

珠江口盆地珠一坳陷古近系砂岩储层 渗透率和埋深下限研究

张月霞,丁琳,周凤娟,李晓艳

中海石油(中国)有限公司深圳分公司

摘要 珠江口盆地珠一坳陷古近系砂岩埋深大,储层非均质性强,有效储层及其下限受构造位置、粒度、填隙物、埋深及地温等多种因素的影响。利用岩石薄片观察、扫描电镜分析,综合物性、地温、DST等资料,在古近系砂岩储层特征分析的基础上,通过与产能相关的平面径向流计算法得出有效储层的渗透率下限;并基于孔隙型碎屑岩储层物性随埋深的演化关系,系统研究不同粒度砂岩储层渗透率随埋深变化的规律,预测有效储层埋深下限特征。结果表明:①恩平组、文昌组岩石类型以长石石英砂岩、岩屑石英砂岩为主,储集空间以原生孔为主。②不同地区经济产能($40\text{ m}^3/\text{d}$)有效储层渗透率下限值不同:陆丰、西江地区约为 $5\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,惠州地区为 $10\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ 。③对于较纯净(泥质、胶结物含量均小于5%)的砂岩,粒度越粗,埋深下限越大。如LF2构造粗砂岩的中产渗透率下限($10\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$)对应的埋深比细砂岩深约500 m。④地温梯度越低,有效储层埋深下限越大。如地温梯度较低的两江地区粗砂岩的中产($100\text{ m}^3/\text{d}$)约束的储层埋深下限约为4 500 m,而地温梯度较高的陆丰和惠州地区约为4 300 m。⑤有效储层埋深下限还受到泥质含量的影响。泥质含量每升高5%,埋深下限变浅约300~500 m。

关键词 有效储层;产能;渗透率下限;埋深下限;古近系;珠一坳陷;珠江口盆地

中图分类号:TE122.2 文献标识码:A

0 前言

有效储层是指储集了烃类流体并在现有的工艺技术条件下可采出油气的物性下限以上的储层部分^[1],针对其岩矿特征及影响因素开展综合研究,有助于总结有效储层发育模式,为储层预测及有利勘探区确定提供支持。有效储层物性下限指储层能够成为有效储层应具有物性下限,通常用最小孔隙度和最小渗透率来度量^[2]。物性下限的确定有利于划分储层与非储层,是储层评价和储量评估的基础^[2-4]。有效储层的埋深直接关系到深部储层的勘探进程,是勘探开发决策的重要依据。前人对珠江口盆地珠一坳陷古近系碎屑岩储层的岩石学特征、物性、孔隙结构及成岩作用进行了研究,并尝试探寻优质储层的控制因素,发现泥质含量是影响储层物性的重要因素之一^[5-7]。国内学者曾借助物性测试数据、试油数据、岩心分析资料,利用经验统计法、分布函数法、试油法、测试法、束缚水饱和度法、

最小有效孔喉半径法、含油产状等手段以及核磁共振、核磁共振多次离心测试、显微荧光等技术来求取有效储层物性下限,这些研究大多具统计学特征^[8-15]。此外,前人也曾应用预测模型、测井孔隙度包络线、有效储层占砂岩厚度百分比和盆地模拟正演等方法对有效储层的埋深下限进行了预测^[1]。此类下限求取结果往往受资料丰富程度、样品代表性的影响较大,具有不确定性,而且大多缺少经济产能的约束^[2]。

珠江口盆地经历了始新世裂陷阶段、渐新世—中新世拗陷阶段,发育了“先陆后海”的沉积组合。珠一坳陷古近系发育了辫状河三角洲、扇三角洲、湖泊相、重力流等沉积类型,深部储层主要在始新统恩平组、文昌组发育,埋深普遍超过3 000 m,具有埋藏深、非均质性强的特点。前人^[16-19]针对惠州地区文昌组和陆丰地区古近系碎屑岩的岩矿特征及优质储层主控因素进行了研究,但由于资料有限,未对西江地区与这些地区进行对比分析。文艺^[16]

收稿日期:2021-11-18;改回日期:2022-10-20;网络出版日期:2023-08-04

本文受中国海洋石油集团有限公司“十四五”重大科技项目“海上深层/超深层油气勘探技术”(编号:KJGG2022-0403)资助

第一作者:张月霞,硕士,工程师,主要从事储层地质研究。通信地址:518067广东省深圳市南山区后海滨路中海油大厦A座;E-mail: zhangyx86@cnooc.com.cn

曾对陆丰凹陷文昌组砂岩的渗透率下限进行分析,并开展储层分类及储集性能评价,但没有关注有效储层的纵向分布特征。针对珠一坳陷古近系有效储层主控因素及下限特征,目前尚未开展系统的研究,无法完全满足海上油气勘探的需求。

本文利用岩心/井壁取心资料、铸体薄片及孔渗数据等资料,系统分析恩平组、文昌组储层微观特征及有效储层影响因素,在此基础上根据产能资料探索了经济产能约束下的有效储层渗透率下限,并研究了珠一坳陷古近系经济有效储层的埋深分布范围,研究成果可为有效储层纵向预测提供参考。

1 研究思路及方法

本次研究收集整理了西江主洼、惠州凹陷及陆丰凹陷(图1)约70口钻井的孔渗数据、铸体薄片、岩心/井壁取心资料、地温等资料,系统分析恩平组、文昌组储层微观特征及有效储层影响因素。

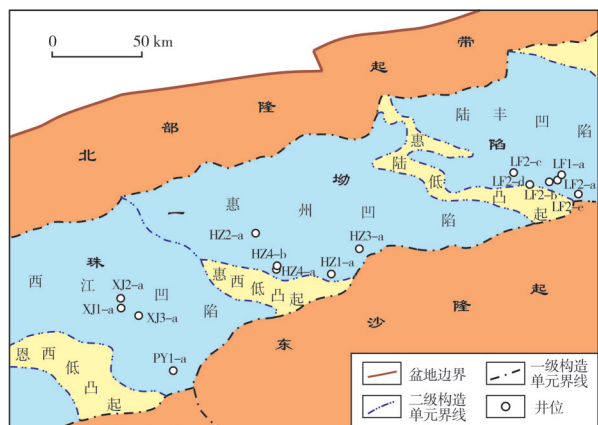


图1 珠一坳陷构造单元及重点井位分布图

Fig.1 Structural units and major well distribution in Zhu I Depression

在储层微观分析的基础上,调研了多种储层下限计算方法,优选出与产能相关的平面径向流算法^[20-21];以单层试油气结果和试井分析成果为基础,综合利用产能、流体性质、测试泄油半径、油层厚度、压差等资料,计算地层渗透率下限值;再利用覆压物性拟合公式,计算出地面渗透率,从而得出与产能相关的渗透率下限值。

结合计算得出的渗透率下限值,定义经济产能 $40\text{ m}^3/\text{d}$ 约束的有效储层的渗透率下限为:惠州地区 $10\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ 、其他区域 $5\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ 。结合储层微观研究,筛除实测物性数据中含裂缝、低孔高渗的伪物性点,选取泥质含量低、胶结物少、分选较好的纯

净砂岩,得到不同凹陷不同粒径砂岩储层物性与埋深演化的关系式,代入物性下限值,可得到有效储层的最大埋深。

该方法得到的是纯净砂岩有效储层埋深下限,而实际地层条件下的储层物性受岩石成分、填隙物含量、分选、磨圆等因素影响,埋深下限应更小。前人研究发现,随着泥质杂基含量的增加,砂岩储层的孔隙度和渗透率呈下降趋势,特别是渗透率显著降低^[19]。因此,本文引入泥质含量参数定量表征微相与水动力因素的影响程度,得到不同泥质含量砂岩有效储层的埋深下限分布规律。

