

引用格式:赖维成,李雪哲,熊连桥,等. 2026. 莺歌海盆地乐东区深层黄流组优质储层成因[J]. 沉积学报, 44(5): 1813-1832.

LAI WeiCheng, LI XueZhe, XIONG LianQiao, et al. 2026. Genesis of High-Quality Reservoirs in the Deep Huangliu Formation, Ledong Area, Yinggehai Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 44(5): 1813-1832.

DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2026.010

CSTR: 32268.14/j.cjxb.62-1038.2026.010

莺歌海盆地乐东区深层黄流组优质储层成因

赖维成¹, 李雪哲^{2,3}, 熊连桥¹, 谢晓军¹, 唐武¹, 王艳忠^{2,3}, 武爱俊¹, 白海强¹,
刘子玉¹, 王诗琪¹, 王铭乾¹, 赵振¹

1. 中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028

2. 深层油气全国重点实验室(中国石油大学(华东)), 山东青岛 266580

3. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东青岛 266580

摘要 【目的】莺歌海盆地具有高热流、快速沉积与异常高压等典型特征,为黄流组深层碎屑岩储层提供了独特的高温—超压耦合背景,但其优质储层成因尚不明确。【方法】综合应用岩心观察、铸体薄片与阴极发光薄片鉴定、扫描电镜观察、流体包裹体均一温度测试、古压力恢复、压实模拟实验等技术方法,对莺歌海盆地乐东区黄流组深层碎屑岩储层特征及优质储层成因进行了系统研究。【结果】储层岩石类型以长石质石英砂岩为主,成岩作用以中等—强压实、方解石胶结为主,其次为硅质胶结,溶蚀作用较弱,对物性改善贡献有限。储集空间以原生孔隙为主导,局部发育少量长石溶蚀孔隙。岩性决定了初始孔隙度和抗压实能力,从而奠定了储层物性基础;其中优势岩性(中—粗砂岩、低杂基、高刚性颗粒含量)在深层背景下仍最有利于孔隙保存与流体渗流。6 Ma以来,在约2 300 m发育的中—强超压显著抑制压实与胶结作用,有效保护了早期大量原生孔隙,使埋深超过4 000 m的储层仍以原生孔隙为主。【结论】基于上述认识,建立了“岩性为基础—成岩促分异—超压保孔”的深层优质碎屑岩储层成因模式,超压条件、中—粗砂岩以及中等压实中等胶结成岩相是乐东区黄流组深层碎屑岩优质储层形成的主要控制因素,为南海深水区深层天然气勘探开发提供了理论依据。

关键词 莺歌海盆地;黄流组;深层;优质储层;岩相;成岩作用;超压

第一作者 赖维成,男,1973年出生,教授级高工,油气储层地质学,E-mail: laiwch@cnooc.com.cn

通信作者 王艳忠,男,教授,油气储层地质学,E-mail: wyzh@upc.edu.cn

中图分类号: P618.13 **文献标志码**: A **文章编号**: 1000-0550(2026)05-1813-20

0 引言

莺歌海盆地黄流组是中深层天然气勘探的重要层系,近年来在乐东、东方等地区已钻获多口工业气流井,展现出良好的资源潜力(裴健翔等,2011;范彩伟等,2021;吴克强等,2023)。黄流组储层以重力流水道、海底扇等深水沉积的中—粗砂岩、含砾砂岩和细砾岩为主(吴克强等,2023;王艳忠等,2025)。莺歌海盆地新近系普遍具有高地温梯度(4.0~4.5 °C/100 m)、快速沉积与强构造活动等特征。在上述背景下,欠压实与生烃增压共同作用,形成了显著的中—强超压体系(最大压力系数可达2.3),并伴生泥—流体底辟

等超压疏导通道,从而构成了该区典型的高温—超压地质背景(张伙兰等,2013;张旭友等,2024)。这一系列地质过程不仅影响了成岩演化路径,也为深层碎屑岩优质储层的形成提供了有利的构造—热力—流体耦合条件(谢玉洪等,2012;张伙兰等,2013;张旭友等,2024)。

目前,对莺歌海盆地深水沉积体系演化、异常高压形成机制以及深层储层致密化过程已展开初步探索,并在沉积体系展布、压力演化过程及储层孔隙结构变化等方面取得了阶段性认识(谢玉洪等,2012;王华等,2015;廖计华等,2018;尤丽等,2019)。但是,对于黄流组储层特征以及优质储层成因模式缺

收稿日期:2025-09-22;修回日期:2026-03-25;录用日期:2026-05-15;网络出版日期:2026-05-15

基金项目:国家自然科学基金项目(U24B2016);中国海洋石油集团有限公司“十四五”重大科技项目(KJGG2021-0100)

乏系统性和针对性的研究。一方面,在超压背景下,压实、胶结与溶蚀等多种成岩作用如何与流体活动耦合、共同控制储集空间的演化,目前仍缺乏清晰认识,直接影响了对优质储层形成机理的系统阐释(税蕾蕾等,2021;沈娇等,2025);另一方面,现有成果多聚焦于单一地质因素或局部区域分析,难以从整体上揭示储层物性差异的形成机制与优质储层的主控因素(张伙兰等,2014;曹江骏等,2022;李华等,2023;杨路等,2025)。此外,目前研究尚未将沉积相类型、成岩演化、流体活动与古压力演化进行有效整合,未能建立成熟的“沉积—成岩—流体”耦合控制下优质储层成因模式,从而制约了深层碎屑岩储层综合评价与有利区优选工作的科学性与准确性。

本研究聚焦两个核心问题:在高温—超压背景下,岩相—成岩—超压三要素如何定量耦合并共同主控深层优质储层的形成与保存;超压如何具体抑制压实与早期碳酸盐/石英胶结,从而解释深层仍以原生孔隙为主的区域特征。为解决上述问题,以莺歌海盆地乐东区黄流组碎屑岩为研究对象,综合岩心观察、铸体薄片与阴极发光薄片鉴定、扫描电镜观察、流体包裹体均一温度测温、PVTsim软件模拟和公式法恢复古压力、压实模拟实验等多种方法,系统研究储层基本特征,揭示压实、胶结、溶蚀等成岩作用

对储层物性演化的控制作用,明确超压流体对原生孔隙保存的作用机制,厘清优质储层的控制因素,最终建立深层优质储层的成因演化模式。研究成果有助于深化对莺歌海盆地深层碎屑岩储层形成机制的理解,提升深水区深层碎屑岩优质储层预测与评价能力,为南海深水区深层天然气藏预测与勘探部署提供理论支撑。

1 地质概况

莺歌海盆地是我国南海北部海域的一个新生代转换—伸展盆地,面积约为 $11 \times 10^4 \text{ km}^2$,呈北西—南东向菱形展布(郝芳和董伟良,2001;王艳忠等,2025)。其东北侧毗邻北部湾盆地,东侧沿1号断裂与琼东南盆地分隔,西侧与越南昆嵩隆起相接,东西两端分别为海南岛和印支半岛(图1)(朱伟林等,2010;肖坤泽等,2025)。莺歌海盆地内部由河内凹陷、临高凸起、莺歌海凹陷、莺东斜坡带和莺西斜坡带等五大构造单元组成,其中莺歌海凹陷为已证实的有效勘探区,进一步可细分为中央底辟带和凹陷斜坡带两大勘探区带,研究区位于莺东斜坡带和中央坳陷带东南部的乐东区(图1)。莺歌海盆地新近系自下而上发育三亚组、梅山组、黄流组和莺歌海组(黄保家等,2010;范彩伟等,2022a),整体具有沉积

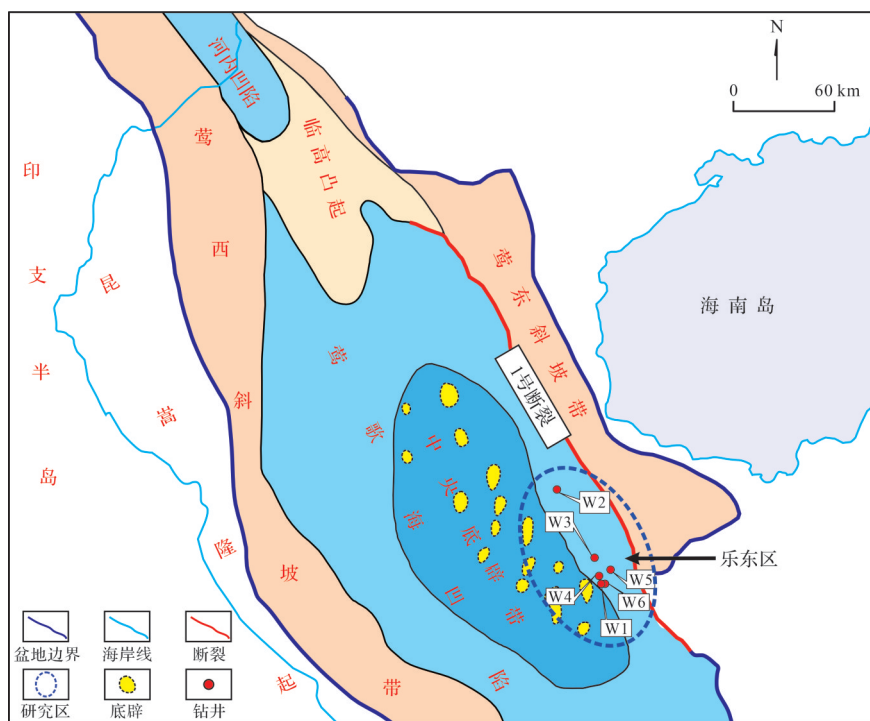


图1 莺歌海盆地区域构造图

Fig. 1 Regional tectonic framework of the Yinggehai Basin

速率快、地温梯度高(4.0~4.5 °C/100 m)、地层压力异常高(最大压力系数可达2.3)等显著地质特征(Luo *et al.*, 2003; Huang *et al.*, 2019)。研究区黄流组主要发育浅海大型重力流水道砂岩储层,具有较高的孔隙度和渗透率(张建新等, 2015; Zhao *et al.*, 2022)。莺歌海盆地在右旋走滑伸展张应力的区域构造地质背景和快速沉积充填的巨厚欠压实海相泥岩作用下,中央底辟带泥一流体底辟构造发育,其形态包括近南北、北西和北东向的条带状和近圆形,整体呈五排雁行式分布(图1),这些泥一流体底辟体的空间展布与超压发育深度和强度密切相关(何家雄等, 2006; 韩光明等, 2012; 杨金海等, 2025)。

2 样品和方法

选取中海石油(中国)有限公司湛江分公司7口井68块岩心样品,样品规格分别为5 cm×3 cm×3 cm柱塞样和4 cm×4 cm×4 cm块样。在中国石油大学(华东)深层油气全国重点实验室,采用蔡司Axioscope A1 APOL偏光显微镜对铁氰化钾和茜素红混合溶液染色的铸体薄片进行观察,识别岩石成分、孔隙类型与成岩作用特征,使用Axio Vision Software Rel.软件定量圈绘次生孔隙和原生孔隙面积,计算其面孔率;使用配备CL8200-MKSCL系统的蔡司光学显微镜开展碳酸盐胶结物阴极发光分析,厘定胶结物期次;通过Quanta 200扫描电子显微镜观察矿物形貌,揭示成岩过程中关键矿物的溶蚀特征。对流体包裹体进行岩相学观察,划分包裹体组合,并利用荧光显微镜区分盐水包裹体和烃类包裹体,依据循环测温流程,利用经校准的Linkam THMSG600型冷热台(配备50×物镜与10×目镜)测定包裹体的均一温度,测量精度控制在±1 °C以内;结合均一温度和计算获得的盐度数据,依据Zhang and Frantz(1987)提出的经验公式对古压力进行定量恢复,并借助PVTsim软件对典型包裹体体系开展相图模拟,分析多期烃类流体充注过程中的压力演化特征。

为探讨地层超压对孔隙保存的控制作用,采集海南岛地表未受人工影响的散沙样品,开展2组高温高压物理压实模拟实验。选取粒径为0.25~0.50 mm的石英和长石颗粒,配置纯石英和长石颗粒的散沙,进行压实模拟实验。以莺歌海盆地东缘W6井黄流组底部为例,模拟从地表压实至5 000 m的地层。为了计算静水压力,结合莺歌海盆地乐东区W3、W5、

W6等13口井的实测地层水密度分析结果,取0~2 000 m地层水密度为1.01 g/cm³;2 000~3 000 m地层水密度为1.02 g/cm³;3 000~5 000 m地层水密度为1.03 g/cm³。结合W1、W2、W4等8口井地层密度随深度的变化,以深度每增加500 m为界限,取密度平均值代表该段地层密度(表1)。此外,根据吴峰(2019)对南海北部表层水体的温度分析,取地表温度为27 °C,地温梯度为乐东区的地温梯度变化。为了对比不同压力状态下储层孔隙的保存情况,共设置2组实验,实验过程中1 d代表2 Ma,实验流体采用去离子水。实验一:采用分选良好的石英—长石中沙,模拟正常压实条件下埋藏至5 000 m的地层压实过程(表2)。实验二:同样使用石英—长石中沙,实验自2 300 m起超压,平均压力系数设定为1.79,模拟地层埋深至5 000 m(表3)。

3 储层基本特征

3.1 岩石学特征

莺歌海盆地乐东区黄流组深层碎屑岩储层主要由细砾岩、砾质砂岩、粗砂岩、中砂岩、细砂岩与粉砂岩组成。细砾岩砾石以次圆—次棱角为主,分选较好,多呈块状构造(图2a);砾质砂岩砾石间由砂质杂基支撑,分选较差,多呈块状构造(图2b);粗砂岩与中砂岩多呈浅灰色,分选较好,颗粒磨圆次棱角状—次圆状,普遍以块状构造为主(图2c);中砂岩分选好、颗粒磨圆次棱角状—次圆状,以块状构造为主(图2d);细砂岩亦多为浅灰色,常发育平行层理(图2e);粉砂岩多呈灰色,以块状构造为主(图2f)。黄流组以重力流水道相主水道亚相为主,水道主体微相岩性以细砾岩、砾质砂岩、粗砂岩以及中砂岩为主(图2a~c);水道侧缘微相岩性以细砂岩、粉细砂岩、泥岩为主(图2d,f)。

