https://doi.org/10.3799/dqkx.2019.108



# 莺一琼盆地中新统高温超压储层特征及形成机制

尤 丽,招湛杰,代 龙,吴仕玖,李 才,徐守立

中海石油(中国)有限公司湛江分公司,广东湛江 524057

摘 要:中新统黄流一梅山组重力流、高温超压储层是南海北部莺一琼盆地中央坳陷带主力勘探层系,发育粉、细、中、粗砂岩与中、低、特低渗物性特征.通过研究高温超压储层特征,确定有利储层形成机制,为重点领域评价提供地质依据.结果表明,由东方到乐东区到乐东一陵水凹陷、由凹陷斜坡区到凹陷中心,由于地温梯度与异常超压形成时间、强度的变化,进入各成岩期深度加深,储层孔隙度纵向减小幅度不大,明显不同于斜坡区常压储层.沉积环境控制的储集岩粒度、泥质杂基与高温超压、热流体控制的成岩作用共同控制有利储层,以往凹陷方向发育早期超压保护的海底扇区为有利,凹陷斜坡区热流体作用形成大量次生孔隙,发育中渗"甜点"储层.

**关键词:**形成机制;储层特征;高温超压;重力流水道一海底扇;中新统;莺一琼盆地;油气地质. **中图分类号:** P581 **文章编号:** 1000-2383(2019)08-2654-11 **收稿日期:**2019-01-15

# Reservoirs Characteristics and Formation Mechanism of High Temperature and Overpressure Reservoirs from Miocene in Ying-Qiong Basin

You Li, Zhao Zhanjie, Dai Long, Wu Shijiu, Li Cai, Xu Shouli

Zhanjiang Branch of China National Offshore Oil Corporation Ltd., Zhanjiang 524057, China

**Abstract:** The main exploration strata are gravity flow deposits and high temperature and overpressure reservoirs with silty, fine, medium and coarse sandstone, and with physical characteristics of medium, low and ultra-low permeability, from the Miocene Huangliu-Meishan Formation in the central depression of Ying-Qiong Basin in the northern South China Sea. By studying the characteristics of high temperature and overpressure reservoirs, the formation mechanism of favorable reservoir is determined, which provides geological basis for evaluation of key areas. From Dongfang to Ledong to Ledong-Lingshui Depression, from the slope area of the sag to the center of the sag, the depth is deepened in each diagenesis period because of differences in the geothermal gradient and the formation time and development intensity, of abnormal overpressure, however, the porosity decreases slightly in the longitudinal direction, which is obviously different from the atmospheric reservoir in the slope area. Favorable reservoirs are controlled by the grain size and mudstone matrix of reservoir rock controlled by sedimentary environment, and diagenesis controlled by high temperature, overpressure and thermal fluid. The submarine fan reservoir with overpressure protection is favorable in the center of sag. The medium permeability "sweet spot" reservoir is developed with a large number of secondary pores formed by thermal fluids in the slope.

**Key words:** formation mechanism; reservoirs characteristics; high temperature and overpressure; gravity channel-submarine fan; Miocene; Ying-Qiong Basin; petroleum geology.

基金项目:"十三五"国家重大专项"莺琼盆地高温压天然气富集规律与勘探开发关键技术(三期)"(No.2016ZX05024-005);中海石油(中国) 有限公司自主立项项目"差异岩一场耦合的储盖层联控机制与有效储盖分布研究"(No.ZYKY-2018-ZJ-01).

作者简介:尤丽(1983-),女,高级工程师,博士,主要从事沉积学与储层地质学研究.ORCID:0000-0003-0912-9815.E-mail:youli1@cnooc.com.cn

引用格式:尤丽,招湛杰,代龙,等,2019.莺一琼盆地中新统高温超压储层特征及形成机制.地球科学,44(8):2654-2664.

第8期

# 0 引言

南海北部莺一琼盆地中央坳陷带主力勘探层 系中新统黄流一梅山组发育重力流水道一海底扇 沉积砂岩储层(王振峰等,2015;范彩伟等,2016;谢 玉洪等,2016),并普遍具有高温超压的特点,且超 压形成时间及强度在不同构造带表现不同(谢玉洪 等,2015).近几年钻探,在莺歌海盆地东方区、乐东 区与琼东南盆地乐东一陵水凹陷中新统,获得优质 气田或含气构造,并揭示储层非均质性强(张伙兰 等,2013;曾小明等,2016)、流体充注复杂(刘建章 和王存武,2004).以前对于莺一琼盆地中央坳陷带 中新统黄流一梅山组储层,多集中于沉积物源、沉 积演化及沉积体分布等方面研究,认为充足的物 源、区域相对海平面下降及区域构造活动等共同控 制中新统水道一海底扇的分布(王振峰等,2015;范 彩伟等,2016):同时认识到中央坳陷带由东方一 乐东区-乐东陵水凹陷温压场复杂,呈一定规律分 布(谢玉洪等,2015).对于高温超压对储层特征的研 究多集中于各构造带(张伙兰等,2013;段威等, 2015;黄志龙等,2015; Duan et al., 2018),中央坳 陷带整体储层特征对比研究甚少,尤其有利储层形 成机制尚无认识.高温超压储层特征及有利储层形 成机制,是勘探有效评价及预测的关键.本文在岩 心观察和岩石薄片分析的基础上,运用镜质体反射 率、X衍射、扫描电镜、碳氧同位素分析等,研究重力 流水道一海底扇、高温超压储层特征,结合声波时 差、压力系数演化与油气充注、超压形成时间,确定 储层成岩一孔隙演化与沉积环境、温度压力、热流 体关系,明确有利储层形成机制,为勘探重点领域 评价提供地质依据.