2 储层特征及有效储层影响因素

2.1 储层岩矿及物性特征

岩石薄片鉴定表明:珠一坳陷古近系恩平组、文昌组岩石类型以长石石英砂岩、岩屑石英砂岩为主,其次为岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩(图2)。砂岩成分成熟度中等,其中陆丰地区、西江地区相对较高,惠州地区长石含量较高,成分成熟度相对较低。碎屑岩粒级分布较广,且有一定比例的不等粒砂岩,其中,恩平组以中砂岩及粗砂岩为主,文昌组粒度较粗,粒径可达砾级。古近系储层填隙物含量整体不高,平均为9.5%,填隙物类型以泥杂基、凝灰质、自生黏土及碳酸盐为主。

通过对不同地区储层的储集空间进行分析,发现恩平组、文昌组具有复合孔隙类型的特征,既有原生孔隙,也有次生孔隙,原生孔的比例随埋深增加而降低。陆丰地区、西江地区古近系储层孔隙类型以原生孔隙为主,孔隙连通性好^[18],具大孔中喉的特征。而惠州地区的古近系储层除了原生孔隙,也有较高比例的溶蚀孔及高岭石晶间孔(图3)。由长石、岩屑等易溶组分溶蚀形成的次生孔隙,大多具有溶蚀残余,或形成新的自生矿物如高岭石堆积在孔隙中,在一定程度上增加了孔隙度,但是孔隙结构较差,孔隙连通性不好。

珠一坳陷古近系的物性特征分析(图4)表明:恩平组以特低一中孔、低一中渗储层为主,孔隙度为0.9%~27.6%,多分布在5.7%~18.3%之间,平均孔隙度为12.4%;渗透率多分布在 $(0.1\sim 252.1)\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ 之间,最大渗透率可达 $5\,011\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,平均渗透率约为 $136\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ 。文昌组主要发育特低—低孔、超低—低渗储层,孔隙度为0.1%~27.9%,多分布在

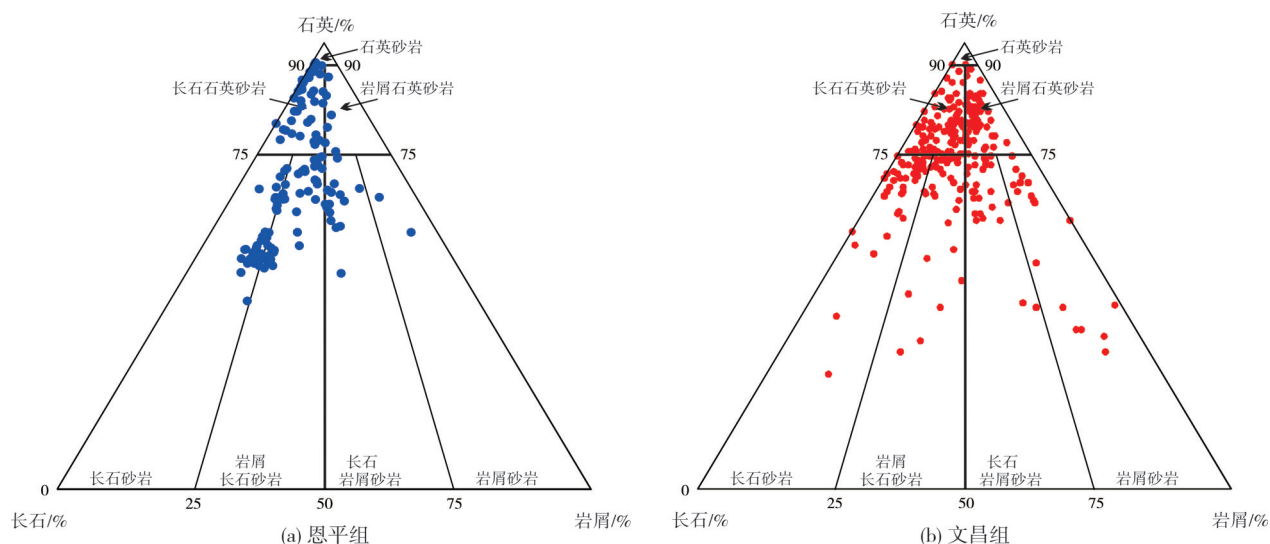


图2 珠一坳陷文昌组和恩平组砂岩成分分类

Fig. 2 Classification of sandstone composition of Wenchang Formation and Enping Formation in Zhu I Depression

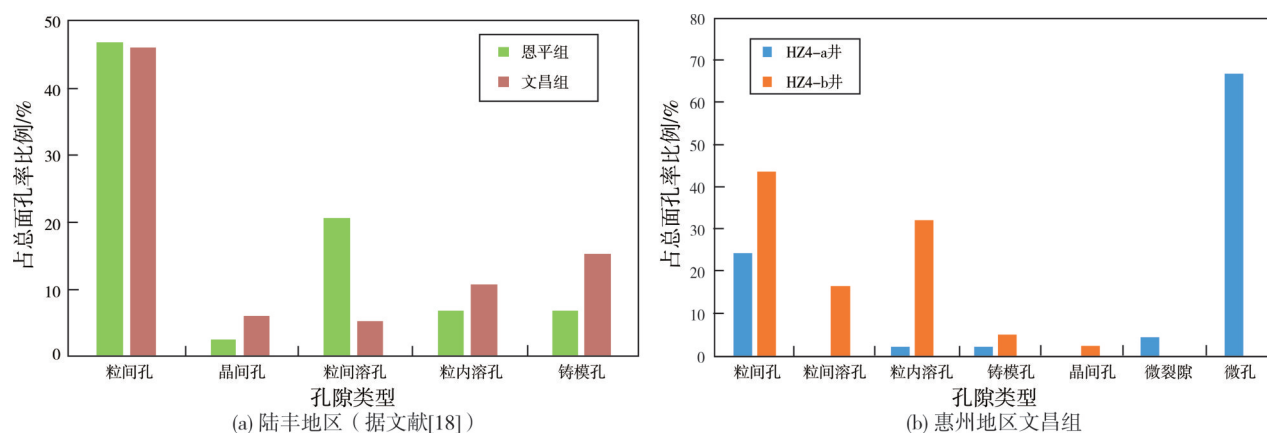


图3 珠一坳陷古近系砂岩不同孔隙类型面孔率占比直方图

Fig. 3 Plane porosity ratio histograms of different types of pores of Paleogene sandstone in Zhu I Depression