表1 压实模拟实验地层密度、地层水密度

Table 1 Formation density and formation water density in compaction simulation experiment

深度/m	地层密度/(g/cm ³)	地层水密度/(g/cm ³)
0~500	2.05	1.01
500~1 000	2.15	
1 000~1 500	2.25	
1 500~2 000	2.35	
2 000~2 500	2.45	1.02
2 500~3 000	2.55	
3 000~3 500	2.65	1.03

表2 实验一:长石、石英纯颗粒正常压力压实模拟实验参数

Table 2 Experiment 1: Experimental parameters of the normal-pressure compaction simulation experiment with pure feldspar and quartz grains

等效深度/m	静岩压力/MPa	地层骨架压力/MPa	地层流体压力/MPa	地层温度/°C	时间/Ma	实验时间/h
0	0	0	0	27.0	16.0	0
500	10.05	5.10	4.95	43.5	12.9	1.5
1 000	21.07	11.17	9.90	60.0	9.8	74
1 500	33.08	18.23	14.85	76.5	7.2	106
2 000	46.06	26.26	19.80	93.0	5.5	126
2 400	57.62	33.63	23.99	109.0	4.8	135
2 500	60.03	35.04	24.99	113.0	4.6	137
3 000	74.97	44.98	29.99	134.1	3.7	148
3 500	90.90	55.57	35.33	159.7	2.8	159
4 000	107.80	67.42	40.38	181.7	1.8	170
4 500	125.69	80.26	45.42	205.3	0.9	181
5 000	144.55	94.08	50.47	228.3	0.0	192

表3 实验二:长石、石英纯颗粒超压模拟实验参数(地层压力系数为1.79)

Table 3 Experiment 2: Experimental parameters of the overpressure simulation experiment with pure feldspar and quartz grains (formation pressure coefficient: 1.79)

等效深度	轴压/MPa	骨架压力/MPa	静水流体压力/MPa	地温/°C	时间/Ma	超压/MPa	实际时间/h	压力状态
0	0	0	0	27.0	16.0	0	0	
500	10.05	5.10	4.95	43.5	12.9	4.95	37	
1 000	21.07	11.17	9.90	60.0	9.8	9.90	74	正常压实
1 500	33.08	18.23	14.85	76.5	7.2	14.85	106	
2 000	46.06	26.26	19.80	93.0	5.5	19.80	126	
2 400	57.62	14.68	23.99	109.0	4.8	42.94	135	
2 500	60.03	15.29	24.99	113.0	4.6	44.73	137	
3 000	74.97	21.29	29.99	134.1	3.7	53.68	148	
3 500	90.90	27.66	35.33	159.7	2.8	63.24	159	超压充注,压力系数为1.79
4 000	107.80	35.53	40.38	181.7	1.8	72.27	170	
4 500	125.69	44.38	45.42	205.3	0.9	81.31	181	
5 000	144.55	54.21	50.47	228.3	0.0	90.34	192	

黄流组深层碎屑岩砂岩储层岩石类型以长石质石英中砂岩为主,成分成熟度较高,石英颗粒平均含量大于70%;岩屑颗粒平均含量小于10%,以变质岩岩屑为主、火山岩岩屑极少;长石颗粒平均含量小于25%,以钾长石及斜长石为主(图3)。砂岩分选差—中等,颗粒磨圆为次圆状—次棱角状;杂基含量较低,一般为2%~10%;胶结物主要为硅质胶结物和碳酸盐胶结物,平均含量分别为8.3%和17.48%。

3.2 成岩作用特征

3.2.1 压实作用

莺歌海盆地乐东区黄流组地层埋深普遍大于3 500 m,压实作用较强,以中等压实至强压实为主,

颗粒以线接触为主、局部凹凸接触(图4a),可见云母等塑性颗粒弯曲变形(图4b)等现象。

3.2.2 胶结作用

莺歌海盆地乐东区黄流组深层碎屑岩储层主要发育碳酸盐胶结与硅质胶结。方解石是最主要的碳酸盐胶结物,可观察到两期方解石胶结物,在阴极发光下分别呈现暗色与亮色(图5a),晶形较好,多充填颗粒间孔隙及溶蚀孔隙(图5b)。铁方解石为次要的碳酸盐胶结物,常呈交代方解石(图5c),此外,有少量白云石胶结物发育(图5d)。硅质胶结物主要是石英次生加大边,可见两期石英加大边(图5e):第一期石英次生加大边在阴极发光下呈棕色,发育程度较

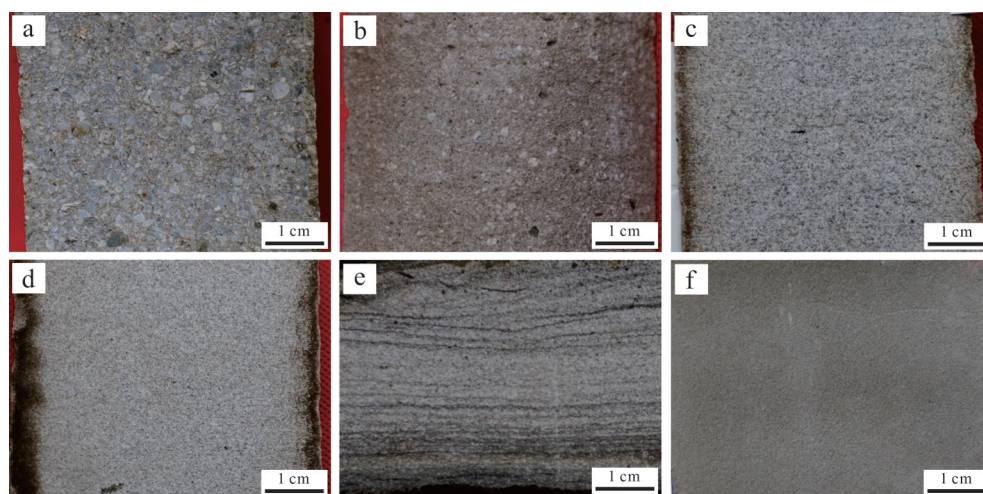


图2 莺歌海盆地乐东区黄流组深层碎屑岩储层岩石学特征

(a)W2井,3 482.9 m,细砾岩,块状构造;(b)W6井,4 172.45 m,砾质砂岩,块状构造;(c)W6井,4 171.85 m,粗砂岩相,块状构造;(d)W6井,4 170.7 m,中砂岩相,块状构造;(e)W6井,4 170.05 m,细砂岩相,发育平行层理;(f)W1井,3 633.68 m,粉砂岩相,块状构造

Fig. 2 Petrological characteristics of deep clastic rock reservoirs in the Huangliu Formation, Ledong area, Yinggehai Basin

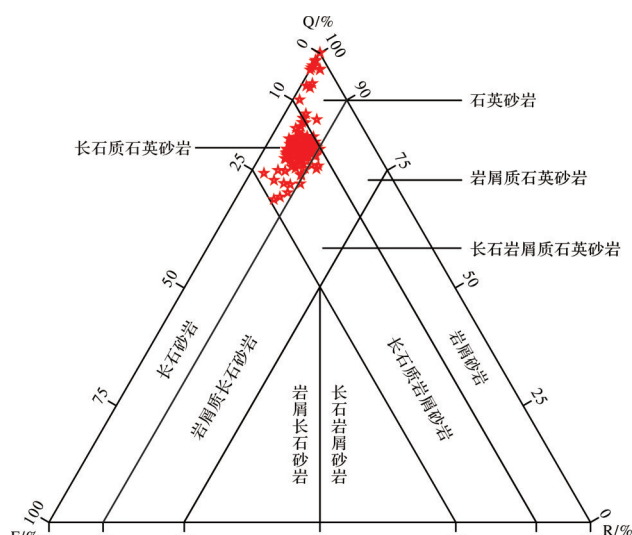


图3 莺歌海盆地乐东区黄流组深层碎屑岩储层岩石成分三角图

Fig. 3 Ternary diagram of deep clastic reservoir compositions in the Huangliu Formation, Ledong area, Yinggehai Basin

弱;第二期石英次生加大边在阴极发光下呈黑色,为主要的硅质胶结物(图5f)。

3.2.3 溶蚀作用

莺歌海盆地乐东区黄流组深层碎屑岩储层中,溶蚀作用总体较弱,表现为长石颗粒内和粒缘溶蚀(图6a~c)。长石溶蚀现象在不同样品中均有零星发育,在碳酸盐强胶结储层中,仍可观察到保存良好的长石溶蚀孔隙以及方解石充填长石溶蚀孔隙的现象(图6d),表明长石溶蚀作用发生于方解石胶结物沉淀之前。相比之下,碳酸盐胶结物、石英颗粒及其

加大边未见明显的溶蚀特征,说明溶蚀作用主要发生于早成岩期。

3.3 储集特征

莺歌海盆地乐东区黄流组碎屑岩储层储集空间以原生孔隙为主,可见少量次生孔隙;原生孔隙边缘平直,形态规则(图7a)。深层碎屑岩储层孔隙内充填不规则形态的方解石(图7b),扫描电镜下方解石晶体自形、边界清晰,未见明显溶蚀特征(图7c),说明该类孔隙属于原生孔隙中的胶结残余空间,而非次生溶蚀孔隙。同时,在局部可见生物体腔孔,生物骨骼由方解石组成,腔体内形成孔隙(图7d)。次生孔隙发育较少,主要是长石溶蚀孔隙,孔隙边缘不规则,常呈港湾状、锯齿状或蜂窝状(图6)。

莺歌海盆地乐东区黄流组碎屑岩储层实测物性数据统计表明:孔隙度介于1%~28%,以特低孔(5%~10%)、低孔(10%~15%)为主(图8a);渗透率介于 $(0.001\sim300)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,以超低渗、特低渗为主(图7b)。随着深度的增加,储层孔隙度、渗透率和面孔率逐渐降低。3 300 m为研究区储层压实作用减孔的转折深度,埋深超过3 300 m,随深度增加储层物性降低趋势显著减缓(图8c~e),埋深大于4 000 m的储层储集空间仍以原生孔隙为主(图8e)。这一发现表明,深部仍可有效保存大量原生孔隙,从而显著拓宽了莺歌海盆地深部碎屑岩储层勘探的深度范围。

3.4 古地层压力

古地层压力恢复需要先在显微镜下确定流体包裹体组合,找到与烃类包裹体同期的盐水包裹体。

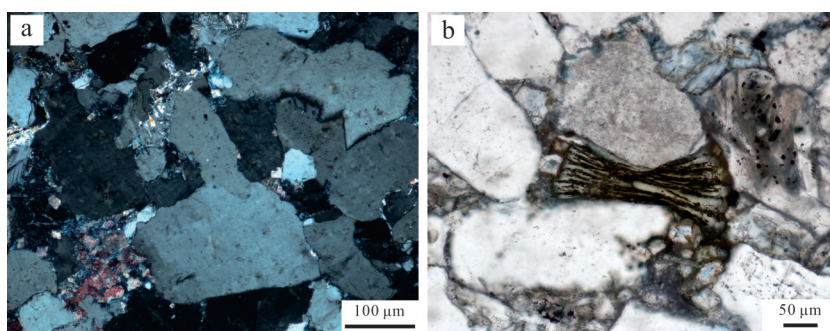


图4 莺歌海盆地乐东区黄流组深层碎屑岩储层压实作用特征

(a)W2井,4 165.38 m,颗粒凹凸接触,中砂岩,正交偏光;(b)W2井,4 187.0 m,云母压弯变形,中砂岩,单偏光

Fig. 4 Characteristics of compaction in deep clastic reservoirs of the Huangliu Formation, Ledong area, Yinggehai Basin

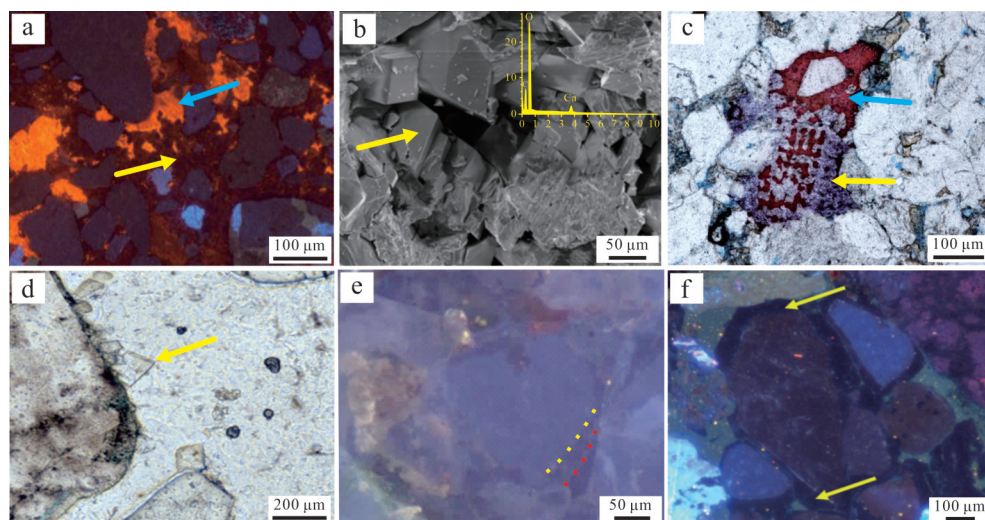


图5 莺歌海盆地乐东区黄流组深层碎屑岩储层胶结作用特征

(a)W6井,4 172.3 m,亮色(蓝色箭头)和暗色(黄色箭头)方解石胶结物,阴极发光;(b)W3井,3 490.50 m,孔隙内的自形方解石,扫描电镜;(c)W6井,4 166.25 m,铁方解石(黄色箭头)交代方解石(蓝色箭头),单偏光;(d)W2井,3 490.90 m,自形白云石,单偏光;(e)W2井,3 490.90 m,两期石英次生加大边,第一期为棕色,第二期为黑色,阴极发光,黄色虚线为第一期石英加大边与石英颗粒间尘迹线,蓝色虚线为第一期与第二期石英加大边之间尘迹线;(f)W2井,3 490.90 m,黑色石英次生加大边,阴极发光