# 1 地质背景

莺一琼盆地是南海北部大陆架西区莺歌海盆 地和琼东南盆地的合称(图1a),为新生代沉积盆 地.盆地经历了早期断陷和晚期坳陷两个演化阶 段,分别沉积了断陷期始新统湖相、渐新统崖城组 海陆过渡相和陵水组海相,以及坳陷期中新统三亚 组、梅山组、黄流组与上新统莺歌海组及更新统乐 东组海相地层(谢玉洪等,2016).中新统沉积时期 (图1b),莺一琼盆地从盆地边部到中心,主要发育 三角洲相、滨海相、浅海相、轴向水道和海底扇相沉 积(王振峰等,2015),东方区黄流组以发育大型海 底扇沉积为特征,乐东区黄流一梅山组发育水道一海底扇沉积,乐东一陵水凹陷梅山组发育以陵水S 区为代表的早期斜坡型与以崖城区为代表的中晚 期盆底型海底扇沉积(范彩伟等,2016).莺一琼盆地 具有高地温特征,盆内非常普遍的热流体活动,对 地温场的影响极大,琼东南盆地较莺歌海盆地的地 温梯度略低,表现为从岸线的浅水向深水区,地温 梯度逐步增加(谢玉洪等,2015).莺歌海盆地东方区 和乐东区是上部正常压力,下部异常高压,莺东斜 坡区为正常压力区,临高区为正常压力区,下部有 低幅压力异常;琼东南盆地东区为正常压力带,西 区崖13-1构造、崖南低凸起、乐东一陵水凹陷发育 超压(苏龙等,2012;冯冲等,2013;谢玉洪等,2015).

# 2 储集层岩石学与储集性特征

## 2.1 储层岩石学特征

中央坳陷带东方一乐东区与乐东一陵水凹陷 钻井揭示,中新统黄流一梅山组储层岩性粉、细、 中、粗砂岩均有发育,岩石类型表现为石英砂岩、岩 屑石英砂岩、长石岩屑砂岩和岩屑砂岩等.其中,东 方区黄流组海底扇储层主要为极细、细砂岩,岩石 类型为长石岩屑砂岩、岩屑砂岩与岩屑石英砂岩, 局部发育石英砂岩(图2a),相比较东方X2、Y2区粒 级偏粗,岩石类型偏长石端元,主要为细砂岩,东方 X1区以粉一极细砂岩为主.乐东区凹陷斜坡区的乐 东A区黄流一梅山组水道一海底扇沉积储层岩性 细、中、粗或含砾砂岩均有发育,岩石类型主要为长 石岩屑砂岩,偶见岩屑石英砂岩;凹陷中心的乐东B 区以极细砂岩为主,岩石类型为岩屑石英砂岩(图 2b).乐东-陵水凹陷梅山组海底扇,在陵水北坡陵 水S区以粉砂岩为主,局部发育细砂岩,岩石类型为 石英砂岩和岩屑石英砂岩;在西北斜坡或凹陷中心 盆底扇型的崖城 B/C 区以细、中砂岩为主,部分为 粗砂岩和含砾砂岩,岩石类型为岩屑砂岩和长石岩 屑砂岩,部分岩屑石英砂岩为主;在南坡的陵水W 区主要为细砂岩,少量为中砂岩,岩石类型以岩屑 石英砂岩为主(图2c).

#### 2.2 储层储集性特征

中央坳陷带钻井储层物性参数表明(表1),中 新统黄流一梅山组储层在埋深2700~4850m,随 着埋深的增加,孔隙度纵向减小幅度不大,相近埋 深渗透率变化较大,明显不同于斜坡区,斜坡区储 层孔隙度随着埋深增加呈现显著降低趋势.东方X



图1 莺一琼盆地构造区划图(a)与中新统梅山组沉积相图(b)





Q、F、L分别代表单晶石英、单晶长石和岩屑;H1、H2、M1、M分别代表黄流组一段、黄流组二段、梅山组一段、梅山组,下同

表1 莺一琼盆地中央坳陷带中新统储层参数对比表

Table 1 Reservoirs parameters of miocene in the central depression of Ying-Qiong Basin