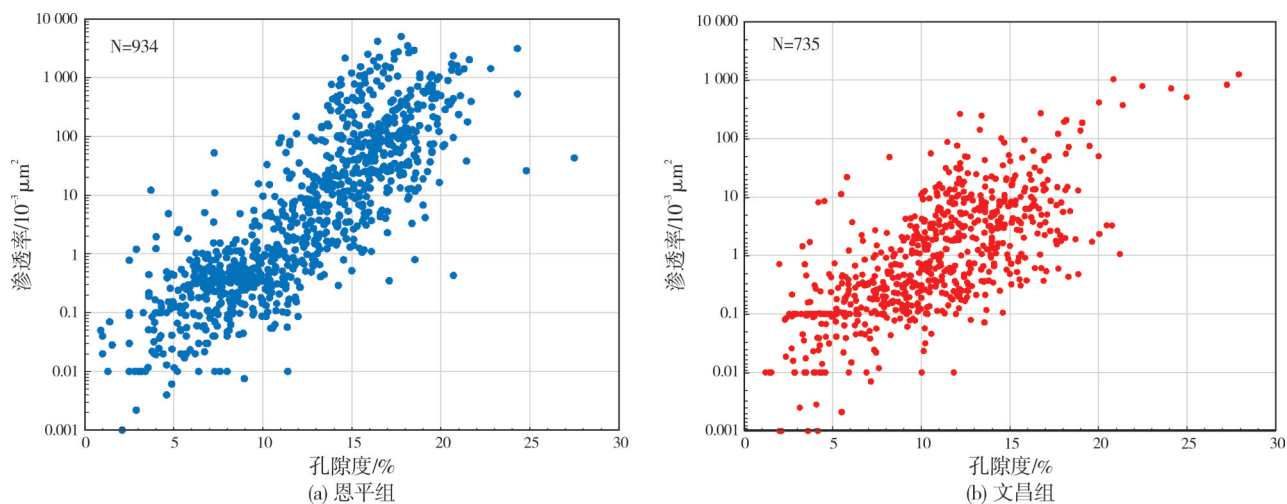


图4 珠一坳陷恩平组、文昌组砂岩孔隙度与渗透率交会图

Fig. 4 Crossplots of porosity and permeability of sandstones of Wenchang Formation and Enping Formation in Zhu I Depression

3.5%~17.1%之间,平均孔隙度为10.7%;渗透率多分布在 $(0.1\sim 28.1)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间,平均渗透率约为 $16.9\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

珠一坳陷古近系储层孔隙度、渗透率数值分布区间较大,整体上均具有随埋深增加而减小的趋势(图5)。

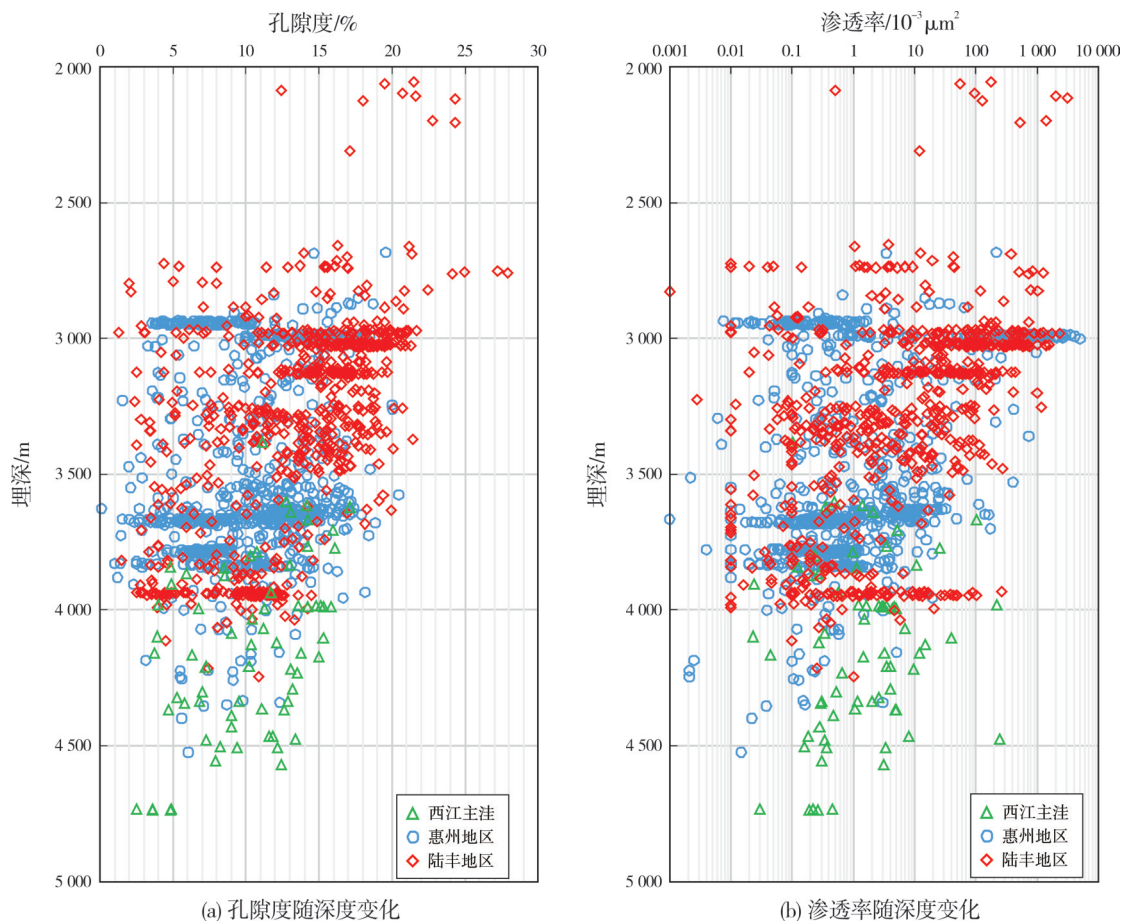


图5 珠一坳陷古近系砂岩孔隙度、渗透率与埋深关系图

Fig. 5 Relationship of porosity and permeability of Paleogene sandstone with depth in Zhu I Depression

2.2 有效储层影响因素

有效储层不仅受烃类流体性质和工艺技术影响,还受储层性质约束。碎屑岩储层的储集性能通常受沉积作用、成岩作用及构造等多因素综合控制。沉积环境水动力的强弱不仅影响砂体展布特征,还能影响砂泥比例,在微观上影响砂岩的岩石成分及结构,从而决定了储层的初始物性条件。发育在辫状河三角洲主河道的砂体粒度较粗、填隙物含量低,抗压实能力强,物性相对较好。压实、胶结等破坏性成岩作用具减孔效应,使储层物性变差;溶蚀作用则能增加一定的孔隙度。古近系储层成岩作用强弱受埋深及地温影响明显,埋深大、地温高的碎屑岩储层成岩作用更强,成岩演

化也更快,通常物性更差。

对珠一坳陷不同地区储层的物性特征进行分析,发现有效储层影响因素复杂,受到沉积微相、水动力、粒度、填隙物含量、埋深、地温等多种因素影响。同一构造内部不同沉积微相的物性不同,河道、河口坝微相砂岩物性最好(图6);而在同一微相的内部,砂岩物性也存在差异。通常物性较好的砂岩($K>10\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)测井曲线多呈箱状,厚度较大,粒度粗,分选较好,如LF1-a井3772m处的中—粗砂岩(图7);物性较差的砂岩($K<1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)测井曲线多呈齿状,厚度小且多与泥岩互层,粒度细,分选一般,如LF1-a井4306m处的含泥中—细砂岩(图7)。厚层砂岩、箱状测井曲线通常意味着较强的水动力条件、较低的泥质含量。水动力较

强、泥质含量低的砂岩储层,物性相对较好(图8),更容易成为有效储层。随着埋深增加,上覆地层压力不断增加,沉积物被压实,孔隙不断被破坏,储层物性变差。对不同地温梯度下储层的特征响应进行对比研究发现:相同埋深范围内,在低地温