Fig. 5 Characteristics of cementation in deep clastic reservoirs of the Huangliu Formation, Ledong area, Yinggehai Basin

莺歌海盆地乐东区黄流组碎屑岩储层石英愈合缝中发育多种流体包裹体类型,包括气液两相烃类包裹体、气液两相盐水包裹体和气包裹体,其中,气包裹体最为发育。气液两相烃类包裹体的直径为 $3\sim 5\ \mu\text{m}$,多呈椭圆形,单偏光下表现为灰色、棕色和灰黑色,荧光下发黄色荧光,整体发育较少(图9a, b);气液两相盐水包裹体直径主要介于 $3\sim 6\ \mu\text{m}$,多呈规则椭圆形、不规则四边形和多边形,单偏光下无色或呈浅灰色,无荧光,常与气包裹体和油包裹体共生,形成流体包裹体组合(FIA)。单一气相包裹体直径一般不超过 $20\ \mu\text{m}$,形状以椭圆形和不规则多边形为主,单偏光下呈灰色、深灰色,无荧光(图9c, e),激光拉曼光谱显示气相包裹体中存在甲烷、氮气、二氧

化碳三种成分(图9d, f)。包裹体显微测温结果显示,与黄色荧光油包裹体同期的气液两相盐水包裹体均一温度介于 $150\ ^\circ\text{C}\sim 160\ ^\circ\text{C}$,冰点温度介于 $-4.2\ ^\circ\text{C}\sim -0.6\ ^\circ\text{C}$ (表1);与单一气相包裹体同期的气液两相盐水包裹体均一温度介于 $150\ ^\circ\text{C}\sim 160\ ^\circ\text{C}$ 和 $160\ ^\circ\text{C}\sim 180\ ^\circ\text{C}$,冰点温度介于 $-12.2\ ^\circ\text{C}\sim -0.1\ ^\circ\text{C}$ 和 $-13.5\ ^\circ\text{C}\sim 0.1\ ^\circ\text{C}$ (表1)。激光拉曼光谱显示两期天然气充注,一期天然气为甲烷与氮气伴生,另一期天然气以二氧化碳为主。

通过现今储层原油组分,将气液两相烃类包裹体均一温度输入PVTsim软件进行模拟,以室温下气液两相烃类包裹体气液比进行校准,求得烃类包裹体形成时的古地层压力,最后通过埋藏史图确定包

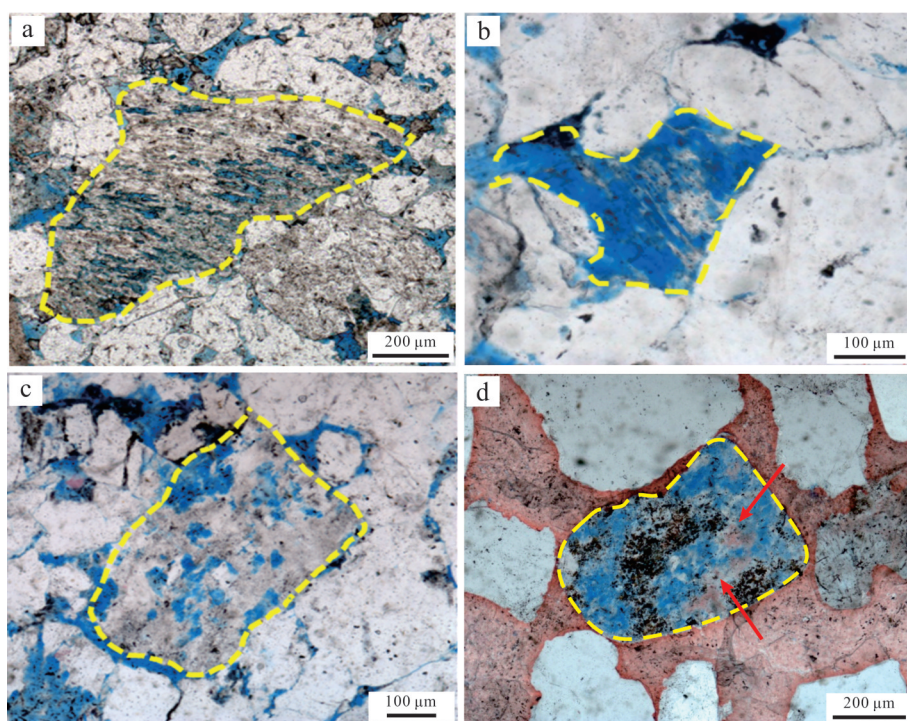


图6 莺歌海盆地乐东区黄流组深层碎屑岩储层溶蚀作用特征

(a)W6井,4 171.55 m,长石沿解理缝溶蚀,单偏光;(b)W6井,4 171.55 m,长石颗粒粒缘溶蚀,单偏光;(c)W2井,3 482.74 m,长石颗粒粒内溶蚀,单偏光;
(d)W3井,4 426.31 m,方解石强胶结储层中的长石颗粒溶蚀以及方解石充填长石颗粒粒内溶蚀孔隙,单偏光

Fig. 6 Characteristics of dissolution in deep clastic reservoirs of the Huangliu Formation, Ledong area, Yinggehai Basin

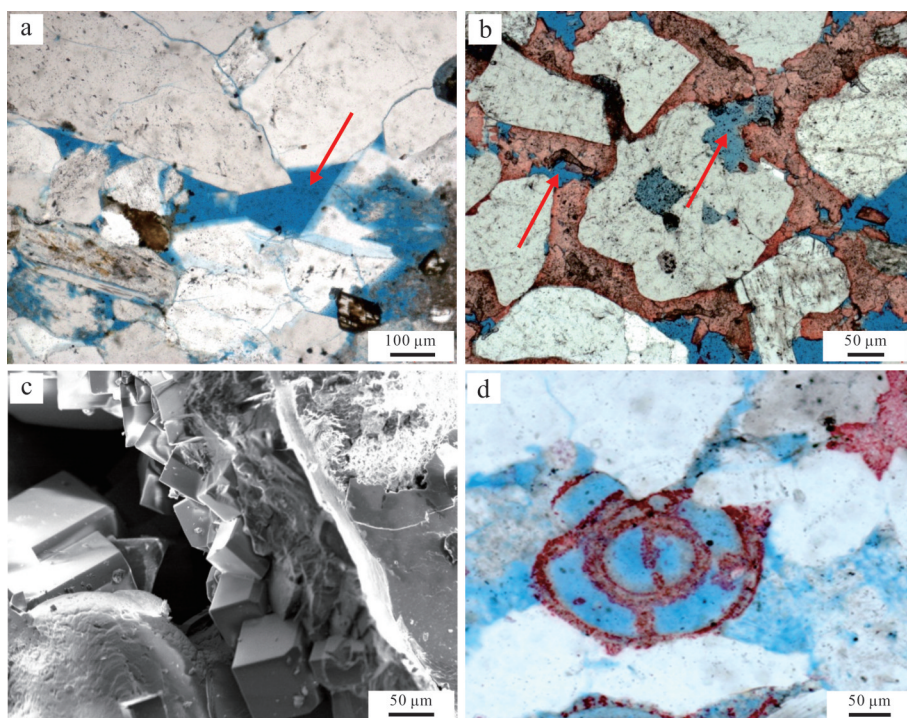


图7 莺歌海盆地乐东区黄流组深层碎屑岩储层原生孔隙特征

(a)W2井,3 490.9 m,原生孔隙,单偏光;(b)W4井,4 428.88 m,方解石胶结残余孔隙,单偏光;(c)W4井,4 428.88 m,方解石胶结残余孔隙,方解石晶型完好,未受溶蚀作用,扫描电镜;(d)W6井,4 166.25 m,生物碎屑体腔孔,单偏光

Fig. 7 Characteristics of primary porosity in deep clastic reservoirs of the Huangliu Formation, Ledong area, Yinggehai Basin

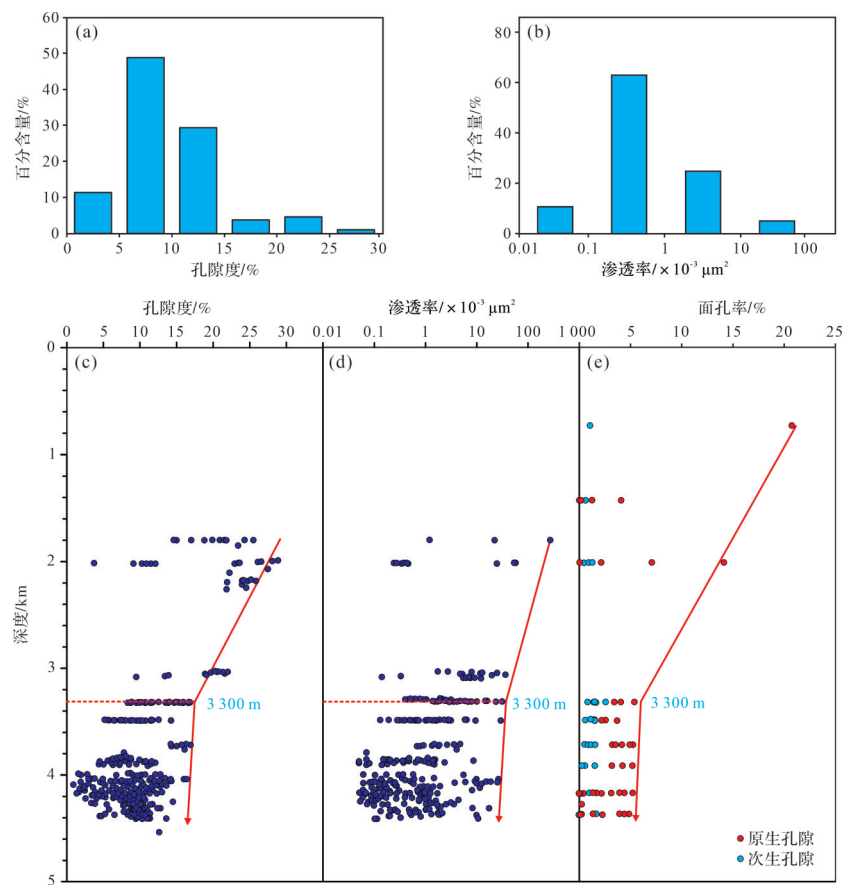


图8 莺歌海盆地乐东区黄流组深层碎屑岩储层物性特征

(a) 孔隙度分布频率直方图; (b) 渗透率分布频率直方图; (c) 孔隙度—深度关系图; (d) 渗透率—深度关系图; (e) 面孔率—深度关系图

Fig. 8 Petrophysical characteristics in deep clastic reservoirs of the Huangliu Formation, Ledong area, Yinggehai Basin

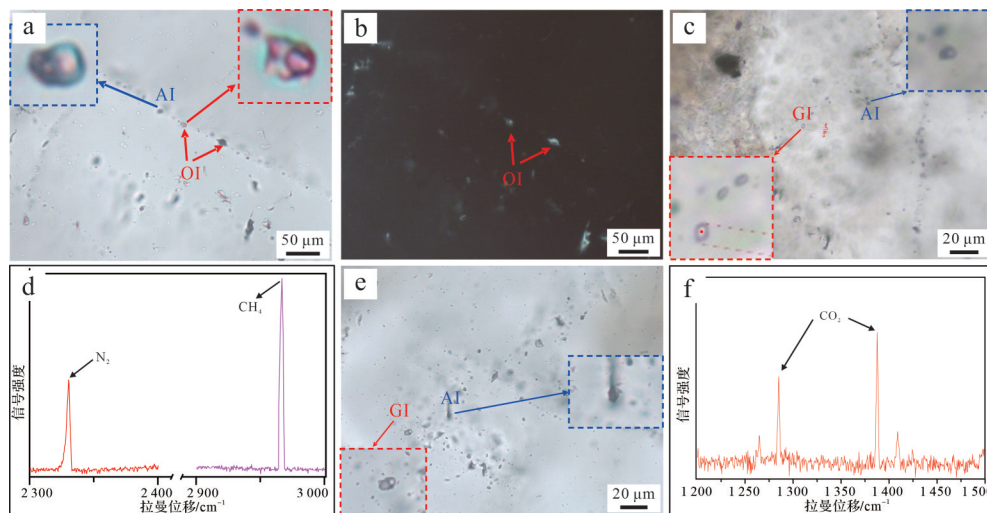


图9 莺歌海盆地乐东区黄流组深层碎屑岩储层中流体包裹体组合特征

(a) W2井, 3488.48 m, 石英愈合缝中的气液两相烃类包裹体及与其同期气液两相盐水包裹体, 单偏光; (b) W2井, 3488.48 m, 石英愈合缝中的气液两相黄色荧光烃类包裹体(与a同视域), 荧光; (c) W6井, 4167.52 m, 石英愈合缝中的单一气相包裹体及与其同期气液两相盐水包裹体, 单偏光; (d) 激光拉曼光谱显示图c中气相包裹体中含 CH_4 和 N_2 ; (e) W6井, 4167.52 m, 石英愈合缝中的单一气相包裹体及与其同期气液两相盐水包裹体, 单偏光; (f) 激光拉曼光谱显示图e中单一气相包裹体中主要组分为 CO_2 ; AI. 气液两相盐水包裹体; OI. 气液两相烃类包裹体; GI. 单一气相包裹体

