效储层物性下限及其主控因素[J]. *石油与天然气地质*, 2012,33(5):766-777.
LI Wenhao, ZHANG Zhihuan, ZAN Ling, et al. Lower limits of physical properties and their controlling factors of effective coarse-grained clastic reservoirs in the Shahejie Formation on northern steep slope of Bonan Subsag, the Bohai Bay Basin [J]. *Oil & gas geology*, 2012,33(5):766-777.
- [20] 周金龙,蒋有录,刘景东.东濮凹陷二叠系有效储层主控因素及物性下限[J]. *石油化工高等学校学报*, 2017,30(4):62-68.
ZHOU Jinlong, JIANG Youlu, LIU Jindong, et al. Controlling factors and lower limits of porosity and permeability of Permian reservoirs in Dongpu Depression [J]. *Journal of petrochemical universities*, 2017,30(4):62-68.
- [21] 裴健翔,陈杨,郝德峰,等.莺歌海盆地中央坳陷中新世海底扇识别及其形成控制因素[J]. *东北石油大学学报*, 2016,

- 40(5):46-54.
PEI Jianxiang, CHEN Yang, HAO Defeng, et al. Identification and controlling factors of submarine fan in Miocene in Central Depression zone in Yinggehai Basin[J]. Journal of North-east Petroleum University, 2016, 40(5):46-54.
- [22] 于俊峰, 刘全稳, 王立锋, 等. 莺歌海盆地东方13气田气水分布模式[J]. 海相油气地质, 2020, 25(2):132-140.
YU Junfeng, LIU Quanwen, WANG Lifeng et al. Gas-water distribution models of Dongfang 13 gas field, Yinggehai Basin [J]. Marine origin petroleum geology, 2020, 25(2):132-140.
- [23] 陈杨, 张道军, 黄灿, 等. 莺歌海盆地莺东斜坡南段梅山组大型海底扇沉积特征及控制因素[J]. 东北石油大学学报, 2019, 43(4):40-50.
CHEN Yang, ZHANG Daojun, HUANG Can, et al. Controlling factors and sedimentary characteristics of the large submarine fan in Meishan Formation in the south parts of the Yingdong Slope Area, Yinggehai Basin [J]. Journal of North-east Petroleum University, 2019, 43(4):40-50.
- [24] 朱如凯, 罗平, 孙亚芸, 等. 中国海相沉积体系与储层分布[M]. 北京: 科学出版社, 2014.
ZHU Rukai, LUO Ping, SUN Yayun, et al. Marine sedimentary system and reservoir distribution in China [M]. Beijing: Science Press, 2014.
- [25] TAYLOR T R, GILES M R, HATHON L A, et al. Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: models, myths, and reality [J]. AAPG bulletin, 2010, 94(8):1093-1132.
- [26] 卢红霞, 陈振林, 高振峰, 等. 碎屑岩储层成岩作用的影响因素[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(4):53-55.
LU Hongxia, CHEN Zhenlin, GAO Zhenfeng et al. Analysis on influencing factors of diagenesis in clastic reservoir [J]. Petroleum geology and recovery efficiency, 2009, 16(4):53-55.

编辑: 黄革萍

Physical property lower limit and classification of high temperature and overpressure reservoirs in Ledong area of Yinggehai Basin

DAI Long, YOU Li, WU Shijiu, ZHONG Jia, ZHU Peiyuan, ZHAO Zhanjie

Abstract: Yinggehai Basin is an important Cenozoic gas-rich basin on the northern continental shelf of the South China Sea. With the continuous improvement of oil and gas exploration, the exploration targets have been continuously expanded to the middle and deep layers, and good exploration discoveries have been obtained. The Miocene Huangliu and Meishan Formation of Ledong area of Yinggehai Basin are the key strata for gas exploration in the northern South China Sea. Due to the complex geological conditions, difficult exploration conditions and high temperature and overpressure background in Ledong area, it is difficult to define the lower limit of reservoir physical properties, which affects the reasonable classification of reservoirs. Based on the observation and analysis of petrographic thin sections of 188 samples from more than 10 wells in study area, combining the data of logging, mercury injection, formation test and physical property analysis, and reasonably adopting the distribution function curve method, test method, displacement pressure method and empirical statistical method, the lower limit of effective reservoir physical properties of Miocene Huangliu Formation and Meishan Formation in Ledong area is determined. The controlling factors on effective reservoir development were studied, and the main parameters were optimized to finely classify the reservoir. It provides a scientific basis for the exploration of key fields in Ledong area. The results show that: (1) The lower limit of porosity and permeability are 8% and $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ respectively. (2) The physical properties of reservoir in Ledong area are mainly controlled by compaction. Carbonate cementation and dissolution related to deep thermal fluid are the main controlling factors of effective reservoir, otherwise the grain size and sorting of reservoirs controlled by sedimentation have relatively little impact on reservoir physical properties in Ledong area. (3) The Miocene reservoirs in Ledong area can be finely divided into six types: I, I₁, II₂, III, IV₁ and IV₂, of which I, I₁, II₂ and III are effective reservoirs, and IV₁ and IV₂ are ineffective reservoirs.

Key words: lower limit of physical property; reservoir classification; high temperature and overpressure; Miocene; Ledong area; Yinggehai Basin

DAI Long, First author: MSc, Engineer, mainly engaged in comprehensive research on reservoir geology. Add: Room 901, Juzhi International Building, West Coast Changbindong 3rd Street, Xiuying District, Haikou, Hainan 570312, China