背景下,砂岩的压实速率、矿物转化、成岩演化程度均较低,这使得储层孔渗得以较好保存,表现出更好的物性^[22]。如XJ1-a井附近地温梯度仅为2.7℃/100 m,粗砂岩在埋深4 100 m时的渗透率仍可达 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

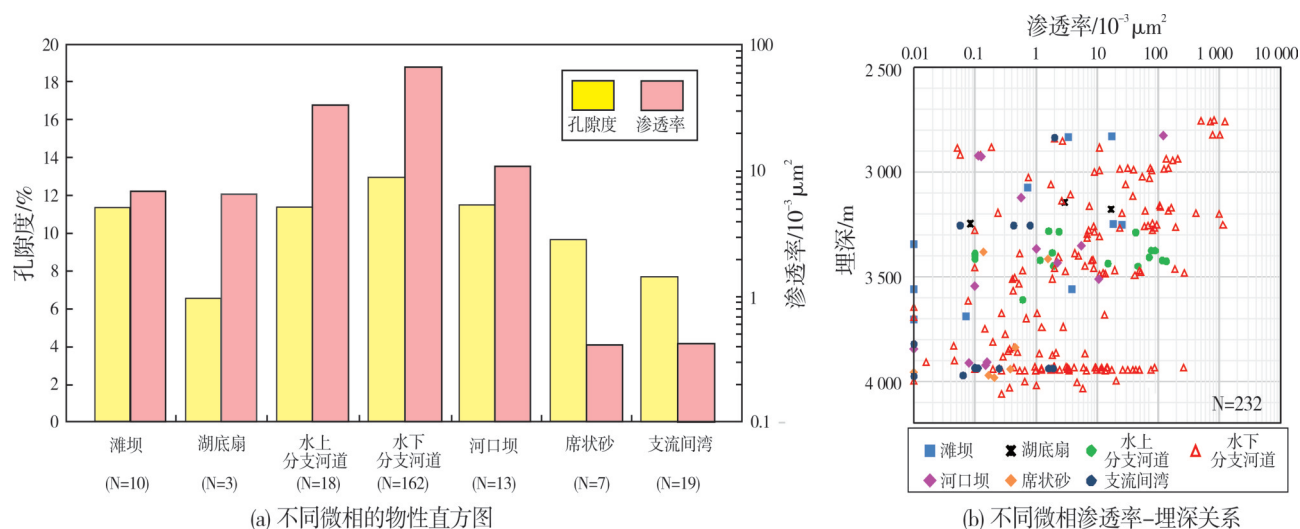


图6 陆丰地区古近系不同沉积微相储层物性特征

Fig. 6 Physical properties of sandstone of different sedimentary microfacies in Lufeng area

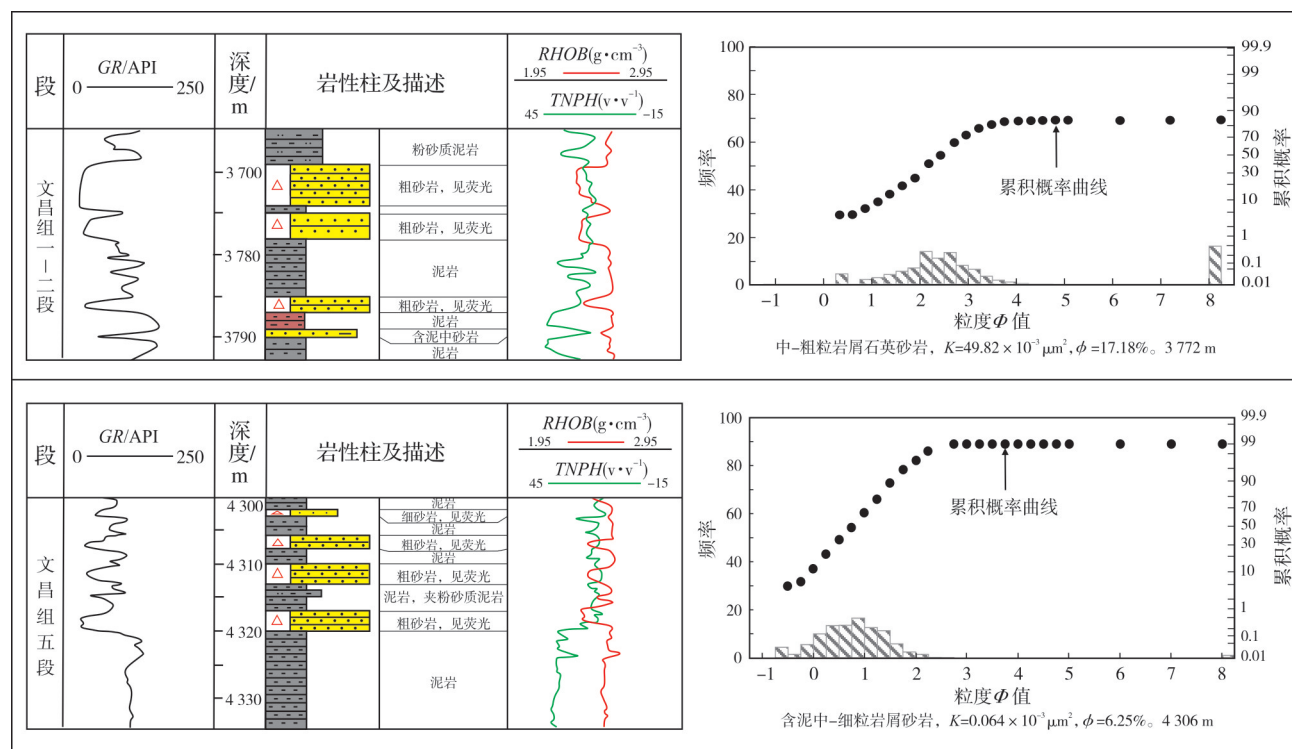


图7 陆丰地区文昌组水下分支河道不同水动力条件的砂岩储层特征(LF1-a井)

Fig. 7 Characteristics of sandstone reservoirs under different hydrodynamic conditions in delta underwater branch channel of Wenchang Formation in Lufeng area (Well LF1-a)