构造	层位	埋深(m)	平均 压力 系数	平均 流体 压力 (MPa)	平均 地温 梯度 (℃/ km)	粒级	孔隙度(%)	孔隙度评价	渗透率(mD)	渗透率评价
东方X1区	$H_1$	2 687~3 213	1.93	54.6	38.7	粉、极细、细	6.6~22.7/17.3	低一中孔	0.05~90.4/5.7	低渗为主
东方X2区		$2\ 750{\sim}3\ 455$	1.71	53.2	38.8	极细、细	$4.3 \sim 21.0 / 15.6$		0.1~344.6/33.7	中渗为主
东方Y2区	$H_2$	3 820~3 890	2.17	82.1	40.0	极细	9.7~16.9/14.9	中一低孔	0.1~1.8/0.9	低一特低渗
乐东A区	$H_1$	$3\ 710{\sim}3\ 763$	1.70	62.5	36.6	细	$14.2 {\sim} 16.8 {/} 15.7$	中孔	$0.7 {\sim} 4.7 / 2.2$	中孔、低渗
	$H_2$	3 850~4 340	1.96	76.8	38.0	细、中、粗	$0.9 {\sim} 16.2 / 8.2$	低一特低孔	0.05~33.70/1.60	特低、低、中渗
	$M_1$	$4\ 057{\sim}4\ 175$	2.21	88.6	39.2	粗~中	0.03~15.80/9.10	低一特低孔	0.05~8.10/0.5	低一特低渗
乐东B区	H <sub>2</sub>	3 700~3 900	2.13	79.2	42.9	极细	$16.7 \sim 20.4 / 19.3$	中孔	0.1~0.9/0.3	特低渗
陵水S区		$3\ 432{\sim}3\ 940$	1.86	67.2	35.4	粉、极细	$10.2 \sim 26.1/19.6$	低一中孔	$0.05 \sim 26.90 / 4.600$	中、低、特低渗
崖城C区	М	3 899~4 023	1.85	71.6	36.8	中~粗	1.3~19.7/13.7	低孔为主	$0.1 \sim 4.6 / 1.6$	低渗为主
崖城B区		$4\ 817{\sim}4\ 835$	1.85	87.4	40.0	粗、砂砾	$2.5 \sim 13.1/6.8$	低一特低孔	0.01~9.10/0.90	低一特低渗

区在埋深2600~3450m间,粉、极细、细砂岩储层 压力系数平均1.93、1.71、流体压力平均54.6 MPa、 53.2 MPa,物性表现为低一中孔、中、低、特低渗的 特征,粒间孔为主(图3a),东方X2区岩性偏粗、物 性较优,极细一细砂岩储层以中渗为主;东方Y2区 在埋深3800~3900m间,压力系数平均2.17,流体 压力平均82.1 MPa,极细砂岩储层为中一低孔、低 一特低渗特征,粒间孔为主(图 3b). 乐东区凹陷斜 坡的乐东A区由黄流组一段到黄流组二段到梅山 组,储层物性由中孔、中一低渗变化为中一低孔、中 一低渗变化为低一特低孔、低一特低渗特征,孔隙 类型由粒间孔为主(图 3c)变化为粒间孔与长石粒 内溶孔相当(图 3d)变化为粒内溶孔为主(图 3e);凹 陷中心的乐东B区在埋深3700~3900m,极细砂 岩储层为中孔、特低渗特征,铸模孔为主(图 3f).乐 东一陵水凹陷陵水S区埋深3400~4 000 m粉、极 细砂岩储层表现为低一中孔,中、低、特低渗均有发 育的特点,储层压力系数平均在1.86,流体压力平均 为 67.2 MPa, 粒间孔为主(图 3g), 崖城 C 区、崖城 B 区分别在埋深4000m、4800m附近储层压力系数 平均约为1.85,流体压力平均分别为71.6 MPa、 87.4 MPa,分别发育中一粗砂岩低孔、低渗为主(图 3h)与粗砂岩、砂砾岩低一特低孔、低一特低渗特征 (图 3i)储层,粒间孔与粒间溶孔组合发育.

# 3 储层成岩作用特征

#### 3.1 压实作用

东方一乐东区与乐东一陵水凹陷中新统储层 刚性颗粒含量较高,塑性的岩屑含量较低,抗压实 能力整体较强.东方X、Y2区分别在埋深2600~ 3 500 m、3 800~3 900 m,碎屑颗粒以线一点接触 (图 3a)、点一线接触为主(图 3b). 乐东区由黄流组 到梅山组压实程度增强,碎屑颗粒在黄流组一段在 埋深3700m附近呈线接触(图3c),在黄流组二段 在埋深3 850~4 350 m 间以线接触为主,见有 凹凸-线接触(图 3d);在梅山组-段埋深4 050~ 4 200 m,以凹凸-线接触为主(图 3e),黄流组二段 与梅山组一段局部由于高钙质胶结,碎屑颗粒呈游 离或游离一点接触.乐东一陵水凹陷总体上,从北 部斜坡陵水S区(图3g)、西北部斜坡崖城C区(图 3h) 至凹陷中心崖城 B 区 (图 3i), 尽管埋深由 3500m增至4900m,但由于流体压力与压力系数 增加的原因,碎屑颗粒接触关系并未发生显著性的 致密接触,仅由点一线一凹凸一线接触变化.说明, 压实作用是研究区储层孔隙减少的主要原因,但对 孔隙减小程度纵向变化不大.