Fig. 9 Characteristics of fluid inclusion assemblages in deep clastic reservoirs of the Huangliu Formation, Ledong area, Yinggehai Basin

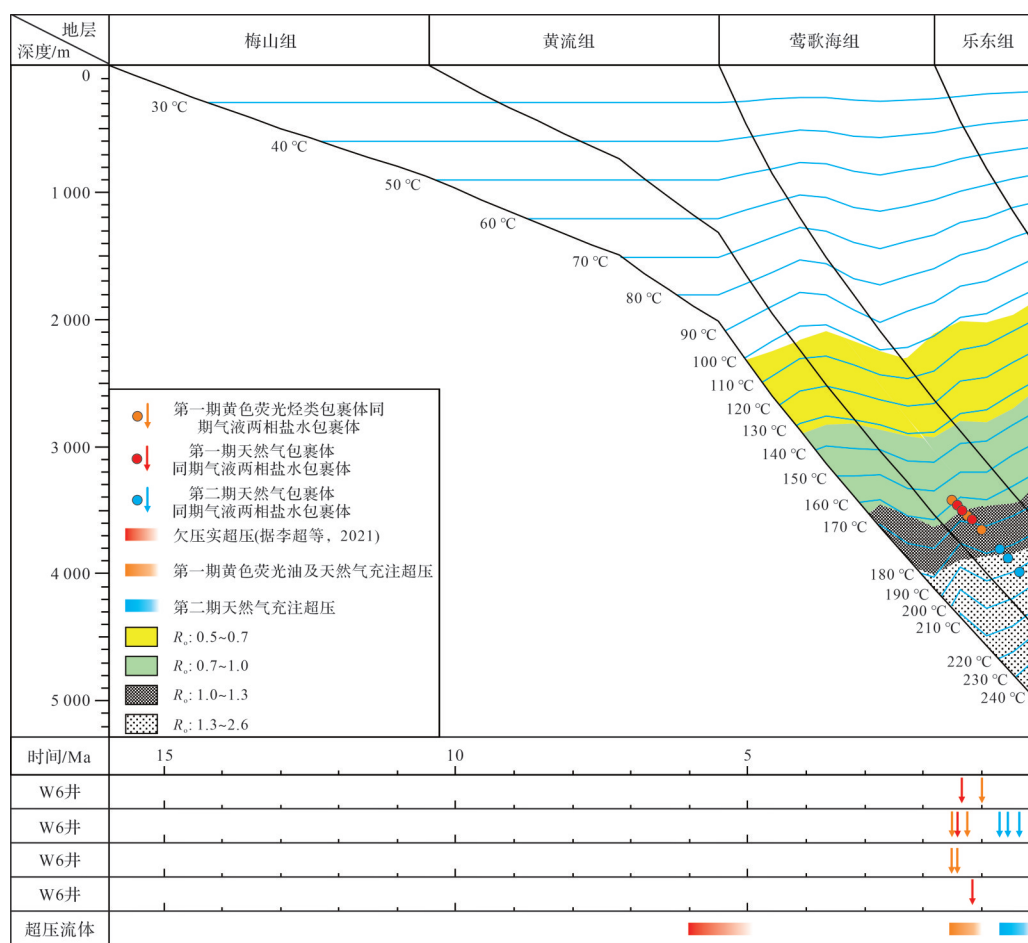


图 10 莺歌海盆地乐东区黄流组深层碎屑岩储层埋藏史及油气充注史(W6井)

Fig. 10 Burial history and hydrocarbon charging events in deep clastic reservoirs of the Huangliu Formation (well W6), Ledong area of the Yinggehai Basin

裹体对应的古埋深(图 10),将古埋深 h 代入公式(1)(张俊武等, 2015),由此得到莺歌海盆地乐东区黄流组古压力系数(表 4)及古压力演化特征(图 11)。其中,古压力系数计算公式如下:

$$K_p = P/P_0 = P/(\rho gh/1\ 000) \quad (1)$$

式中: P 表示捕获压力; P_0 表示古静水压力(单位:MPa); h 代表古埋深,由与烃类包裹体同期气液两相盐水包裹体均一温度结合埋藏史确定(单位:m); ρ 表示盐水包裹体的流体密度(单位:g/cm³)。

$$P = A + BT_h + CT_h^2 \quad (2)$$

式中: T_h 表示均一温度,℃; A , B , C 分别为盐度的函数,为无量纲常数;其中, $A = A_0 + A_1 \cdot w + A_2 \cdot w_2$; $B = B_0 + B_1 \cdot w + B_2 \cdot w_2$; $C = C_0 + C_1 \cdot w + C_2 \cdot w_2$; w 为盐度,当盐度介于 1%~30% 时: $A_0 = 0.993\ 531$, $A_1 = 8.721\ 47 \times 10^{-3}$, $A_2 = -2.439\ 75 \times 10^{-5}$; $B_0 = 7.116\ 52 \times 10^{-5}$, $B_1 = -5.220\ 8 \times 10^{-5}$, $B_2 = 1.266\ 56 \times 10^{-6}$; $C_0 = -3.499\ 7 \times 10^{-6}$, $C_1 = 2.121\ 24 \times 10^{-7}$, $C_2 = -4.523\ 18 \times 10^{-9}$ 。

为定量恢复流体包裹体捕获时的地层压力,本文采用 PVTsim 软件模拟,结合 Zhang and Frantz (1987)提出的经验公式,依据包裹体均一温度(T_h)及盐度(w)计算捕获压力(P)。计算公式如下:

$$P = A_1 + A_2 \times T \quad (3)$$

式中: A_1 和 A_2 分别为温度与盐度相关的系数,具体表达式为:

$$A_1 = 6.100 \times 10^{-3} + (2.385 \times 10^{-1} - a_1) T_h - (2.855 \times 10^{-3} + a_2) T_h^2 - (a_3 \cdot T_h + a_4 \cdot T_h^2) \times m \quad (4)$$

$$A_2 = a_1 + a_2 \cdot T_h + 9.888 \times 10^{-6} \times T_h^2 + (a_3 + a_4 \cdot T_h) \times m \quad (5)$$

式中: P 代表古压力(单位为 bar, 1bar=0.1 MPa); T 代表流体包裹体捕获温度(℃),可通过气液两相盐水包裹体的均一温度校正曲线确定(陈勇等, 2006); T_h 代表流体包裹体均一温度(℃); $m = 1\ 000w/[M \times (100 - w)]$,为质量摩尔浓度, M 为 NaCl 的摩尔质量(g/mol); w 为包裹体的盐度(%);在 NaCl-H₂O 系统中, $a_1 = 2.873 \times 10^1$, $a_2 = -6.477 \times 10^{-2}$, $a_3 = -2.009 \times 10^{-1}$, $a_4 = 3.186 \times 10^{-3}$ 。

表4 烃类包裹体及与其同期气液两相盐水包裹体均一温度与冰点温度数据

Table 4 Homogenization temperatures and ice-melting temperatures of hydrocarbon inclusions and coeval vapor-liquid two-phase aqueous inclusions

井号	深度/m	宿主矿物	包裹体类型	均一温度/℃	冰点/℃	流体密度/(g/cm ³)	包裹体组合
W2	3 482.74	石英愈合裂缝	盐水包裹体	134.1	-2.1	1.010	1
W2	3 482.74	石英愈合裂缝	黄色荧光油	130.7	/		
W6	4 170.25	石英愈合裂缝	盐水包裹体	135.3	-4.2	1.020	2
W6	4 170.25	石英愈合裂缝	黄色荧光油	139.8	/		
W6	4 170.25	石英愈合裂缝	盐水包裹体	130.4	-4.0	1.021	3
W6	4 170.25	石英愈合裂缝	黄色荧光油	131.7	/		
W6	4 170.25	石英愈合裂缝	盐水包裹体	133.5	-0.6	1.010	4
W6	4 170.25	石英愈合裂缝	黄色荧光油	136.2	/		
W6	4 170.25	石英愈合裂缝	盐水包裹体	134.2	-3.8	1.015	5
W6	4 170.25	石英愈合裂缝	CO ₂	/	/		
W2	3 482.74	石英愈合裂缝	盐水包裹体	154.1	-12.0	1.015	6
W2	3 482.74	石英愈合裂缝	黄色荧光油	130.7	/		
W2	3 482.74	石英愈合裂缝	盐水包裹体	157.5	-0.1	1.010	7
W2	3 482.74	石英愈合裂缝	N ₂ +CH ₄	/	/		
W2	3 490.90	石英愈合裂缝	盐水包裹体	174.3	-13.5	1.020	8
W2	3 490.90	石英愈合裂缝	盐水包裹体	164.3	-0.1	1.013	
W2	3 490.90	石英愈合裂缝	N ₂ +CH ₄	/	/		

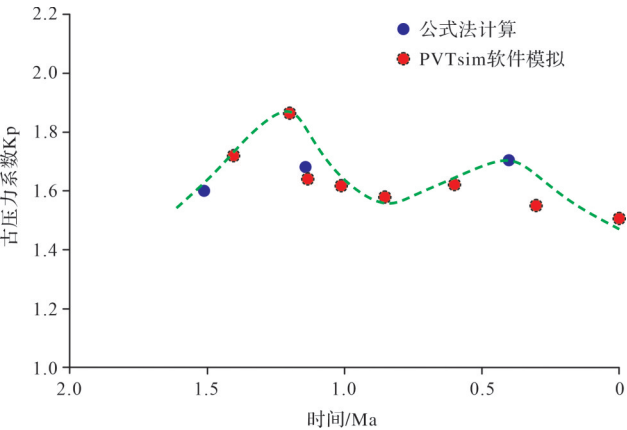


图11 莺歌海盆地乐东区黄流组单井古地层压力系数演化特征(W6井)
Fig. 11 Characteristics of paleo-formation pressure coefficient evolution in the Huangliu Formation, Ledong area of the Yinggehai Basin (well W6)

通过公式法计算的古压力结果与PVTsim 相图模拟结果具有良好一致性(如W2井与W6井,分别为33~35 MPa和60 MPa左右)(表5、图12),两种方法相互验证,显著提升了古地层压力恢复的准确性与可信度。莺歌海盆地乐东区黄流组经历了第1期黄色荧光油、甲烷与氮气天然气充注以及第2期以二氧化碳为主的天然气充注;第1期黄色荧光油、甲烷与氮气天然气在1.5~1.0 Ma时充注(图10),地层压力介

于67.35~72.76 MPa,古地层压力系数介于1.62~1.84,为强超压,对应于中新统梅山组和三亚组主力烃源岩晚期生烃且快速生气阶段(Zhang *et al.*, 2016)(图11);第2期以二氧化碳为主的天然气在0.7~0.3 Ma充注(图10),地层压力介于51.67~61.03 MPa,古地层压力系数介于1.36~1.42,为中超压,可能指示CO₂充注之后,存在天然气泄漏的现象,使储层压力在降低(范彩伟等, 2022b)(图11)。

4 储层控制因素

4.1 岩性是优质储层形成的基础

研究区黄流组深层碎屑岩不同岩性在颗粒粒径、杂基含量与刚性颗粒比例上的差异,直接决定初始孔隙度与抗压实能力。中—粗粒砂岩分选相对较好、杂基偏低、刚性颗粒发育,具备更高的初始孔隙度与更强的抗压实能力;细砂岩与粉砂岩因粒度细、杂基偏高,初始孔隙度低并且抗压实能力弱。由不同岩性孔隙度与渗透率分布直方图可知(图13):粗砂岩、中砂岩中孔隙度大于10%的储层占52%,孔隙度大于15%的储层占20%,渗透率在(1~10)×10⁻³ μm²的储层占34%。细砾岩与含砾砂岩中,孔隙度大于15%的储层占18%,渗透率在(1~10)×10⁻³ μm²的储层占25%。细砂岩中,孔隙度超过15%的储层仅占8%,

表5 公式法计算莺歌海盆地乐东区黄流组深层碎屑岩古地层压力

Table 5 Paleo-formation pressures in deep clastic reservoirs of the Huangliu Formation, Ledong area, Yinggehai Basin, calculated by the equation method