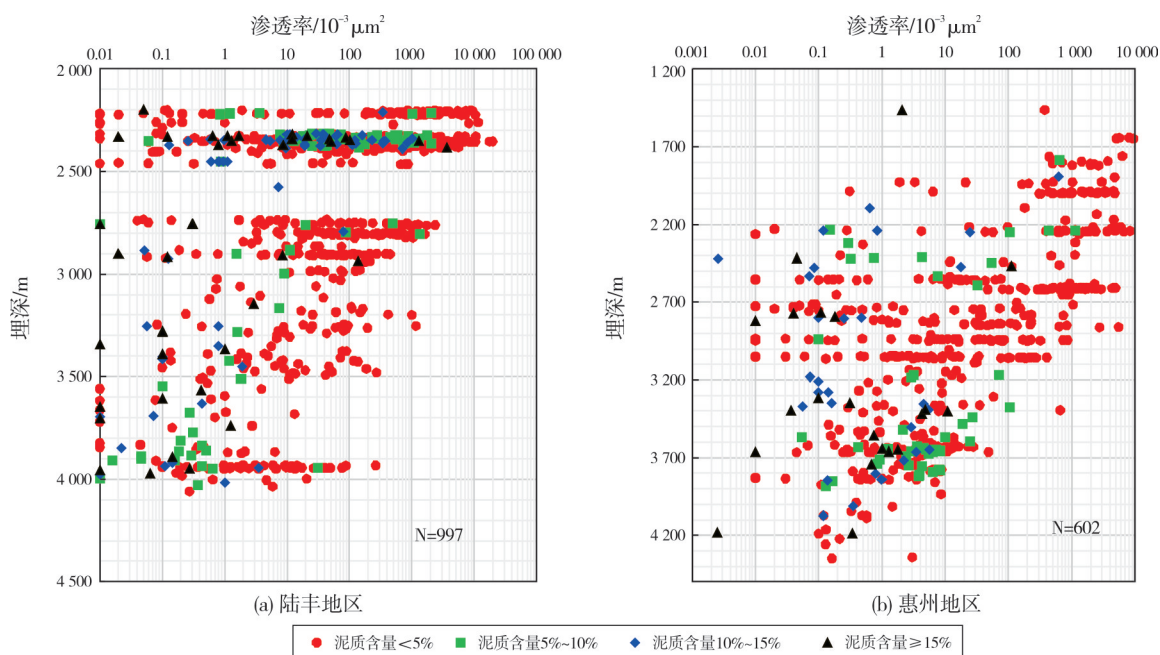


图8 珠一坳陷古近系不同泥质含量砂岩渗透率与埋深关系图

Fig. 8 Relationship between permeability of Paleogene sandstones with different clay content and burial depth in Zhu I Depression

3 砂岩储层下限特征

3.1 经济产能约束的渗透率下限

由低渗储层产能方程式(1)^[20-21],推导得到公式(2):

$$q = K \times 2\pi h \Delta P / \left[\mu \times B \times \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right] \quad (1)$$

$$K = q \times B \times \mu \times \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) / (2\pi h \Delta P) \quad (2)$$

式中: q 为产能, m^3/d ; K 为地层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; h 为储层厚度, m ; ΔP 为生产压差, MPa ; μ 为流体黏度(原油, $\text{mPa} \cdot \text{s}$); B 为地层流体体积系数; r_e 泄油半径, m ; r_w 油井半径, m 。

利用资料相对丰富的西江、陆丰以及惠州地区文昌组储层数据(表1),根据储量计算标准,选取4个测试产能值(储量起算最低值 $25 \text{ m}^3/\text{d}$,经济产能 $40 \text{ m}^3/\text{d}$,中产 $100 \text{ m}^3/\text{d}$,高产 $160 \text{ m}^3/\text{d}$)计算对应的渗透率下限;再利用覆压物性拟合公式,计算出对应的地面渗透率。

计算结果表明(图9):①文昌组产能具经济性($40 \text{ m}^3/\text{d}$)对应的渗透率下限值,陆丰地区和西江地区较接近,约为 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;惠州地区较高,约为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。②文昌组中产($100 \text{ m}^3/\text{d}$)对应的

渗透率下限值,陆丰地区和西江地区较接近,约为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;惠州地区较高,约为 $30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。③文昌组高产($160 \text{ m}^3/\text{d}$)对应的渗透率下限值,陆丰地区和西江地区较接近,约为 $20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;惠州地区较高,约为 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

表1 珠一坳陷文昌组孔隙类型与流体性质

Table 1 Pore types and fluid properties of Wenchang Formation in Zhu I Depression

地区	孔隙类型	孔隙结构	黏度平均值/ ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	体积系数 平均值
陆丰地区	原生孔隙为主	大孔中喉	0.73	1.23
西江地区	原生孔隙为主	大孔中喉	0.57	1.32
惠州地区	原生孔隙+次生 孔隙	中孔细喉	1.12	1.52

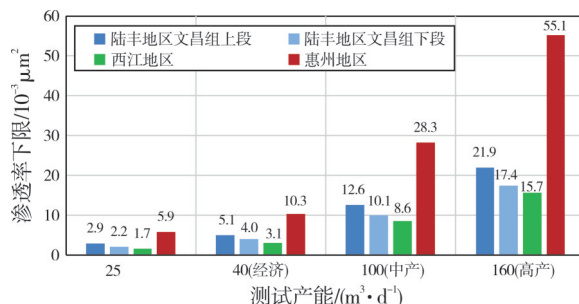


图9 珠一坳陷文昌组与产能相关的渗透率下限分布直方图

Fig. 9 Permeability limits histogram of productivity-related effective reservoirs of Wenchang Formation in Zhu I Depression

3.2 不同粒度储层埋深下限

考虑到物源、原始沉积条件及地温梯度对砂岩物性演化的影响^[23-24],选取低泥质含量(<5%)、低胶结物含量(<5%)的较纯净的砂岩,通过对研究区不同地温梯度、不同构造带、不同粒度的纯净砂岩

储层实测渗透率与埋深关系的统计,根据储层物性纵向演化规律,分别得到经济产能约束的渗透率下限(惠州地区为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,陆丰、西江地区为 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)对应的埋深,最终得到与经济性挂钩的有效储层埋深下限序列(图10,表2)。同理,分别计算得到中产、高产对应的储层下限(表2)。

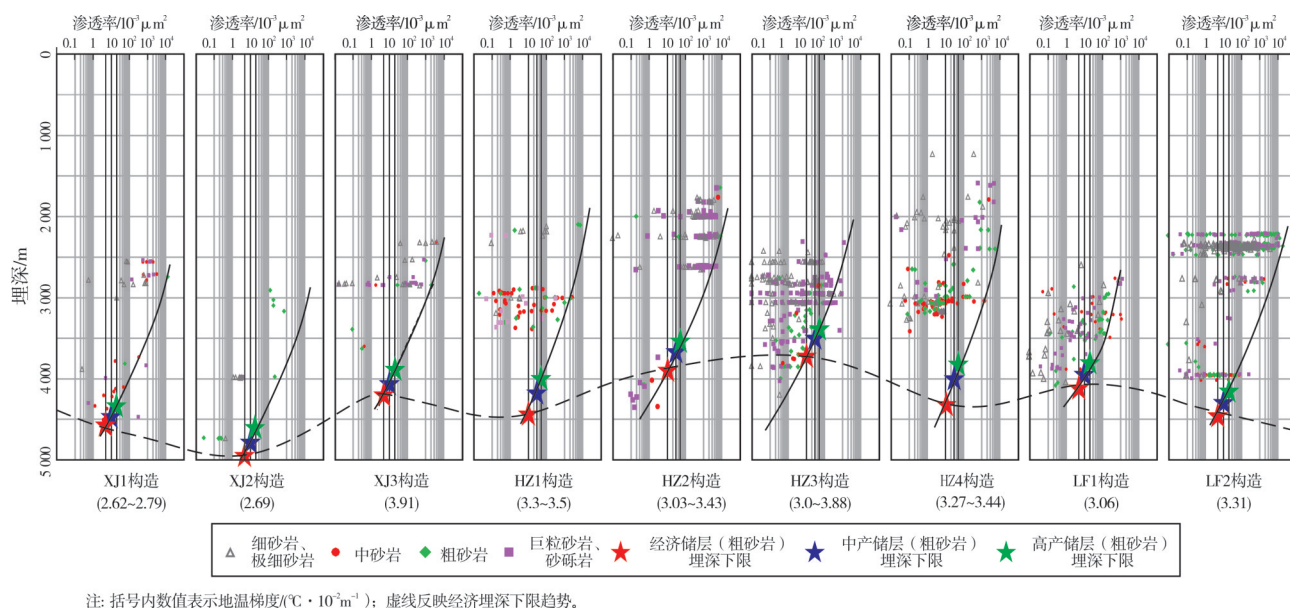


图10 珠一坳陷古近系粗砂岩储层埋深下限

Fig. 10 Lower limits of burial depth of the Paleogene coarse sandstone reservoirs in Zhu I Depression