# 3.2 胶结作用

研究区胶结作用主要为碳酸盐矿物与粘土矿 物胶结,局部见有石英次生胶结.东方X2区黄流组 一段储层胶结物含量基本小于5%,以铁方解石胶 结为主,粘土矿物表现为以绿泥石为主;东方X1区



图3 莺-琼盆地中新统水道-海底扇储层特征显微照片

Fig.3 Microphotos of channel-submarine fan reservoir from miocene in Ying-Qiong Basin a. 极细一细粒石英砂岩,点一线接触,粒间孔为主(X2-1井,2984.00 m,H<sub>1</sub>,单偏光);b. 极细砂岩,点一线接触,粒间孔与粒内溶孔(Y2-1 井,3852.00 m,H<sub>2</sub>,单偏光);c. 中一细砂岩,线接触,粒间孔与粒内溶孔(A2-1井,3711.50 m,H<sub>1</sub>,单偏光);d. 租一中砂岩,线、凹凸一线 接触,粒间溶孔、粒内溶孔(A2-1井,3884.00 m,H<sub>2</sub>,单偏光);e. 中砂岩,粒内溶孔与粒间溶孔,凹凸一线接触(A2-1井,4136.40 m,M<sub>1</sub>, 单偏光);f. 粉一极细砂岩,铸模孔为主,线接触为主(B-7井,3892.89 m,H<sub>2</sub>,单偏光);g. 极细砂岩,点一线接触,粒间孔为主(S-2井, 3800.78 m,M,单偏光);h. 中一粗砂岩,线一凹凸接触,粒间孔与粒间溶孔(C-1井,3968.00 m,M,单偏光);i.砂砾岩,线接触,粒间孔 发育(B-2井,4821.25 m,M,单偏光);j. 极细一细砂岩,少量粘土矿物堵塞孔隙(Y2-1井,3871.00 m,H<sub>1</sub>,正交光);k. 极细一细砂岩,大 量粘土矿物堵塞孔隙(B-7井,3701.70 m,H<sub>2</sub>,正交光);l.中一粗砂岩,溶蚀孔发育,铁白云石充填(A1-6井,4310.50 m,H<sub>2</sub>,单偏光)

黄流组一段储层胶结物含量较东方X2区偏高,主体小于10%,铁白云石、白云石、菱铁矿胶结,粘土 矿物为伊利石和高岭石的组合.乐东区凹陷斜坡的 乐东A区,胶结物含量在0~35%间变化不等,以梅 山组最强,次为黄流组二段,黄流组一段相对较弱, 以连晶铁方解石胶结为主,局部发育少量或大量白 云石、铁白云石、菱铁矿胶结,见有石英加大不同程 度发育;凹陷中心的乐东B区胶结物含量小于 10%,以菱铁矿与铁白云石胶结为特征.乐东一陵 水凹陷梅山组储层以铁方解石胶结为主,少量白云 石、铁白云石胶结,石英次生加大主要分布在崖城 C、B区,粘土矿物主要表现为伊/蒙混层和绿泥石.

# 3.3 溶解作用

岩石薄片观察与定量分析表明,东方区以长石

和岩屑的溶解形成粒内溶孔或铸模孔,溶蚀孔的相 对百分含量大于20%,相比较东方X1区溶解作用 强于东方X2区.乐东区凹陷斜坡区的乐东A区梅 山组储层次生孔相对百分含量在80%左右,明显强 于黄流组储层(黄流组二段强于黄流组一段),该区 除长石与岩屑溶解外,见有铁方解石胶结物的不同 程度溶解,产生大量次生孔隙;凹陷中心较凹陷斜 坡区,地温梯度较高,热演化速度或程度增加,高温 热流体作用时间更长,溶解作用明显较强,B-7井溶 蚀孔的相对百分含量高达75%.乐东一陵水凹陷由 陵水S区和崖城C区一崖城B区,随着地温梯度、埋 深的增加,热演化速度或程度增加,加上超压强度 的增大,高温热流体作用时间更长,梅山组储层溶 蚀孔的相对百分含量由40%~50%,变化为近65% 左右,以长石溶蚀为主,局部见有石英及胶结物的 溶解.

## 3.4 成岩阶段划分

在成岩作用与孔隙组合研究的基础上,综合 伊/蒙混层中蒙脱石的百分含量、镜质体反射率R。 等参数,划分成岩阶段.结果表明(图4),东方区、乐 东区与乐东-陵水凹陷发育显著高温背景(表1), 高温加速粘土矿物转化,成岩演化总体较快,分别 在深度2200m、3500m以浅进入中成岩期A1、A2 期.尽管由东方区到乐东区到乐东一陵水凹陷、由 凹陷斜坡区到凹陷中心,地温梯度有一定增加趋 势,但由于异常超压形成时间更早与强度更大的原 因,进入各成岩期深度呈加深趋势.进入中成岩阶 段A。期的深度,东方X区在埋深2800m附近一东 方Y区在埋深3000m附近一乐东区凹陷中心在埋 深3500m附近一乐东区凹陷斜坡在埋深2950m 附近一乐东一陵水凹陷凹陷中心在埋深3200m附 近,且中成岩阶段A<sub>2</sub>期演化速度较慢,发育深度较 长,黄流一梅山组地层伊/蒙混层中蒙脱石的百分 含量基本小于30%,镜质体反射率R。大于0.6%,处 于中成岩阶段A。期.