井号	深度/m	包裹体类型	宿主矿物	冰点/℃	均一温度/℃	P _{捕获压力} /MPa	P _{净水压力} /MPa	压力系数
W2	3 482.74	盐水包裹体	石英加大边	-2.2	132.5	33.19	29.72	1.12
W2	3 482.74	盐水包裹体	石英加大边	-3.2	126.6	33.86	28.51	1.19
W2	3 482.74	盐水包裹体	石英愈合缝	-1.4	136.2	32.75	30.61	1.07
W2	3 482.74	盐水包裹体	石英愈合缝	-2.1	144.1	32.09	32.26	0.99
W2	3 482.74	盐水包裹体	石英愈合缝	-4.6	130.7	33.60	29.80	1.13
W6	4 172.30	盐水包裹体	石英愈合缝	-2.9	159.4	59.62	34.09	1.75
W6	4 172.30	盐水包裹体	石英愈合缝	-1.8	169.5	61.68	35.34	1.75
W6	4 172.30	盐水包裹体	石英愈合缝	-2.4	164.5	60.81	34.83	1.75
W6	4 165.38	盐水包裹体	石英加大边	-3.8	136.6	51.67	29.70	1.74
W6	4 165.38	盐水包裹体	石英愈合缝	-2.6	158.8	59.10	33.98	1.74
W6	4 165.38	盐水包裹体	石英愈合缝	-1.9	157.6	57.97	33.24	1.74
W6	4 165.38	盐水包裹体	石英愈合缝	-4.5	171.1	65.48	36.75	1.78
W6	4 165.38	盐水包裹体	石英加大边	10.7	171.1	72.36	43.21	1.67
W6	4 165.38	盐水包裹体	石英加大边	10.6	171.1	72.26	43.18	1.67
W6	4 165.38	盐水包裹体	石英加大边	-6.1	171.1	67.35	41.53	1.62
W6	4 165.38	盐水包裹体	尘迹线	-0.1	156.6	55.77	32.45	1.72
W6	4 165.38	盐水包裹体	尘迹线	-0.2	158.4	56.43	32.84	1.72
W6	4 165.38	盐水包裹体	尘迹线	-0.1	164.5	58.15	33.95	1.71
W6	4 165.38	盐水包裹体	尘迹线	-0.1	148.5	53.15	30.96	1.72
W6	4 165.38	盐水包裹体	尘迹线	-0.2	157.1	56.03	32.55	1.72
W6	4 165.38	盐水包裹体	尘迹线	-0.1	156.2	55.65	32.40	1.72
W6	4 172.30	盐水包裹体	石英加大边	-0.8	155.8	56.24	32.55	1.73
W6	4 172.30	盐水包裹体	石英加大边	-0.5	162.1	57.90	33.71	1.72
W6	4 172.30	盐水包裹体	石英加大边	-2.9	153.3	57.45	32.90	1.75
W6	4 172.30	盐水包裹体	石英愈合缝	-1.2	155.6	56.58	32.68	1.73
W6	4 172.30	盐水包裹体	石英愈合缝	-0.4	173.4	61.03	35.47	1.72
W6	4 170.25	盐水包裹体	石英愈合缝	-3.5	158.2	59.81	34.94	1.71
W6	4 170.25	盐水包裹体	石英愈合缝	-4.0	150.4	57.38	32.90	1.74
W6	4 170.25	盐水包裹体	石英愈合缝	-4.2	155.3	59.43	33.74	1.76
W6	4 170.25	盐水包裹体	石英愈合缝	-3.8	153.4	58.34	33.11	1.76
W6	4 170.25	盐水包裹体	石英愈合缝	-4.4	154.5	59.31	33.66	1.76
W6	4 170.25	盐水包裹体	石英愈合缝	-3.4	158.5	59.82	34.13	1.75
W6	4 167.52	盐水包裹体	石英愈合缝	-6.7	175.4	69.67	38.11	1.83
W6	4 167.52	盐水包裹体	石英愈合缝	-7.5	178.6	71.85	38.98	1.84
W6	4 167.52	盐水包裹体	石英愈合缝	-5.5	153.5	59.94	33.69	1.78
W6	4 167.52	盐水包裹体	石英愈合缝	-4.3	157.2	60.24	34.29	1.76

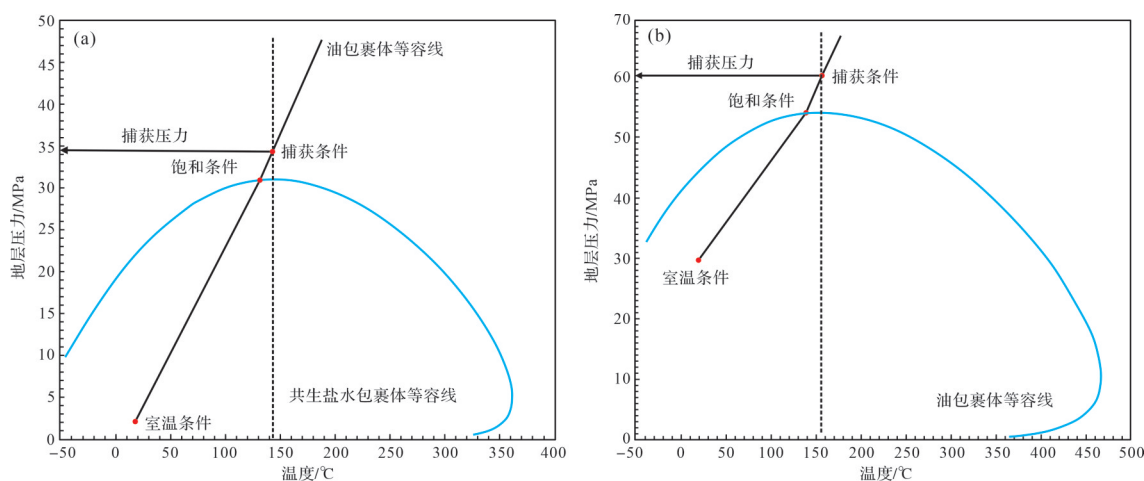


图12 基于气液两相烃类包裹体PVTsim的古压力恢复相图

(a) W2井, 3488.48 m; (b) W6井, 4167.52 m

Fig. 12 Phase diagram of paleopressure reconstruction based on PVTsim of vapor-liquid two-phase hydrocarbon inclusions

渗透率在 $(1\sim10)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的储层占4%。粉砂岩中,孔隙度大于15%的储层仅占1%,渗透率在 $(1\sim10)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的储层占10%。

在不考虑成岩作用影响情况下,储层质量的岩性排序近似为:粗砂岩、中砂岩最优,其次为含砾砂岩/细砾岩,粉砂岩最差。这一事实说明:岩性控制初始孔隙度与抗压实能力,决定了储层的物性基础。值得注意的是,即使在粗砂岩和中砂岩等优势岩性中,也存在物性较差的储层(图13),这表明后期成岩作用对储层分异具有进一步的改造和控制作用。

4.2 成岩作用促进储层分异

成岩作用在储层分异过程中起到关键控制作用,其中压实作用与胶结作用是破坏莺歌海盆地乐

东区黄流组储层质量的最主要因素。研究区发育原生孔隙主导型储层,溶蚀作用弱,增孔能力有限。根据减孔率大于30%、介于30%~10%和小于10%,分别将压实作用和胶结作用强度划分为强、中、弱三个等级,同时综合成岩作用类型与成岩作用强度(谢宁等,2019),研究区可识别出四类成岩相类型:中等压实中等胶结相、强压实相、强压实中等胶结相和强胶结相,这些成岩相储层中,孔隙度大于15%的储层比例依次递减,分别为43%、20%、8%和7%(图14);渗透率大于 $1\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的储层比例亦呈相似递减趋势,分别为55%、18%、3%和0.5%(图14)。因此,中等压实中等胶结相为优质储层最有利的成岩相类型,而强胶结成岩相和强胶结中等压实相则是优质储层最

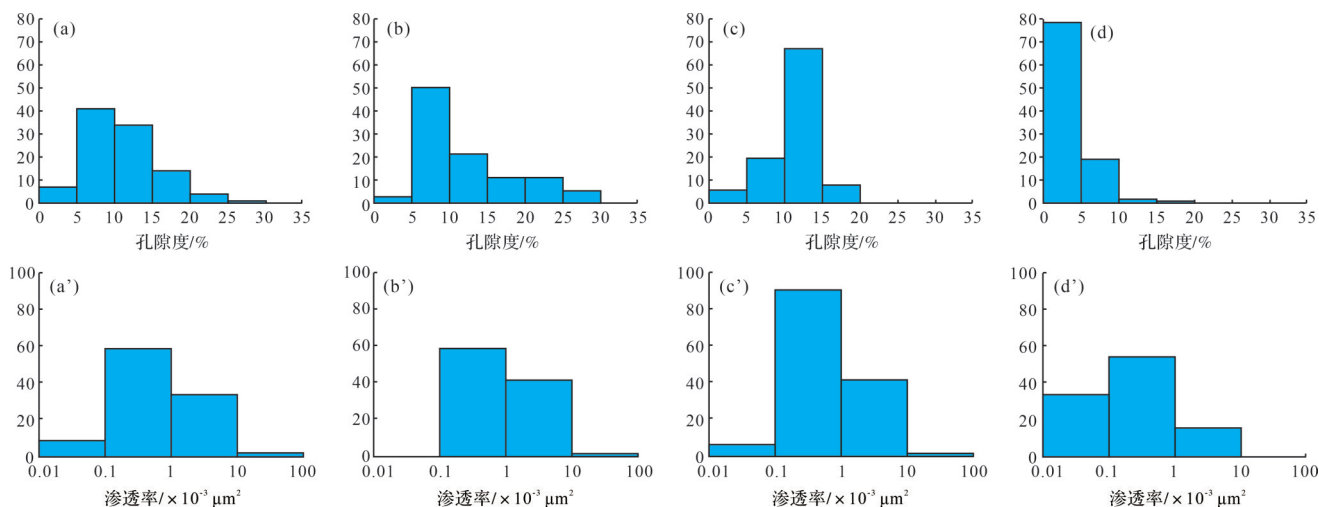


图13 莺歌海盆地乐东区深层碎屑岩黄流组各类岩性孔隙度—渗透率分布直方图

(a, a')粗砂岩,中砂岩;(b, b')细砾岩、含砾砂岩;(c, c')细砂岩;(d, d')粉砂岩

Fig. 13 Porosity-permeability distribution histograms of different lithology in deep clastic reservoirs of the Huangliu Formation, Ledong area, Yinggehai Basin

不利的成岩相类型。

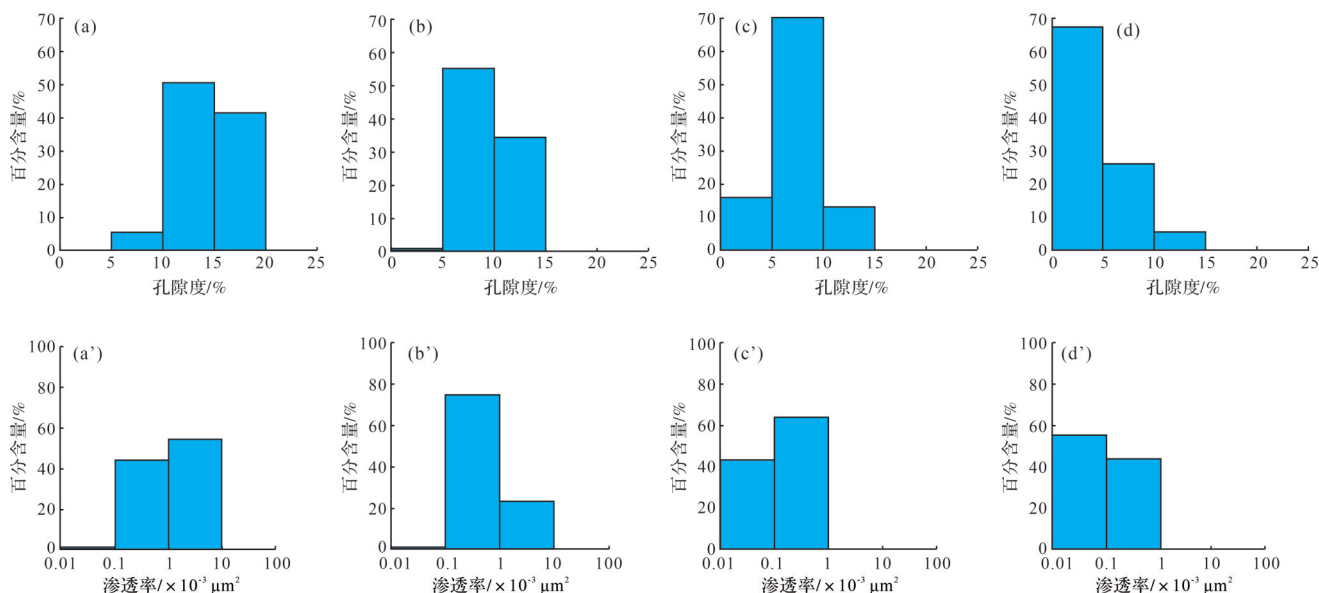


图 14 莺歌海盆地乐东区黄流组深层碎屑岩四类成岩相孔隙度—渗透率分布直方图

(a, a') 中等压实中等胶结成岩相; (b, b') 强压实成岩相; (c, c') 强压实中等胶结成岩相; (d, d') 强胶结成岩相

Fig. 14 Porosity-permeability distribution histograms of four diagenetic facies in deep clastic reservoirs of Huangliu Formation, Ledong area, Yinggehai Basin

在相同岩性(中—粗砂岩)内,渗透率随孔隙度升高而整体增加,但不同成岩相之间物性差异显著(图 15):其中,中等压实中等胶结成岩相储层质量最好,孔隙度分布在 8%~17%,渗透率介于 $(0.3\sim 30)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$;强压实成岩相次之,孔隙度介于 5%~14%;强压实中等胶结相储层质量较差,孔隙度介于 5%~13%,渗透率小于 $0.5\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$;强胶结成岩相储

层质量最差,孔隙度一般小于 5%,渗透率大多小于 $0.1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ (图 15)。这些结果共同指向:在岩相相同的条件下,压实与早期碳酸盐胶结是储层质量变差的主要原因;相比之下,溶蚀作用总体较弱,主要表现为局部长石溶蚀,对区域尺度的物性提升贡献有限。

4.3 流体超压保护原生孔隙

莺歌海盆地乐东区黄流组储层质量受岩性—成岩作用与超压系统共同控制,其中新近纪以来的强烈构造活动通过影响超压形成与成岩路径,对储层演化起到了关键作用。该区超压主要来源于:(1)中新统烃源岩快速埋藏与生烃增压,叠加上新世—第四纪快速沉积导致的地层欠压实(朱芳冰,2000;朱伟林等,2010;冯冲等,2013);(2)深部高温高压流体沿底辟带或断裂向上注入,改造浅层压力系统(Jin *et al.*, 2021; Zhao *et al.*, 2022; 张旭友等,2024);(3)高地温梯度背景下的水热增压可能也贡献了部分超压(殷秀兰和李思田,2000;周文等,2014)。在此构造活跃背景下,超压系统通过降低有效应力抑制压实作用与颗粒压溶,并抑制了成岩流体迁移及碳酸盐胶结(郝芳等,2000,2001,2002; Zhao *et al.*, 2022),从机理上实现对原生孔隙的保护效应,而非直接增孔(朱伟林等,2010;文龙等,2025;杨路等,2025)。同