不同粒度砂岩储层的埋深下限不同。随着粒度变粗,埋深下限变大。粒度达到中粗粒,即使埋深大于4000 m时,物性还相当好,意味着有效储层埋深下限变大。如XJ1-a井附近,砂砾岩的中产约束的渗透率下限($10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)对应的埋深下限约为5000 m(表2),即在埋深5000 m仍可达到中产。

不同凹陷古近系储层埋深下限差异明显:西江地区有效储层埋深下限最大,其次为陆丰和惠州地区。西江地区XJ1-a井粗砂岩的中产对应的最大埋深约为4500 m,而陆丰地区LF2-a井附近粗砂岩的中产对应的最大埋深约为4300 m(表2),这与前者地温梯度相对较低有关。此外,在同一凹陷不同构造带之间,埋深下限也有差异。西江地区不同构造带之间粗砂岩中产对应的埋深下限差异可达800 m,惠州地区的差异也达600 m,而陆丰地区两个构造带之间粗砂岩中产对应的埋深下限差异略小,为410 m(表2)。

3.3 近真实地层条件下有效储层埋深下限

除了泥质含量低于5%的纯净砂岩,实际地层中还存在泥质含量高、分选不好或者胶结物含量多的砂岩,此类砂岩的有效储层埋深下限,比理想状态下的纯净砂岩要小。随着泥质杂基含量的增加,砂岩储层的渗透率显著降低(图8),故选取泥质含量作为定量表征微相与水动力的参数进行研究。受钻井资料限制,选择古近系资料较为丰富的陆丰、惠州地区作为研究区,得到泥质含量5%~10%、10%~15%、≥15%的砂岩分别对应的(经济产能)有效储层埋深下限(图11)。

研究发现,不同泥质含量砂岩有效储层的埋深下限变化趋势相似:泥质含量每增加5%,埋深下限变小300~500 m。陆丰地区泥质含量为5%~10%的砂岩储层,有效储层渗透率下限 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 对应的埋深下限范围为3700~4400 m,而纯净的

表2 珠一坳陷古近系不同粒度储层埋深下限
Table 2 Lower limits of burial depth of Paleogene reservoirs with different grain sizes in Zhu I Depression

地区	代表井	地温梯度/ (℃/100m)	产能约束的渗透率下限		埋深下限/m			
			产能分类	渗透率下限/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	细砂岩	中砂岩	粗砂岩	砂砾岩
西江主洼地区	XJ1-a井 XJ1-b井	2.62~2.79	经济	5			4 650	5 270
			中产	10			4 500	5 120
			高产	20			4 350	4 970
	XJ2-a井	2.69	经济	5	3 630		5 000	5 150
			中产	10	3 480		4 850	5 000
			高产	20	3 330		4 700	4 850
	XJ3-a井 XJ3-b井	3.91	经济	5		3 850	4 250	
			中产	10		3 650	4 050	
			高产	20		3 450	3 850	
惠州地区	HZ1-a井	3.30~3.50	经济	10	2 750	3 800	4 400	
			中产	30	2 500	3 550	4 150	
			高产	50	2 350	3 400	4 000	
	HZ2-a井	3.03~3.43	经济	10			3 895	4 100
			中产	30			3 650	3 445
			高产	50			3 550	3 740
	HZ3-a井	3.00~3.88	经济	10	3 500		3 750	4 100
			中产	30	3 300		3 550	3 900
			高产	50	3 150		3 400	3 750
	HZ4-a井 HZ4-b井	3.27~3.44	经济	10	3 730	4 000	4 300	4 730
			中产	30	3 350	3 620	3 920	4 350
			高产	50	3 250	3 500	3 820	4 250
陆丰地区	LF1-a井	3.06	经济	5		3 705	4 060	4 300
			中产	10		3 535	3 890	4 130
			高产	20		3 365	3 720	3 960
	LF2-a井	3.31	经济	5	3 800	4 300	4 450	4 850
			中产	10	3 650	4 150	4 300	4 700
			高产	20	3 500	4 000	4 150	4 550

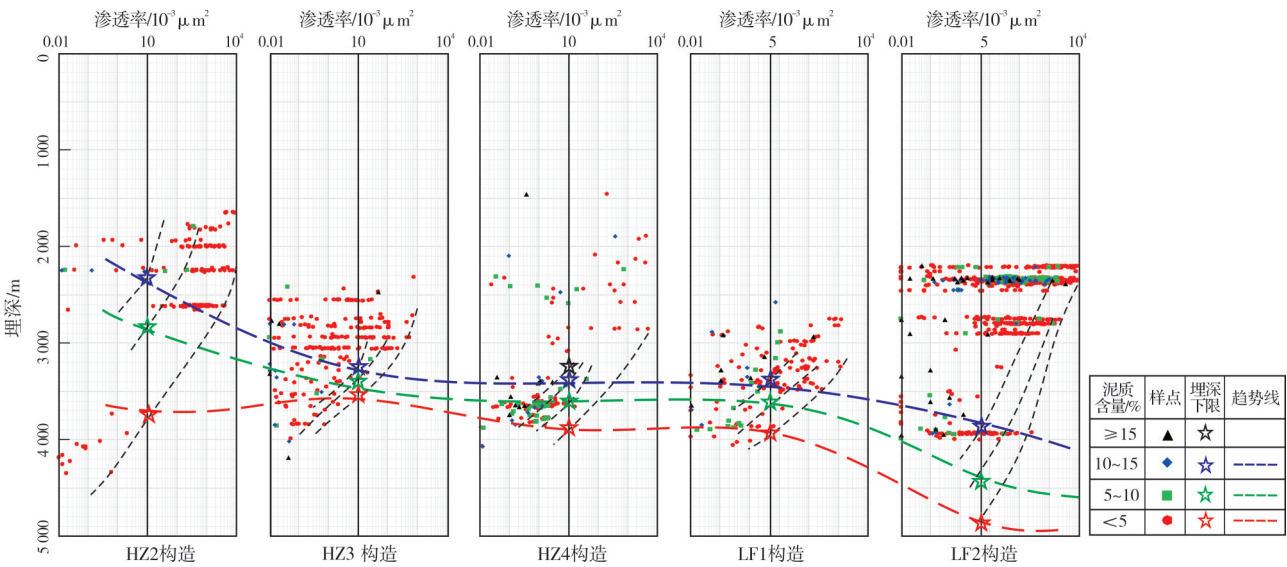


图11 珠一坳陷不同泥质含量砂岩的有效储层埋深下限图
Fig. 11 Lower limits of burial depth of reservoirs with different clay contents in Zhu I Depression

粗砂岩(泥质含量<5%)对应的埋深下限范围为3 950~4 850 m(图 11,LF1、LF2构造)。惠州地区泥质含量为5%~10%的砂岩储层,有效储层渗透率下限 $10\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 对应的埋深下限范围为2 850~3 650 m,而纯净的粗砂岩对应的埋深下限范围为3 600~3 900 m(图 11,HZ2、HZ3、HZ4构造)。不同泥质含量砂岩有效储层埋深下限的变化特征显示,在进行深层古近系勘探时,需要关注结构成熟度高、泥质含量