# 4 有利储层形成机制

## 4.1 沉积环境的影响

不同物源体系、沉积水动力条件影响储集岩厚度、粒度与泥质杂基、刚性颗粒含量等,进而影响储层物性(Higgs et al.,2017;王华等,2018).储集岩厚度越大、粒度越粗、泥质杂基含量越少,原始孔隙度较大,是有利储层形成的前提,同时在成岩过程中对压实作用有明显的抵抗作用,利于孔隙的保存,形成有利储层(张响响等,2011).

中新统黄流组时期,东方区凹陷中心主要受西 部昆嵩隆起与北部红河等物源影响(谢玉洪等, 2012),储层重矿物表现为高白钛矿+锆石+电气 石+少量石榴石的组合,以X1-4、X2-1井为例(图 5a),局部表现为白钛矿+锆石+电气石+石榴石+ 锐钛矿的组合,以Z-12、X1-3井为例(图5b),代表受 东部海南岛物源的影响.西部物源影响区储层粒度 较粗、泥质杂基含量较少,储层渗透率明显较优,粒 度大于125 μm的细砂岩,泥质杂基含量小于7%, 储层渗透率均大于10 mD(图5c);受东物源影响的 远端沉积砂岩粒径明显偏细(粒径在63 μm 左右)、 泥质杂基含量较高(大于10%,局部甚至高于 20%),储层渗透率较差(小于1mD)(图5d),乐东 区凹陷斜坡区的乐东A区发育海南岛物源影响的 水道一海底扇沉积(王振峰等,2015),储层重矿物 表现为锆石+白钛矿+电气石+磁铁矿的组合(图 5e),凹陷中心的B-7井发育东部海南岛物源影响的 远端沉积,泥质杂基较高,储层渗透率较差.中新统 梅山组时期,乐东一陵水凹陷在斜坡区和凹陷中心 分别发育斜坡型和盆底型海底扇沉积(范彩伟等, 2016),斜坡区陵水S区表现为由斜坡往凹陷方向, 由于古地形变缓、水深由浅水到深水变化导致水体 性质改变,引起北东方向底流改造作用,储层泥质 杂基含量降低,渗透率变好,斜坡区典型重力流沉 积的SN-1井储层泥质含量平均11.3%,渗透率平均 仅为0.1 mD,而往凹陷方向发育底流改造作用的S-2 井,储层泥质含量平均0.1%,渗透率平均8.2 mD.

#### 4.2 高温超压的影响

沉积物进入沉积盆地以后,盆地的温度和压力 是控制成岩作用的关键因素.地温梯度的增加,不 仅会增加砂岩中的水一岩反应速率,而且会加快砂 岩的机械压实速率,高地温梯度区砂岩的压实速率 明显增大(寿建峰等,2006).研究区大地热流、地温 梯度分布与储层成岩一孔隙演化特征对比表明,由 东方区凹陷中心-乐东区凹陷中心-乐东一陵水 凹陷凹陷中心,大地热流(由78~86 mW/m<sup>2</sup>变化为 78~82 mW/m<sup>2</sup>变化为78 mW/m<sup>2</sup>)、地温梯度(由 38~42 ℃/km变化为36~38 ℃/km)总体呈降低趋 势(谢玉洪等,2015),对应成岩演化由东方区一乐 东区一乐东一陵水凹陷进入各成岩期深度明显加 深,黄流一梅山组地层在埋深2700~4900 m 主体 处于中成岩阶段A<sub>2</sub>期,且随着埋深的增加,储层孔 隙度减小的速率变小,减小的幅度不大.

超压的发育不但抑制了上覆地层的压实作用, 同时使流体的流动性减弱,减缓胶结作用的进行, 有效地保护了孔隙(Bloch et al.,2002; Ajdukiewicz et al.,2010; Shi et al.,2015).超压对生烃的抑制或 延迟作用,可促进更多量的有机酸产出,发生溶解 作用,改善储集层的连通性(段威等,2015; Duan et al.,2018).超压对储层的保护程度,体现在超压的 形成时间与强度,超压形成的时间越早或强超压环 境,对孔隙的保护或改善程度越强(曾治平等, 2010).研究区储层孔隙度与声波时差变化表明(图 6),东方区在埋深2700~3 200 m、乐东区在埋深





Fig.5 Heavy mineral assemblages and reservoir parameters comparison from Huangliu Formation of the mesozoic in Dongfang-Ledong area of Yinggehai Basin

<sub>2</sub>a.东方区西物源区储层重矿物组合;b.东方区东物源区储层重矿物组合;c.东方区西物源区储层参数;d.东方区东物源区储层参数;e. 乐东区东物源区储层重矿物组合





3 400~4 000 m 及乐东 - 陵水凹陷在埋深 3 800 m、 4 800 m 附近出现相对高孔隙带,储层粒间孔发育, 在声波时差演化上对应均表现为异常超压段.已钻井MDT测压、DST测试资料表明,研究区地层压力