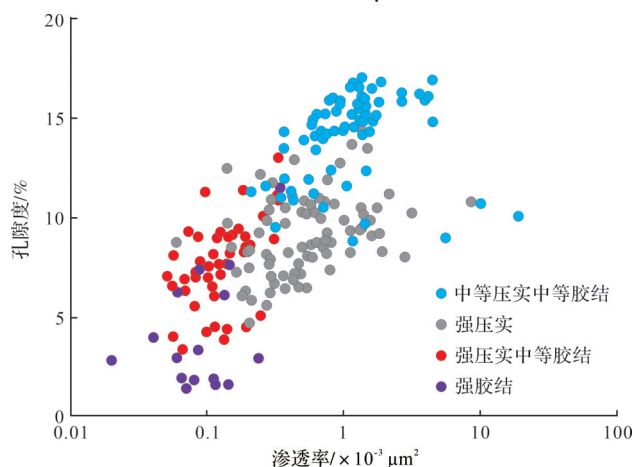


图 15 莺歌海盆地乐东区黄流组深层中、粗砂岩不同成岩相物性特征

Fig. 15 Petrophysical characteristics of medium-to coarse-grained sandstones with different diagenetic facies in the deep clastic in reservoirs of the Huangliu Formation, Ledong area, Yinggehai Basin

时,深层封闭体系中长石溶蚀多呈“接力式”进行,主要改善孔隙结构而非大幅增加孔隙度,且伴生黏土矿物可能降低渗透率,进一步印证了在强构造—热背景下“保孔重于生孔”的认识(操应长等,2018,2022)。因此,新近纪的强烈构造活动不仅控制了超压体系的形成与演化,也通过调控成岩路径与流体活动,深刻影响了优质储层的发育与分布。

在该认识框架下,中粗砂岩是黄流组最具储集潜力的岩性,其储层物性受成岩演化路径控制显著(郝芳等,2001;李华等,2023)。研究区中、粗砂岩中孔隙度大于10%的样品占比达52%,以原生孔隙为主(图13),中等压实中等胶结成岩相的孔隙度集中在10%~20%,渗透率多大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图14),体现典型深层优质储层特征。在超压背景下,黄流组储层质量主要取决于原生孔隙的长期保存:成藏早—中期两期超压烃类流体充注使最大地层压力系数达1.86(图11),尽管第二期压力系数有所降低,但均有效抑制了压实与胶结作用,颗粒间以点—线接触为主。

压实模拟实验深刻揭示了超压对储层保护的机制。压实位移反映了颗粒在压实过程中发生的重排与接触方式转变所导致的垂向形变量,是衡量储层压实强度与孔隙度损失的重要指标。在相同地温梯度和加压条件下,常压压实实验中颗粒重排导致压实位移达1.2 mm,而超压条件下位移仅为0.5 mm(图16);压力系数为1.79的压实模拟实验,压实位移明显减小,反映压实作用显著减弱。根据前人研究及

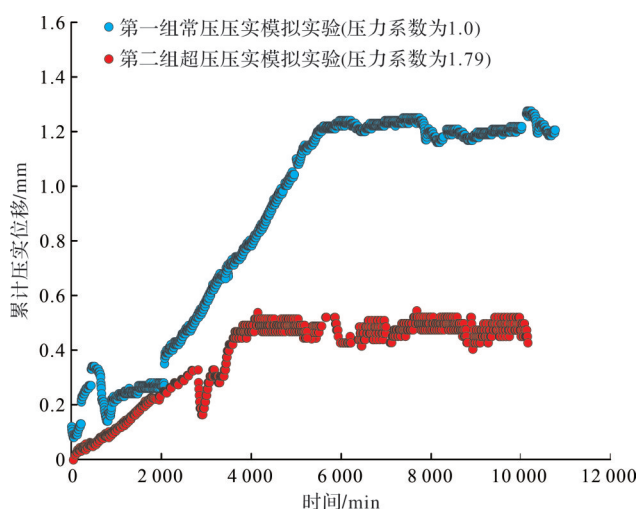


图16 不同压力情况下压实模拟实验的压实位移随时间变化过程

Fig. 16 Experimental comparison of diagenetic displacements from compaction-simulation tests conducted under different pressure conditions

本次实验设定(毛倩茹等,2022;张旭友等,2024),乐东区超压约始于6 Ma,对应于W6井2 300 m深度(图10)。实验2从2 300 m起施加超压(压力系数1.79),样品在4 200 min附近压实趋于停滞,出现拐点(图16),对应实际地层6 Ma时的埋深。在常压条件下,有效应力随埋深持续增大,颗粒重排和压溶作用得以延续,拐点出现较晚(图16);而超压条件下,高孔隙流体压力显著降低有效应力,机械压实在浅埋阶段即被抑制,拐点提前出现(图16),从而有效保存原生孔隙。结合孔隙度—深度曲线拐点及机械压实极限判断,超压自2 300 m(约6 Ma)开始发育,但物性仍随埋深总体降低;至3 300 m后进入强超压阶段,高温作用下的有机质生烃作用使储层经历了两期超压充注,物性下降速率显著减缓。结合埋藏史分析,黄流组底部在6 Ma以来埋深达到约2 300 m(图16),进一步证实超压延缓了储层物性变差。本实验定量表明,超压通过降低有效应力、抑制颗粒重排,有效减少孔隙损失,与乐东区实际的储层物性特征吻合良好,保持了较高的孔隙度。压实模拟与孔隙度—深度趋势的耦合关系,充分证明了“超压保孔”在深层优质储层形成中的关键作用(图8,16)。

5 优质储层成因模式

依据岩性和成岩相组合,可将研究区主要储层划分为四种综合相类型。结合油气充注与超压过程的影响,这四种类型表现出不同的孔隙保存能力,其储集性能依次递减(图17,18)。综合相类型Ⅰ:以中、粗砂岩为主,分选较好、杂基含量低,颗粒间以点—线接触为主,中等胶结中等压实,孔隙度与渗透率均较高,是最优质的储层类型(图17);该类储层普遍未遭受早期强胶结改造,且经历两期中—强超压烃类流体充注,分别为黄色荧光油、甲烷与氮气天然气充注和二氧化碳为主的天然气充注(图10),显著抑制了压实与胶结过程,孔隙保存较好(图18)。代表性井如W6井,位于重力流主水道沉积相,试采结果表现为高产气层或差气层,体现出良好储集性能,孔隙度主要介于10%~20%,渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。综合相类型Ⅱ:主要发育于细砾岩、含砾砂岩,粗、中、细砂岩以及粉砂岩中,通常受强压实作用控制,颗粒间以线接触和凹凸接触为主,孔隙保存能力明显减弱;但在局部中—粗粒砂岩中,若原始组分较好,仍可局部保留部分原生孔隙或形成部分

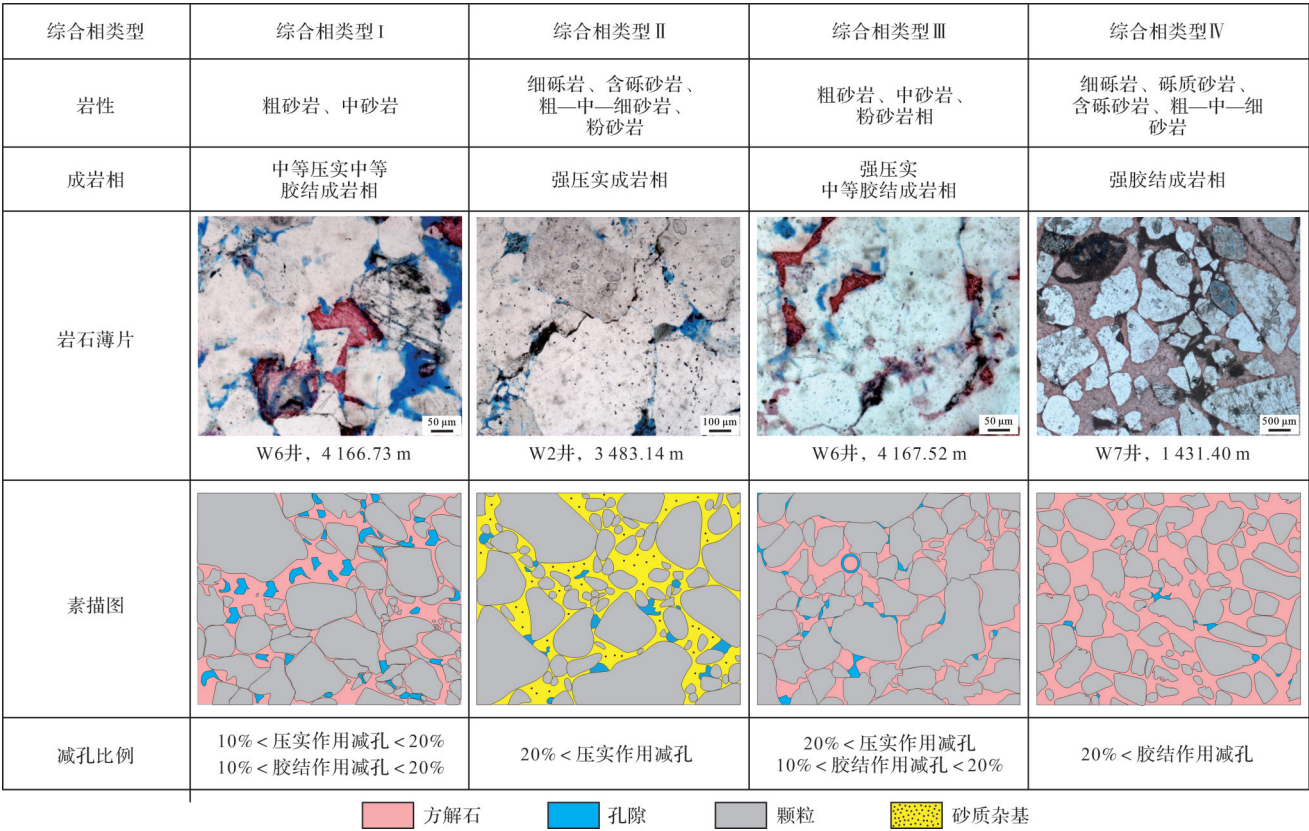


图 17 莺歌海盆地乐东区黄流组深层碎屑岩储层综合相类型及特征

Fig. 17 Comprehensive facies classification and characteristics in deep clastic reservoirs of the Huangliu Formation, Ledong area of the Yinggehai Basin

溶蚀孔隙,表现为次优储层(图17),该类储层虽具备良好的分选特征以及较粗的粒度,但缺乏早期超压流体有效保护,仅经历第二期以CO₂为主的中超压天然气充注,缺乏第一期烃类及天然气超压充注,以此在成岩早期未能显著削弱强压实过程,孔隙度中等至偏低;对于杂基含量高、分选差且刚性颗粒比例较低的储层,由于其原始组分较差,在强压实作用下孔隙几乎完全消失,为研究区最差的储层类型之一(图18)。W2井即为典型代表,位于海底扇中扇辫状水道沉积微相,虽然中、粗砂岩仍保留一定孔隙度,但细砾岩受强压实控制,整体储层物性较差,试采结果多为水层或低产气层。综合相类型Ⅲ:发育于细砾岩、含砾砂岩、粗、中、细砂岩以及粉砂岩中,压实与胶结叠加控制物性,前期强压实导致孔隙降低,碳酸盐和石英加大边等胶结物充填进一步破坏储集空间,物性显著降低(图17)。早期未发生黄色荧光油充注,遭受了中等胶结作用改造,孔隙空间在成岩早期被方解石、铁方解石等胶结物充填,孔隙度大幅度降低,后期即使有超压流体充注,也难以显著改善孔隙结构。此类储层常见于砾质砂岩、细砾岩层段,普

遍表现为孔渗性差、储集能力低,是物性较差的储层类型之一(图18)。综合相类型Ⅳ:主要出现于细砾岩、砾质砂岩、粗砂岩、中砂岩、细砂岩中,成岩过程中早期碳酸盐强胶结占主导,阻碍了超压流体的进入,孔隙大多遭受破坏,代表了研究区内最差的储层类型(图17,18)。典型表现为碳酸盐强胶结,孔隙度低于10%,渗透率小于0.01×10⁻³ μm²(图13,14),几乎不具备开发价值。

综上所述,莺歌海盆地乐东区黄流组深层优质储层的形成受岩性、成岩作用和超压综合控制,其成因模式可概括为“岩性为基础—成岩促分异—超压保孔隙”(图18)。首先,中粗砂岩分选较好、杂基含量低、刚性颗粒含量高,具有较高的初始孔隙度和较强的抗压实能力,为优质储层形成奠定了基础(图17,18)。其次,成岩作用导致储层在相同岩性内表现出显著差异,压实和胶结是深层储层质量破坏的主控因素(图4,5),长石的局部溶蚀虽可形成一定的次生孔隙,但整体上增孔贡献有限,更多表现为改变孔隙类型和局部储集性能(图8,18)。第三,流体包裹体古压力恢复和压实模拟实验表明,自约2 300 m