低的砂岩储层。

4 有效储层下限检验

由于计算方法本身、资料丰富程度、资料品质的差异性和样品代表性等问题,在不同钻井应用以上方法进行有效储层下限预测的可靠程度以及预测结果有差异。对陆丰地区已有的下限数据进行验证,检验结果如表3、表4所示。

表3 陆丰地区有效储层渗透率下限值检验效果表
Table 3 Check results of permeability lower limits of effective reservoirs in Lufeng area

井号	层位	测试段井深/m	测试产能分类	实测物性		渗透率下限		检验结果
				孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	产能分类	下限/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	
LF2-c井	恩平组	3 457~3 470	中产	18.90	34.6	中产 高产	18 29	有误差
	文昌组	3 836.5~3 854.0	不具经济性	15.60	0.06	经济	4	正确
LF2-d井	文昌组	3 381.8~3 395.7	不具经济性	11.72	1.09	经济	5.8	正确
		3 406.1~3 447.0						
LF2-e井	文昌组	3 645.79~3 657.79	不具经济性	10.48	1.56	经济	5.1	正确

表4 陆丰地区有效储层埋深下限检验效果表
Table 4 Check results of lower limits of burial depth of effective reservoirs in Lufeng area

井号	埋深/m	岩性	实测物性		纯净砂岩储层埋深下限			检验结果
			孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	岩性	产能 分类	埋深下 限/m	
LF2-b井	3 607	中砂岩	16.32	61.46	中砂岩	高产	4 000	正确
LF2-c井	3 303~3 316	中砂岩	18.90	34.6	中砂岩 中砂岩	中产 高产	4 150 4 000	正确
	3 682.5~3 700	细砂岩	15.60	0.06	细砂岩	中产	3 650	正确
LF2-d井	约 3 400	含砾粗砂岩-巨粒砂岩	11.72	1.09	粗砂岩 砂砾岩	中产 中产	4 300 4 700	有误差
LF2-e井	约 3 500	以中砂岩为主	10.48	1.56	中砂岩	高产	4 000	有误差

对试油结论不同的3口钻井的4个测试段进行与产能相关的渗透率下限值验证(表3)。其中,仅1个测试段储层渗透率超过了渗透率下限值但未达到相应产能,误差约8%。这一方面证明了该储层渗透率下限研究方法具有一定准确性和适用性,能为油气勘探开发提供相对可靠的地质数据;另一方面说明产能影响因素较多,储层物性只是其中之一。另外,随着油气勘探开发的不断深入、试油工艺调整、开发效益变化,经济性产能门槛在不断变化,有必要基于实际情况及时更新有效储层渗透率下限。

对3口钻井古近系有实测物性的4个深度段有效储层埋深下限进行验证(表4)。部分样品虽然浅

于有效储层埋深下限,但因含凝灰质或分选较差等原因,储集物性较差,未达到相应渗透率。在钻井资料越多、钻遇储层物性越好的区域,埋深下限预测效果越好。在勘探初期实际资料较少的情况下,该研究方法确定的埋深下限可作为资源评价和勘探部署的参考依据。

5 结 论

(1)珠一坳陷古近系恩平组、文昌组岩石类型以长石石英砂岩、岩屑石英砂岩为主,其次为岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩。砂岩孔隙主要由原生孔和次生孔构成。文昌组发育特低—低孔、超低—低渗储层,平均孔隙度为10.7%,平均渗透率

约为 $16.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 恩平组以特低—中孔、低—中渗储层为主, 平均孔隙度为 12.4%, 平均渗透率约为 $136 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。不同地区的砂岩储层物性随埋深变化的趋势不同。

(2) 受孔隙类型、孔隙结构、原油黏度和体积系数等因素影响, 珠一坳陷不同地区经济产能 ($40 \text{ m}^3/\text{d}$) 约束的古近系有效储层的渗透率下限有差异: 惠州地区为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 其他区域为 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

(3) 不同地区砂岩储层埋深下限不同, 具体表现为: ① 粒度越粗, 埋深下限越大。如 LF2 构造粗砂岩的中产渗透率下限 ($10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) 对应的埋深比细砂岩深约 500 m。② 地温梯度越低, 有效储层埋深下限越大。XJ1 构造附近因地温梯度整体较低, 粗砂岩的中产 ($100 \text{ m}^3/\text{d}$) 渗透率下限 ($10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) 对应的最大埋深可达 4 500 m; 而地温梯度较高的 LF2-a 井附近粗砂岩的中产渗透率下限对应的最大埋深约为 4 300 m。③ 有效储层埋深下限还受到泥质含量的影响: 随着泥质含量升高, 埋深下限变小, 泥质含量每增加 5%, 埋深下限变浅约 300~500 m。

参考文献

- [1] 王波, 张荣虎, 任康绪, 等. 库车坳陷大北—克拉苏深层构造带有效储层埋深下限预测[J]. 石油学报, 2011, 32(2): 212–218.
WANG Bo, ZHANG Ronghu, REN Kangxu, et al. Prediction of the lower limit of burial depth for effective reservoirs in the Dabai-Kelasu deep structural belt of Kuqa Depression[J]. Acta petrolei sinica, 2011, 32(2): 212–218.
- [2] 王艳忠, 操应长, 宋国奇, 等. 试油资料在渤南洼陷深部碎屑岩有效储层评价中的应用[J]. 石油学报, 2008, 29(5): 701–706, 710.
WANG Yanzhong, CAO Yingchang, SONG Guoqi, et al. Application of production test data to evaluation of the effective reservoir in deep clastic of Bonan Sag[J]. Acta petrolei sinica, 2008, 29(5): 701–706, 710.
- [3] 郭睿. 储集层物性下限值确定方法及其补充[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(5): 140–144.
GUO Rui. Supplement to determining method of cut-off value of net pay[J]. Petroleum exploration and development, 2004, 31(5): 140–144.
- [4] 张世铭, 王建功, 张永庶, 等. 柴达木盆地西部地区下干柴沟组湖相白云岩晶间孔型储层物性下限的确定[J]. 石油学报, 2021, 42(1): 45–55, 118.
ZHANG Shiming, WANG Jianguo, ZHANG Yongshu, et al. Determination of petrophysical property cutoffs of lacustrine dolomite intercrystalline pore reservoir in the Xiaganchaigou Formation, western Qaidam Basin[J]. Acta petrolei sinica, 2021, 42(1): 45–55, 118.
- [5] 龙更生, 施和生, 郑荣才, 等. 珠江口盆地惠州凹陷深部古近系储层特征及发育控制因素[J]. 海相油气地质, 2011, 16(3): 71–78.
LONG Gengsheng, SHI Hesheng, ZHENG Rongcai, et al. Characteristics and development controlling factors of Paleogene deep reservoirs in Huizhou Depression, Pearl River Mouth Basin[J]. Marine origin petroleum geology, 2011, 16(3): 71–78.
- [6] 吕正祥, 文艺, 赵福, 等. 珠一坳陷陆丰地区文昌组成岩作用特征及孔隙发育成因[J]. 特种油气藏, 2019, 26(3): 18–23.
LÜ Zhengxiang, WEN Yi, ZHAO Fu, et al. Diagenesis and pore genesis of Wenchang Formation in Lufeng of Zhuyi Depression[J]. Special oil & gas reservoirs, 2019, 26(3): 18–23.
- [7] 李晓艳, 陈淑慧, 张丽. 珠江口盆地惠州凹陷西部地区古近系储层成岩作用及其控制因素[C]//2015年全国沉积学大会沉积学与非常规资源论文摘要集. 武汉: 长江大学地球科学学院, 2015: 346–347.
LI Xiaoyan, CHEN Shuhui, ZHANG Li. Diagenesis and controlling factors of Paleogene reservoir in western Huizhou Sag, Pearl River Mouth Basin[C]//Abstract collection of papers on sedimentology and unconventional resources from National Sedimentological Congress in 2015. Wuhan: Yangtze University, School of Geosciences, 2015: 346–347.
- [8] 孟蕾. 莫西庄油田三工河组二段砂岩储集层物性下限[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(5): 557–564.
MENG Lei. Lower limits of physical properties of sandstone reservoirs in the second member of Sangonghe Formation in Moxizhuang Oilfield[J]. Xinjiang petroleum geology, 2020, 41(5): 557–564.
- [9] 路智勇, 韩学辉, 张欣, 等. 储层物性下限确定方法的研究现状与展望[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(5): 32–42.
LU Zhiyong, HAN Xuehui, ZHANG Xin, et al. Research status and outlook for methods of determining petrophysical property cutoffs[J]. Journal of China University of Petroleum (edition of natural science), 2016, 40(5): 32–42.
- [10] 万念明, 操应长, 郑丽婧, 等. 滨南—利津地区沙四段有效储层物性下限研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2011, 30(6): 50–56.
WAN Nianming, CAO Yingchang, ZHENG Lijing, et al. Lower limit studies of the physical properties for the effective reservoirs in Sha No.4 member of Binnan-Lijin area[J]. Petroleum geology & oilfield development in Daqing, 2011, 30(6): 50–56.