系数在1.49~2.28,平均压力系数最小为1.70,均属 于异常超高压.东方区、乐东区与乐东一陵水凹陷 凹陷中心异常超压形成时间分别在4.0 Ma、5.0 Ma、 5.5 Ma 左右(苏龙等, 2012; 冯冲等, 2013), 相比较 东方X2区略早于东方X1区,乐东区凹陷中心早于 凹陷斜坡区,明显早于各区域天然气充注时间,东 方区在 3.7 Ma 以来 烃类 大量 充注(谢玉洪等, 2012),乐东区凹陷中心、凹陷斜坡成藏时间分别在 1.7~0.9 Ma、0.8~0.4 Ma(郭潇潇等, 2017), 乐东一 陵水凹陷成藏期在1.9~1.0 Ma(高媛等, 2018).综 合说明,异常超压对研究区储层孔隙有明显的保护 作用.同时,由东方区一乐东区一乐东一陵水凹陷、 乐东区由凹陷斜坡区往凹陷中心、东方区由东方X1 区到东方X2区,异常超压形成的时间更早,对孔隙 的保护程度更强,这也是相近埋深东方X2区较东 方X1区及深埋藏崖城B区储层粒间孔相对发育的 主要原因.

# 4.3 局部热流体的影响

莺歌海盆地东方-乐东区凹陷中心发育多个 底辟及伴生的裂隙,底辟核部沿裂隙运移上来的深 部高温热流体,加快泥岩脱水与Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>等离子 析出,提供更早且丰富化学物质,导致胶结相对强, 产生的有机酸溶解储层(李忠等,2018);远离底辟 区胶结相对晚,并且胶结较弱,溶蚀相对较弱.东方 区底辟核部的东方X1区较远离底辟核部东方X2区 的胶结作用较强,次生孔发育,溶解作用较强(图7). 乐东区底辟核部的B-7井由于热流体作用,发育大 量次生孔隙,并有大量自生绢云母(图3j)等粘土矿 物堵塞孔隙,是其孔隙度较高、渗透率差的重要原 因;而东方区相对远离底辟核部的Y2-1井自生绢云 母等粘土矿物含量较少(图3k),储层渗透率明显优 于B-7井,次生孔隙的相对百分含量明显低于B-7 井(图7).

乐东区凹陷斜坡带乐东 A 区发育近东西向早 期破裂断层,其下部裂隙发育,沟通携带有机酸和 CO<sub>2</sub>的高温热流体向上运移,溶解不稳定组分,形成 "热液"型次生孔隙.A1-6井黄流组二段V气组储层 见有长石、铁方解石被溶解产生大量次生孔隙,形 成中渗"甜点"储层,并见(铁)白云石沉淀充填孔隙 (图 31). 铁白云石碳、氧同位素显著负偏,δ<sup>13</sup>C在 -3.01%~-8.84%,  $\delta^{18}$ O 在 -11.25%~-18.08%, 认为其碳源主要与深部热流体活动有关,进一步推 测该类溶解作用的形成与热液流体作用有关.研究 区黄流组地层主体处于中成岩阶段A2期,储层流体 包裹体均一温度部分大于190℃,最高达到220℃, 明显高于地层成岩期温度;同时,储层中也见有黄 铁矿、金红色与方解石中的 Ca被 Ba、Sr 交代形成菱 锶矿、毒重石等中一低温热液矿物,也进一步证实 了深部热流体对乐东A区储层的影响.



# 5 结论

(1)中新统黄流一梅山组水道一海底扇储层岩 性粉、细、中、粗砂岩均有发育,岩石类型主要为石 英砂岩、岩屑石英砂岩、长石岩屑石英砂岩和长石 岩屑砂岩,中、低、特低渗的物性特征,发育高温超 压背景,地温梯度均大于35℃/km,压力系数变化 为1.49~2.30.

(2)东方到乐东区到乐东一陵水凹陷、凹陷斜 坡区到凹陷中心,由于地温梯度与异常超压形成时 间、强度变化的原因,进入各成岩期深度加深,且储 层孔隙度纵向减小幅度不大,碎屑颗粒接触关系未 发生显著的致密接触,深层发育粒间孔与粒间溶孔 的孔隙组合,明显不同于斜坡区常压孔隙度随埋深 增加显著降低的特征.超压形成时间早于天然气充 注时间,有效的减小压实、胶结程度,利于孔隙的 保存.

(3)沉积环境控制的储集岩粒度、泥质杂基与 高温超压、热流体控制的成岩作用共同控制着有利 储层.东方一乐东区凹陷中心以远离底辟核部弱胶 结的西物源海底扇储层为有利,凹陷斜坡乐东A区 水道一海底扇储层厚度大、粒度粗,且由于热流体 作用形成的大量次生孔隙,发育中渗"甜点"储层; 乐东一陵水凹陷斜坡往凹陷方向发育由于古地形 及水体性质变化引起的底流改造,且发育早期超压 保护的海底扇区有利.