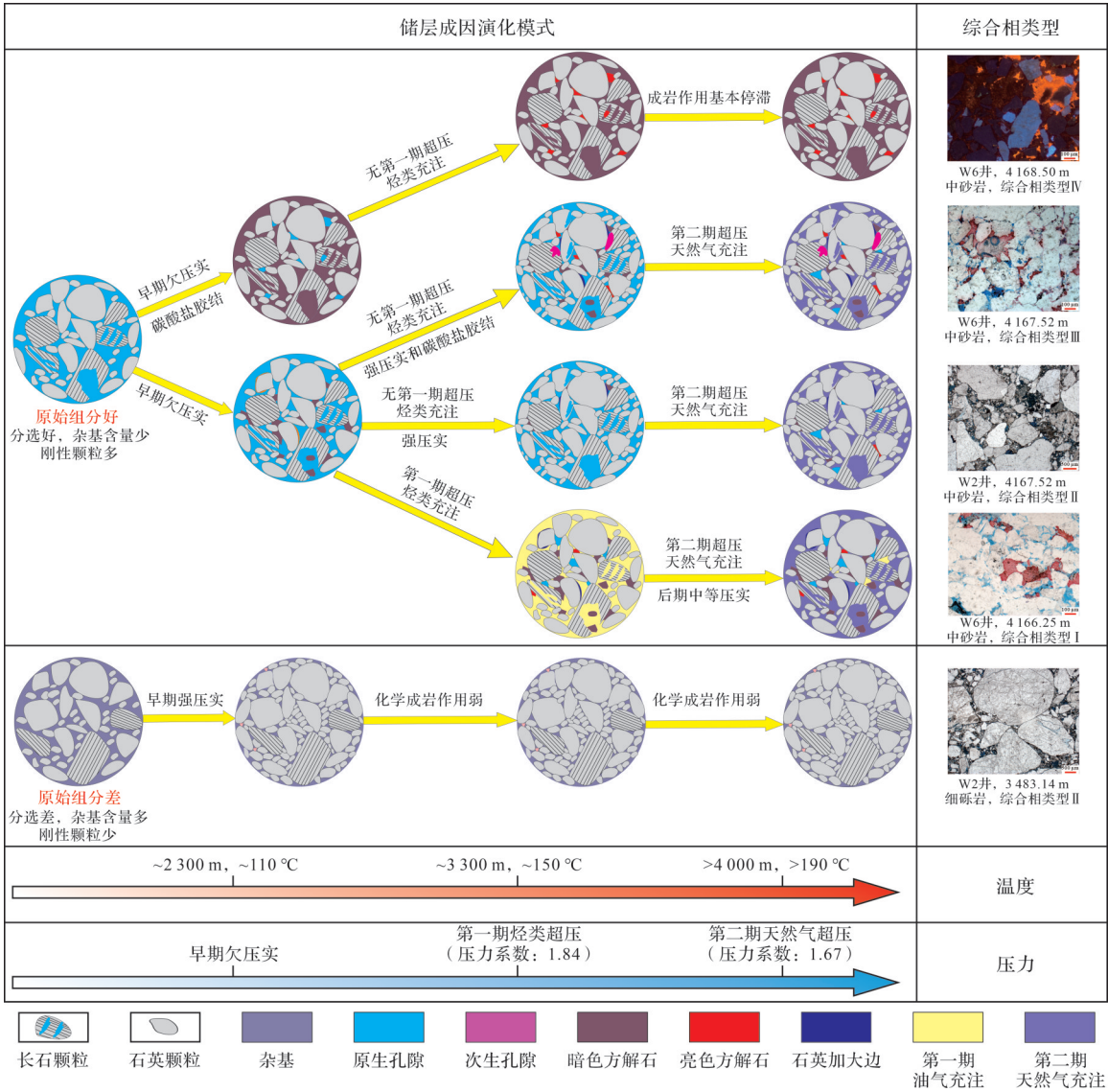


图 18 莺歌海盆地乐东区黄流组深层碎屑岩储层成因演化模式

Fig. 18 Genetic evolution model of deep clastic reservoirs in the Huangliu Formation, Ledong area, Yinggehai Basin

起发育的中—强超压油气充注有效降低了地层有效应力,显著抑制了颗粒重排和胶结物沉淀,延缓了压实与胶结作用(图 11,16),使得埋深超过4 000 m的砂岩储层仍以原生孔隙为主,孔隙度仍保持在10%~15%(图8)。

6 结论

(1) 乐东区黄流组深层碎屑岩储层以长石质石英砂岩为主,经历中—强压实、两期方解石及两期石英加大边胶结,溶蚀作用弱。储集空间以原生孔隙占主导,3 300 m以深储层物性下降速率显著减缓,深层仍具备优质储层发育潜力。

(2) 压实模拟实验定量揭示了超压通过降低有效应力、抑制颗粒重排显著削弱压实作用,从而有效保存孔隙,这一结果与孔隙度—埋深曲线拐点(3 300 m)相吻合,验证了超压保孔是深层优质储层形成的核心机制。

(3) 莺歌海盆地乐东区黄流组深层优质储层的形成受“岩性—成岩—超压”耦合控制。中—粗砂岩具备较高的初始孔隙度和较强的抗压实能力,是优质储层发育的前提;压实与胶结是导致储层致密化的主控因素;埋深大于3 300 m的储层先后经历两期超压流体充注,分别对应生烃高峰期和一期CO₂充注,有效抑制了原生孔隙的损失。

参考文献(References)

- 曹江骏,罗静兰,范彩伟,等. 2022. 深部热流体活动对储层成岩作用及孔隙演化的影响:以莺歌海盆地 LDX 区中新统黄流组为例[J]. 地学前缘, 29(4): 412-429. [Cao Jiangjun, Luo Jinglan, Fan Caiwei, et al. 2022. Deep thermal fluid activity and its influence on the diagenesis and pore evolution of reservoirs: A case study from the Miocene Huangliu Formation reservoir in the LDX area, Yinggehai Basin, northern South China Sea[J]. Earth Science Frontiers, 29(4): 412-429.]
- 操应长,杨田,宋明水,等. 2018. 陆相断陷湖盆低渗透碎屑岩储层特征及相对优质储层成因:以济阳坳陷东营凹陷古近系为例[J]. 石油学报, 39(7): 727-743. [Cao Yingchang, Yang Tian, Song Mingshui, et al. 2018. Characteristics of low-permeability clastic reservoirs and genesis of relatively high-quality reservoirs in the continental rift lake basin: A case study of Paleogene in the Dongying Sag, Jiyang Depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 39(7): 727-743.]
- 操应长,远光辉,王艳忠,等. 2022. 典型含油气盆地深层富长石碎屑岩储层长石溶蚀接力成孔认识及其油气地质意义[J]. 中国科学:地球科学, 52(9): 1694-1725. [Cao Yingchang, Yuan Guanghui, Wang Yanzhong, et al. 2022. Relay dissolution of feldspar and its significance for pore formation in deep feldspar-rich clastic reservoirs of typical petroliferous basins[J]. Science China Earth Sciences, 52(9): 1694-1725.]
- 陈勇,周瑶琪,倪培. 2006. 一种获取包裹体内压的新方法:二氧化碳拉曼光谱法[J]. 岩矿测试, 25(3): 211-214. [Chen Yong, Zhou Yaoqi, Ni Pei. 2006. A new method for measurement of internal pressure of inclusions: CO₂-Raman spectrometry[J]. Rock and Mineral Analysis, 25(3): 211-214.]
- 范彩伟,曹江骏,罗静兰,等. 2021. 异常高压下海相重力流致密砂岩非均质性特征及其影响因素:以莺歌海盆地 LD10 区中新统黄流组储集层为例[J]. 石油勘探与开发, 48(5): 903-915, 949. [Fan Caiwei, Cao Jiangjun, Luo Jinglan, et al. 2021. Heterogeneity and influencing factors of marine gravity flow tight sandstone under abnormally high pressure: A case study from the Miocene Huangliu Formation reservoirs in LD10 area, Yinggehai Basin, South China Sea[J]. Petroleum Exploration and Development, 48(5): 903-915, 949.]
- 范彩伟,黄志龙,邓广君,等. 2022a. 莺歌海盆地 LD10 气田砂岩储层可动流体特征与天然气充注下限[J]. 地质学报, 96(11): 3994-4009. [Fan Caiwei, Huang Zhilong, Deng Guangjun, et al. 2022a. Movable fluid characteristics and lower limit of natural gas charging in sandstone reservoirs of LD10 gas field in the Yinggehai Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 96(11): 3994-4009.]
- 范彩伟,刘爱群,吴云鹏,等. 2022b. 莺歌海盆地乐东 10 区新近系黄流组储层天然气充注与超压演化史[J]. 石油与天然气地质, 43(6): 1370-1381. [Fan Caiwei, Liu Aiqun, Wu Yunpeng, et al. 2022b. Gas charging and overpressure evolution history of the Neogene Huangliu Formation reservoir in Ledong 10 area, Yinggehai Basin[J]. Oil & Gas Geology, 43(6): 1370-1381.]
- 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[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 43(5): 1341-1350. [Feng Chong, Huang Zhilong, Tong Chuanxin, et al. 2013. Overpressure evolution and its relationship with migration and accumulation of gas in Yinggehai Basin[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 43(5): 1341-1350.]
- 韩光明,潘光超,郝德峰,等. 2012. 切片技术应用新思路在南海北部边缘盆地勘探中的效果[J]. 中国海上油气, 24(6): 17-19. [Han Guangming, Pan Guangchao, Hao Defeng, et al. 2012. The effects of some new slice technique applications to exploration in the marginal basins along the northern South China Sea[J]. China Offshore Oil and Gas, 24(6): 17-19.]
- 郝芳,董伟良. 2001. 沉积盆地超压系统演化、流体流动与成藏机理[J]. 地球科学进展, 16(1): 79-85. [Hao Fang, Dong Weiliang. 2001. Evolution of fluid flow and petroleum accumulation in overpressured systems in sedimentary basins[J]. Advance in Earth Sciences, 16(1): 79-85.]
- 郝芳,李思田,龚再升,等. 2001. 莺歌海盆地底辟发育机理与流体幕式充注[J]. 中国科学:地球科学, 31(6): 471-476. [Hao Fang, Li Sitian, Gong Zaisheng, et al. 2001. Mechanism of diapirism and episodic fluid injections in the Yinggehai Basin[J]. Science China Earth Sciences, 31(6): 471-476.]
- 郝芳,邹华耀,姜建群. 2000. 油气成藏动力学及其研究进展[J]. 地学前缘, 7(3): 11-21. [Hao Fang, Zou Huayao, Jiang Jianqun. 2000. Dynamics of petroleum accumulation and its advances[J]. Earth Science Frontiers, 7(3): 11-21.]
- 郝芳,邹华耀,倪建华,等. 2002. 沉积盆地超压系统演化与深层油气成藏条件[J]. 地球科学:中国地质大学学报, 27(5): 610-615. [Hao Fang, Zou Huayao, Ni Jianhua, et al. 2002. Evolution of overpressured systems in sedimentary basins and conditions for deep oil/gas accumulation[J]. Earth Science: Journal of China University of Geosciences, 27(5): 610-615.]
- 何家雄,夏斌,张树林,等. 2006. 莺歌海盆地泥底辟成因、展布特征及其与天然气运聚成藏关系[J]. 中国地质, 33(6): 1336-1344. [He Jiaxiong, Xia Bin, Zhang Shulin, et al. 2006. Origin and distribution of mud diapirs in the Yinggehai Basin and their relation to the migration and accumulation of natural gas[J]. Geology in China, 33(6): 1336-1344.]
- 黄保家,黄合庭,李里,等. 2010. 莺—琼盆地海相烃源岩特征及高温高压环境有机质热演化[J]. 海相油气地质, 15(3): 11-18. [Huang Baojia, Huang Heting, Li Li, et al. 2010. Characteristics of marine source rocks and effect of high temperature and overpressure to organic matter maturation in Yinggehai-Qiongdongnan Basins[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 15(3): 11-18.]
- 李华,杨朝强,周伟,等. 2023. 莺歌海盆地东方 1-1 气田中新统黄流组浅海多级海底扇形成机理及储层分布[J]. 石油与天然气地质, 44(2): 429-440. [Li Hua, Yang Zhaoqiang, Zhou Wei, et al. 2023. Genetic mechanism and reservoir distribution of shallow-marine multi-stepped submarine fans in the Miocene Huangliu Formation

- of Dongfang 1-1 gas field, Yinggehai Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 44(2): 429-440.]
- 廖计华, 吴克强, 郭刚, 等. 2018. 莺歌海盆地东方区黄流组大型强振幅体沉积内幕及其油气意义[J]. *石油与天然气地质*, 39(1): 153-164. [Liao Jihua, Wu Keqiang, Guo Gang, et al. 2018. Characteristics of the large-scale high-amplitude reflections and its significance in hydrocarbon exploration in the Huangliu Formation of Dongfang area of the Yinggehai Basin, South China Sea[J]. *Oil & Gas Geology*, 39(1): 153-164.]
- 毛倩茹, 范彩伟, 罗静兰, 等. 2022. 超压背景下中深层砂岩储集层沉积—成岩演化差异性分析: 以南海莺歌海盆地中新统黄流组为例[J]. *古地理学报*, 24(2): 344-360. [Mao Qianru, Fan Caiwei, Luo Jinglan, et al. 2022. Analysis of sedimentary-diagenetic evolution difference on middle-deep buried sandstone reservoirs under overpressure background: A case study of the Miocene Huangliu Formation in Yinggehai Basin, South China Sea[J]. *Journal of Palaeogeography*, 24(2): 344-360.]
- 裴健翔, 于俊峰, 王立峰, 等. 2011. 莺歌海盆地中深层天然气勘探的关键问题及对策[J]. *石油学报*, 32(4): 573-579. [Pei Jianxiang, Yu Junfeng, Wang Lifeng, et al. 2011. Key challenges and strategies for the success of natural gas exploration in mid-deep strata of the Yinggehai Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 32(4): 573-579.]
- 沈娇, 李宏义, 武爱俊, 等. 2025. 莺歌海盆地莺北区HK29区三亚组一段沉积特征及储层主控因素[J]. *海洋地质前沿*, 41(1): 44-56. [Shen Jiao, Li Hongyi, Wu Aijun, et al. 2025. Sedimentary characteristics and the controlling factors of reservoir in the First member of Sanya Formation in the HK29 area, Yingbei district, Yinggehai Basin[J]. *Marine Geology Frontiers*, 41(1): 44-56.]
- 税蕾蕾, 郭来源, 徐新德, 等. 2021. 莺歌海盆地乐东10区CO₂包裹体特征及其流体充注史[J]. *石油实验地质*, 43(5): 835-843. [Shui Leilei, Guo Laiyuan, Xu Xinde, et al. 2021. Fluid charging history in Ledong 10 area, Yinggehai Basin, revealed by CO₂ inclusion characteristics[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 43(5): 835-843.]
- 王华, 陈思, 甘华军, 等. 2015. 浅海背景下大型浊积扇研究进展及堆积机制探讨: 以莺歌海盆地黄流组重力流为例[J]. *地学前缘*, 22(1): 21-34. [Wang Hua, Chen Si, Gan Huajun, et al. 2015. Accumulation mechanism of large shallow marine turbidite deposits: A case study of gravity flow deposits of the Huangliu Formation in Yinggehai Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 22(1): 21-34.]
- 王艳忠, 王加明, 武爱俊, 等. 2025. 莺歌海盆地东缘黄流组二段层序约束下的沉积相与有利勘探目标预测[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 49(1): 22-36. [Wang Yanzhong, Wang Jiaming, Wu Aijun, et al. 2025. Sedimentary facies and prediction of favorable exploration targets under sequence constraint of the Second member of Huangliu Formation in the eastern margin of Yinggehai Basin[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 49(1): 22-36.]
- 文龙, 罗冰, 张本健, 等. 2025. 深层灰岩孔隙发育与保持机理: 以川中上二叠统长兴组为例[J]. *石油勘探与开发*, 52(1): 1-14. [Wen Long, Luo Bing, Zhang Benjian, et al. 2025. Formation and preservation of pores in deep limestone reservoirs: A case study of Upper Permian Changxing Formation, central Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 52(1): 1-14.]
- 吴峰. 2019. 南海西科1井中新世以来生物礁滩体系发育演化及其对古海洋与古气候条件响应[D]. 武汉: 中国地质大学. [Wu Feng. 2019. Sedimentary evolution of the Miocene-Holocene reef-bank system in well XK-1, South China Sea: Records of the palaeo-oceanographic and palaeoclimatic conditions[D]. Wuhan: China University of Geosciences.]
- 吴克强, 裴健翔, 胡林, 等. 2023. 莺歌海盆地大—中型气田成藏模式及勘探方向[J]. *石油学报*, 44(12): 2200-2216. [Wu Keqiang, Pei Jianxiang, Hu Lin, et al. 2023. Accumulation model and exploration direction of medium-large gas fields in Yinggehai Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 44(12): 2200-2216.]
- 肖坤泽, 童亨茂, 杨东辉, 等. 2025. 莺歌海盆地一号断层成因机制新认识: 来自三维地震资料和砂箱模拟实验的启示[J]. *地质学报*, 99(5): 1523-1537. [Xiao Kunze, Tong Hengmao, Yang Donghui, et al. 2025. New insight into the mechanism of No. 1 fault in the Yinggehai Basin: Constraints from three-dimensional seismic data and analogue modelling[J]. *Acta Geologica Sinica*, 99(5): 1523-1537.]
- 谢宁, 操应长, 王健, 等. 2019. 北部湾盆地涠西南凹陷古近系流三段成岩作用及对储层物性影响[J]. *天然气地球科学*, 30(12): 1743-1754. [Xie Ning, Cao Yingchang, Wang Jian, et al. 2019. Diagenesis and its control on physical property of the reservoirs in the 3rd member of the Paleogene Liushagang Formation in Weixinan Depression, Beibuwan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 30(12): 1743-1754.]
- 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[J]. *石油学报*, 33(4): 601-609. [Xie Yuhong, Zhang Yingzhao, Li Xushen, et al. 2012. Main controlling factors and formation models of natural gas reservoirs with high-temperature and overpressure in Yinggehai Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 33(4): 601-609.]
- 杨金海, 马晨曦, 胡林, 等. 2025. 莺歌海盆地地底辟构造的“断控—流体”成因: 基于海底节点采集地震资料的新认识[J]. *地质学报*, 99(7): 2354-2366. [Yang Jinhai, Ma Chenxi, Hu Lin, et al. 2025. The ‘fault-controlled fluid’ genesis of diapir structure in Yinggehai Basin: A new understanding based on ocean bottom nodes seismic data[J]. *Acta Geologica Sinica*, 99(7): 2354-2366.]
- 杨路, 胡林, 胡高伟, 等. 2025. 莺歌海盆地超压形成演化过程与控藏作用[J]. *中国科学: 地球科学*, 55(7): 2241-2267. [Yang Lu, Hu Lin, Hu Gaowei, et al. 2025. Formation and evolution of overpressure and its control on hydrocarbon accumulation in the Yinggehai Basin[J]. *Science China Earth Sciences*, 55(7): 2241-2267.]
- 殷秀兰, 李思田. 2000. 莺歌海盆地超压体系的成因及与油气的关系[J]. *地质力学学报*, 6(3): 69-77. [Yin Xiulan, Li Sitian. 2000. Overpressure system in Yinggehai Basin and its relationship with oil/gas pools[J]. *Journal of Geomechanics*, 6(3): 69-77.]

- 尤丽,招湛杰,代龙,等. 2019. 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, 44(8): 2654-2664. [You Li, Zhao Zhanjie, Dai Long, et al. 2019. Reservoirs characteristics and formation mechanism of high temperature and overpressure reservoirs from Miocene in Ying-Qiong Basin[J]. Earth Science, 44(8): 2654-2664.]
- 张伙兰,裴健翔,谢金有,等. 2014. 莺歌海盆地东方区黄流组一段超压储层孔隙结构特征[J]. 中国海上油气, 26(1): 30-38. [Zhang Huolan, Pei Jianxiang, Xie Jinyou, et al. 2014. Pore structure characteristics of member 1 overpressured reservoir in Huangliu Formation, Dongfang area, Yinggehai Basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 26(1): 30-38.]
- 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[J]. 石油勘探与开发, 40(3): 284-293. [Zhang Huolan, Pei Jianxiang, Zhang Yingzhao, et al. 2013. Overpressure reservoirs in the mid-deep Huangliu Formation of the Dongfang area, Yinggehai Basin, South China Sea[J]. Petroleum Exploration and Development, 40(3): 284-293.]
- 张建新,党亚云,何小胡,等. 2015. 莺歌海盆地乐东区峡谷水道成因及沉积特征[J]. 海洋地质与第四纪地质, 35(5): 29-36. [Zhang Jianxin, Dang Yayun, He Xiaohu, et al. 2015. Origin and sedimentary characteristics of canyon channels in Ledong area of Yinggehai Basin[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 35(5): 29-36.]
- 张俊武,邹华耀,李平平,等. 2015. 含烃盐水包裹体PVT模拟新方法及其在气藏古压力恢复中的应用[J]. 石油实验地质, 37(1): 102-108. [Zhang Junwu, Zou Huayao, Li Pingping, et al. 2015. A new PVT simulation method for hydrocarbon-containing inclusions and its application to reconstructing paleo-pressure of gas reservoirs[J]. Petroleum Geology & Experiment, 37(1): 102-108.]
- 张旭友,范彩伟,郭小文,等. 2024. 莺歌海盆地中央底辟带乐东区莺歌海组超压成因及相对贡献定量评价[J]. 地球科学, 49(10): 3547-3558. [Zhang Xuyou, Fan Caiwei, Guo Xiaowen, et al. 2024. Overpressure mechanisms and quantitative evaluation of relative contribution for Yinggehai Formation in Ledong area of central diapir zone, Yinggehai Basin[J]. Earth Science, 49(10): 3547-3558.]
- 周文,谢玉洪,李绪深,等. 2014. 莺歌海盆地压力封存箱的形成、演化及与成藏关系[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 41(6): 760-767. [Zhou Wen, Xie Yuhong, Li Xushen, et al. 2014. Exploration of relationship between formation and evolution of pressure compartment and accumulation in Yinggehai Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 41(6): 760-767.]
- 朱芳冰. 2000. 莺歌海盆地地层压力特征及其石油地质意义[J]. 中国海上油气(地质), 14(4): 248-252. [Zhu Fangbing. 2000. Characteristics of geopressure in Yinggehai Basin and its significance in petroleum geology[J]. China Offshore Oil and Gas (Geology), 14(4): 248-252.]
- 朱伟林,米立军,张厚和,等. 2010. 中国海域含油气盆地图集[M]. 北京:石油工业出版社. [Zhu Weilin, Mi Lijun, Zhang Houhe, et al. 2010. Atlas of oil and gas basins, China sea[M]. Beijing: Petroleum Industry Press.]
- Huang Y T, Yao G Q, Fan X Y. 2019. Sedimentary characteristics of shallow-marine fans of the Huangliu Formation in the Yinggehai Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 110: 403-419.
- Jin Y J, Fan C W, Fu X F, et al. 2021. Risk analysis of natural hydraulic fracturing in an overpressured basin with mud diapirs: A case study from the Yinggehai Basin, South China Sea[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 196: 107621.
- Luo X R, Dong W L, Yang J H, et al. 2003. Overpressuring mechanisms in the Yinggehai Basin, South China Sea[J]. AAPG Bulletin, 87(4): 629-642.
- Zhang J L, Qiao S H, Lu W J, et al. 2016. An equation for determining methane densities in fluid inclusions with Raman shifts[J]. Journal of Geochemical Exploration, 171: 20-28.
- Zhang Y G, Frantz J D. 1987. Determination of the homogenization temperatures and densities of supercritical fluids in the system NaCl-KCl-CaCl₂-H₂O using synthetic fluid inclusions[J]. Chemical Geology, 64(3/4): 335-345.
- Zhao X B, Yao G Q, Chen X J, et al. 2022. Diagenetic facies classification and characterization of a high-temperature and high-pressure tight gas sandstone reservoir: A case study in the Ledong area, Yinggehai Basin[J]. Marine and Petroleum Geology, 140: 105665.

Genesis of High-Quality Reservoirs in the Deep Huangliu Formation, Ledong Area, Yinggehai Basin

LAI WeiCheng¹, LI XueZhe^{2,3}, XIONG LianQiao¹, XIE XiaoJun¹, TANG Wu¹, WANG YanZhong^{2,3}, WU AiJun¹, BAI HaiQiang¹, LIU ZiYu¹, WANG ShiQi¹, WANG MingQian¹, ZHAO Zhen¹

1. CNOOC Research Institute Ltd., Beijing 100028, China

2. State Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China

3. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China

Abstract: [Objective] The Yinggehai Basin is characterized by high heat flow, rapid sedimentation, and widespread overpressure, which together create a unique geological setting featuring a high-temperature-overpressure coupling for the deep clastic reservoirs of the Huangliu Formation. Despite its significant exploration potential, the genesis of high-quality reservoirs under such extreme conditions remains poorly understood, restricting further hydrocarbon exploration in the deep strata. [Methods] To address this, a systematic investigation was conducted on the reservoir characteristics and the formation mechanisms of high-quality clastic reservoirs in the Huangliu Formation in the Ledong area, Yinggehai Basin. A multi-technique approach was employed, including detailed core observations, thin-section identification by casting, cathodoluminescence thin-section analysis, scanning electron microscopy (SEM) observations, fluid inclusion homogenization temperature measurements, paleopressure reconstruction, and quantitative compaction simulation experiments. These methods enabled comprehensive characterization of the diagenetic evolution, pore types, and controlling factors of reservoir quality under deep-burial conditions. [Results] The results show that the reservoir rocks are predominantly feldspathic quartz sandstones, with minor lithic fragments. Diagenesis is dominated by moderate to strong mechanical compaction and calcite cementation, followed by siliceous cementation in the form of quartz overgrowths. Dissolution is generally weak and occurs only locally, contributing little to porosity enhancement. Pore spaces are overwhelmingly dominated by primary intergranular pores, with only a minor proportion of secondary dissolution pores derived from feldspar dissolution. Lithology plays a fundamental role in determining initial porosity and resistance to compaction: medium- to coarse-grained sandstones with low matrix content and high rigid grain content exhibit the highest resistance to porosity loss during burial, thus laying the foundation for reservoir quality. Since 6 Ma, moderate to strong overpressure has developed at depths of approximately 2 300 m, which significantly suppressed both compaction and cementation. This overpressure effectively preserved large volumes of early-formed primary pores, resulting in reservoirs buried deeper than 4 000 m that still retain primary porosity as the dominant pore type. [Conclusions] Based on these findings, a genetic model for deep high-quality clastic reservoirs is established, summarized as “lithology as the foundation, diagenesis promoting differentiation, and overpressure preserving pores.” Within this framework, overpressure development, the presence of medium- to coarse-grained sandstones, and diagenetic facies characterized by moderate compaction and moderate cementation are identified as the main controlling factors for the formation of high-quality reservoirs in the deep Huangliu Formation in the Ledong area. This study provides a theoretical basis and practical guidance for deep natural gas exploration and development in the deep-water area of the South China Sea, highlighting the importance of integrating lithological, diagenetic, and overpressure controls to predict the distribution of high-quality reservoirs in similar geological settings.

Key words: Yinggehai Basin; Huangliu Formation; deep layer; high-quality reservoir; lithofacies; diagenesis; overpressure

Foundation: National Natural Science Foundation of China, No. U24B2016; Major Science and Technology Project of China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) During the 14th Five-Year Plan Under Contract, No. KJGG2021-0100

Corresponding author: WANG YanZhong, E-mail: wyzh@upc.edu.cn