#### References

- Ajdukiewicz, J. M., Nicholson, P. H., Esch, W. L., 2010. Prediction of Deep Reservoir Quality Using Early Diagenetic Process Models in the Jurassic Norphlet Formation, Gulf of Mexico. AAPG Bulletin, 94(8): 1189– 1227. https://doi.org/10.1306/04211009152
- Bloch, S., Robert, H. L., Bonnell, L., 2002. Anomalously High Porosity and Permeability in Deeply Buried Sandstone Reservoirs: Origin and Predictability. AAPG Bulletin, 86 (2): 301 – 328. https://doi. org/10.1306/ 61eed634-173e-11d7-8645000102c1865d
- Duan, W., Li, C. F., Luo, C. F., et al., 2018. Effect of Formation Overpressure on the Reservoir Diagenesis and its Petroleum Geological Significance for the DF11 Block of the Yinggehai Basin, the South China Sea. *Marine* and Petroleum Geology, 33 (6) 649 - 56. https://doi. org/10.13039/501100001809
- Duan, W., Luo, C., Liu, J., et al., 2015. Effect of Overpressure Formation on Reservoir Diagenesis and Its Geologi-

cal Significance to LD Block of Yinggehai Basin. *Earth Science*, 40(9): 1517 - 1528(in Chinese with English abstract).

- Fan, C.W., Li, X.S., Liu, K., et al., 2016. Hydrocarbon Accumulation Condition of Miocene Litho - Stratigraphic Trap in Ledong & Lingshui Sags, Qiongdongnan Basin. *China Offshore Oil and Gas*, 28(2): 53 – 59(in Chinese with English abstract).
- Feng, C., Huang, Z.L., Tong, C.X., et al., 2017. Overpressure Evolution and Its Relationship with Migration and Accumulation of Gas in Yinggehai Basin. *Journal of Jilin University(Earth Science Edition)*, 28(12): 1864 1872(in Chinese with English abstract).
- Guo, X.X., Xu, X.D., Xiong, X.F., et al., 2017. Gas Accumulation Characteristics and Favorable Exploration Directions in Mid-Deep Strata of the Yinggehai Basin. Natural Gas Geoscience, 28(12):1864-1872(in Chinese with English abstract).
- Gao, Y., Qu, X.Y., Yang, X.B., et al., 2018. Characteristics of Fluid Inclusions and Accumulation Periodof Miocene Reservoir in Ledong-Lingshui Sag of Qiongdongnan Basin. *Marine Origin Petroleum Geology*, 23(1):83-90(in Chinese with English abstract).
- Higgs, K. E., Crouch, E. M., Raine, J. I., 2017. An Interdisciplinary Approach to Reservoir Characterisation; An Example from the Early to Middle Eocene Kaimiro Formation, Taranaki Basin, New Zealand. *Marine and Petroleum Geology*, 86: 111-139. https://doi.org/10.1016/ j.marpetgeo.2017.05.018
- Huang, Z.L., Zhu, J.C., Ma, J., et al., 2015. Characteristics and Genesis of High - Porosity and Low - Permeability Reservoirs in the Huangliu Formation of High Temperature and High Pressure Zone in Dongfang Area, Yinggehai Basin. *Oil and Gas Geology*, 36(2):288-296(in Chinese with English abstract).
- Liu, J.Z., Wang, C.W., 2004. Thermal Fluids and Petroleum Geological Significance in Ying-Qiong Basin. Natural Gas Exploration and Development, 27(1): 12 - 15(in Chinese with English abstract).
- Li, Z., Luo, W., Zeng, B.Y., et, a.l, 2018. Fluid-Rock Interactions and Reservoir Formation Driven by Multiscale Structural Deformation in Basin Evolution. *Earth Science*, 43 (10):3498-3510(in Chinese with English abstract).
- Shi, L., Jin, Z. K., Yan, W., et al., 2015. Influences of Overpressure on Reservoir Compaction and Cementation: A Case from Northwestern Subsag, Bozhong Sag, Bohai Bay Basin, East China. *Petroleum Exploration and Development*, 42(3): 339-347. https://doi.org/10.1016/ s1876-3804(15)30024-0
- Shou, J.F., Zhang, H.L., Shen, Y., et al., 2006. Diagenetic Mechanisms of Sandstone Reservoirs in China Oil and Gas-Bearing Basins. Acta Petrologica Sinica, 22(8):2065

-2170 (in Chinese with English abstract).

- Su, L., Zheng, J.J., Wang, Q., et al., 2012. Formation Mechanism and Research Progress on Overpressure in the Qiongdongnan Basin. *Natural Gas Geoscience*, 23(4): 662-672(in Chinese with English abstract).
- Wang, H., Zhou, L.H., Han, G.M., et al., 2018. Large Gravity Flow Deposits in the Member1 of Paleogene Shahejie Formation, Qikou Sag, Bohai Bay Basin. *Earth Science*, 43(10):3423-3444(in Chinese with English abstract).
- Wang, Z. F., Pei, J. X., Hao, D. F., et al., 2015. Development Conditions, Sedimentary Characteristics of Miocene Large Gravity Flow Reservoirs and the Favorable Gas Exploration Directions in Ying-Qiong Basin. *China Offshore Oil and Gas*, 27(4): 13 – 21(in Chinese with English abstract).
- Xie, Y.H., Li, X.S., Tong, C.X., et al., 2015. High Temperature and High Pressure Gas Enrichment Condition, Distribution Law and Accumulation Model in Central Diaper Zone of Yinggehai Basin. *China Offshore Oil and Gas*, 27(4):1-12(in Chinese with English abstract).
- Xie, Y.H., Li, X.S., Xu, X.D., et al., 2016. Gas Accumulation and Great Exploration Breakthroughs in HTHP Formations within Yinggehai-Qiongdongnan Basins. *China Petroleum Exploration*, 21(4): 19 – 29(in Chinese with English abstract).
- Xie, Y.H., Zhang, Y.Z., Li, X.S., et al., 2012. Main Controlling Factors Formation Models of Natural Gas Reservoirs with High - Temperature and Overpressure in Yinggehai Basin. Acta Petrolei Sinica, 33(4):601-609 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, H.L., Pei, J.X., Zhang, Y.Z., et al., 2013. Overpressure Reservoirs in the Mid-Deep Huangliu Formation of the Dongfang Area, Yinggehai Basin, South China Sea. *Petroleum Exploration and Development*, 40(3):284 – 295(in Chinese with English abstract).
- Zeng, Z.P., Hao, F., Song, G.Q., et al., 2010.Palaeo-Formation Pressure Evolution and Episodic Hydrocarbon Accumulation in Taoerhe Depression, Chezhen Sag. Oil & Gas Geology, 31(2): 193 – 205(in Chinese with English abstract).
- Zhang, X.X., Zou, C.N., Zhu, R.K, et al., 2011. Reservoir Diagenetic Facies of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Central Sichuan Basin. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(2):257-264(in Chinese with English abstract).
- Zeng, X.M., Yu, J., Pan, Y., et al., 2016. Porosity Evolution and Diagenetic Facies Study of Submarine Fan Reservoir in North Slope of Lingshui Sag. Acta Sedmentologica Sinica.34(6):1198-1207(in Chinese with English abstract).

#### 附中文参考文献

- 段威,罗程飞,刘建章,等,2015. 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. 地球科学,40 (9):1517-1528.
- 范彩伟,李绪深,刘昆,等,2016.琼东南盆地乐东、陵水凹陷 中新统岩性地层圈闭成藏条件.中国海上油气,28(2): 53-59.
- 冯冲,黄志龙,童传新,等,2013.莺歌海盆地地层压力演化特 征及其与天然气运聚成藏的关系.吉林大学学报(地球 科学版),43(5):1341-1350.
- 高媛,曲希玉,杨希冰,等,2018.琼东南盆地乐东一陵水凹陷 中新统储层流体包裹体特征及成藏期研究.海相油气地 质,23(1):83-90.
- 郭潇潇,徐新德,熊小峰,等,2017.莺歌海盆地中深层天然气 成藏特征与有利勘探领域.天然气地球科学,28(12): 1864-1872.
- 黄志龙,朱建成,马剑,等,2015.莺歌海盆地东方区高温高压 带黄流组储层特征及高孔低渗成因.石油与天然气地 质,36(2):288-296.
- 李忠,罗威,曾冰艳,等,2018.盆地多尺度构造驱动的流体-岩石作用及成储效应.地球科学,43(10):3498-3510.
- 刘建章,王存武,2004.莺-琼盆地热流体及油气地质意义. 天然气勘探与开发.27(1):12-15.
- 寿建峰,张惠良,沈扬,等,2006.中国油气盆地砂岩储层的成 岩压实机制分析.岩石学报,22(8):2065-2170.
- 苏龙,郑建京,王琪,等,2012.琼东南盆地超压研究进展及形成机制.天然气地球科学,23(4):662-672.
- 王华,周立宏,韩国猛,等,2018.陆相湖盆大型重力流发育的 成因机制及其优质储层特征研究:以歧口凹陷沙河街组 一段为例.地球科学,43(10):3423-3444.
- 王振峰,裴健翔,郝德峰,等,2015.莺一琼盆地中新统大型重 力流储集体发育条件、沉积特征及天然气勘探有利方 向.中国海上油气,27(4):13-21.
- 谢玉洪,李绪深,童传新,等,2015.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.中国海 上油气,27(4):1-12.
- 谢玉洪,李绪深,徐新德,等,2016.莺琼盆地高温高压领域天 然气成藏与勘探大突破.中国石油勘探,21(4):19-29.
- 谢玉洪,张迎朝,李绪深,等,2012.莺歌海盆地高温超压气藏 控藏要素与成藏模式.石油学报,33(4):601-609.
- 曾小明,于佳,潘燕,等,2016. 陵水凹陷北坡海底扇孔隙演化 和成岩相研究. 沉积学报,34(6):1198-1207.
- 曾治平,郝芳,宋国奇,等,2010.车镇凹陷套尔河洼陷古地层 压力演化与油气幕式成藏.石油与天然气地质,31(2): 193-205.
- 张伙兰,裴健翔,张迎朝,等,2013.莺歌海盆地东方区中深层 黄流组超压储集层特征.石油勘探与开发,40(3): 284-295.
- 张响响,邹才能,朱如凯,等,2011.川中地区上三叠统须家 河组储层成岩相.石油学报,32(2):257-264.