- [11] 魏小微, 谢继容, 唐大海, 等. 低孔渗砂岩储层基质物性下限确定方法研究: 以川中LA构造沙一段油藏为例[J]. 天然气工业, 2005, 25(增刊1): 28-31.
WEI Xiaowei, XIE Jirong, TANG Dahai, et al. Methods of determining the matrix petrophysical cutoffs of low porosity and low permeability sandstone reservoir: taking the J₂^{s1} oil reservoir in LA field in central Sichuan as an example[J]. Natural gas industry, 2005, 25(S1): 28-31.
- [12] 操应长, 张会娜, 蒯克来, 等. 饶阳凹陷南部古近系中深层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(6): 1567-1579.
CAO Yingchang, ZHANG Huina, XI Kelai, et al. Petrophysical parameter cutoff and controlling factors of medium-deep effective reservoirs of Palaeogene in southern Raoyang Sag [J]. Journal of Jilin University (earth science edition), 2015, 45(6): 1567-1579.
- [13] 时宇, 杨正明, 黄延章. 储层流动孔喉下限研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(6): 41-44.
SHI Yu, YANG Zhengming, HUANG Yanzhang. The study of cut-off pore-throat in reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (science & technology edition), 2009, 31(6): 41-44.
- [14] 焦翠华, 夏冬冬, 王军, 等. 特低渗砂岩储层物性下限确定方法: 以永进油田西山窑组储集层为例[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(3): 379-383.
JIAO Cuihua, XIA Dongdong, WANG Jun, et al. Methods for determining the petrophysical property cutoffs of extra-low porosity and permeability sandstone reservoirs: an example from the Xishanyao Formation reservoirs in Yongjin Oilfield [J]. Oil & gas geology, 2009, 30(3): 379-383.
- [15] 郭瑞超, 王浩, 蒲娅琳, 等. 显微荧光确定砂岩含气性与物性下限探讨: 以蜀南地区须家河组为例[J]. 石油地质与工程, 2020, 34(5): 34-38, 43.
GUO Ruichao, WANG Hao, PU Yalin, et al. Determination of gas bearing property and lower limit of physical property of sandstone by microscopy fluorescence: by taking Xujiahe Formation in Shunan area as an example[J]. Petroleum geology and engineering, 2020, 34(5): 34-38, 43.
- [16] 文艺. 陆丰凹陷文昌组砂岩有利储层成因[D]. 成都: 成都理工大学, 2020.
WEN Yi. Favorable reservoir genesis of sandstone in Wenchang Formation of Lufeng Sag [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2020.
- [17] 张丽, 陈淑慧. 珠江口盆地东部地区不同地温梯度下储层特征响应关系[J]. 中国海上油气, 2017, 29(1): 29-38.
ZHANG Li, CHEN Shuhui. Reservoir property response relationship under different geothermal gradients in the eastern area of the Pearl River Mouth Basin [J]. China offshore oil and gas, 2017, 29(1): 29-38.
- [18] 朱筱敏, 葛家旺, 吴陈冰洁, 等. 珠江口盆地陆丰凹陷深层砂岩储层特征及主控因素[J]. 石油学报, 2019, 40(增刊1): 69-80.
ZHU Xiaomin, GE Jiawang, WU Chenbingjie, et al. Reservoir characteristics and main controlling factors of deep sandstone in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin [J]. Acta petrolei sinica, 2019, 40(S1): 69-80.
- [19] 丁琳, 李晓艳, 周凤娟, 等. 珠江口盆地珠一坳陷古近系优质储层差异发育特征及主控因素: 以陆丰地区和惠州地区文昌组为例[J]. 岩石矿物学杂志, 2022, 41(1): 75-86.
DING Lin, LI Xiaoyan, ZHOU Fengjuan, et al. Differential development characteristics and main controlling factors of the Paleogene high-quality reservoirs from the Zhu I Depression in the Pearl River Mouth Basin: a case on Wenchang Formation at Lufeng area and Huizhou area [J]. Acta petrologica et mineralogica, 2022, 41(1): 75-86.
- [20] 黄金全, 李健. 可动储量物性下限的确定方法: CN201910004031.7[P]. 2019-03-19.
HUANG Jinqian, LI Jian. Methods for determining the lower limit of physical properties of movable reserves: CN201910004031.7[P]. 2019-03-19.
- [21] 黎菁, 罗彬, 张旭阳, 等. 致密砂岩气藏储层物性下限及控制因素分析[J]. 西南石油大学学报, 2013, 35(2): 54-62.
LI Jing, LUO Bin, ZHANG Xuyang, et al. Methods to determine the lower limits and controlling factors of the effective reservoir of tight sand gas reservoirs [J]. Journal of Southwest Petroleum University (science & technology edition), 2013, 35(2): 54-62.
- [22] 杜家元, 施和生, 朱明, 等. 西江主洼相对低地温条件下油气成藏特征和勘探潜力分析[J]. 中国海上油气, 2008, 20(5): 287-292.
DU Jiayuan, SHI Hesheng, ZHU Ming, et al. An analysis of hydrocarbon accumulation and exploration potential under a lower geothermal condition in Xijiang Sag [J]. China offshore oil and gas, 2008, 20(5): 287-292.
- [23] 寿建峰, 朱国华. 砂岩储层孔隙保存的定量预测研究[J]. 地质科学, 1998, 33(2): 244-250.
SHOU Jianfeng, ZHU Guohua. Study on quantitative prediction of porosity preservation in sandstone reservoirs [J]. Chinese journal of geology, 1998, 33(2): 244-250.
- [24] 寿建峰, 张惠良, 斯春松, 等. 砂岩动力成岩作用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2005.
SHOU Jianfeng, ZHANG Huiliang, SI Chunsong, et al. Dynamic diagenesis of sandstone [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005.

Study on the lower limits of permeability and buried depth of Paleogene sandstone reservoirs in the Zhu I Depression, Pearl River Mouth Basin

ZHANG Yuexia, DING Lin, ZHOU Fengjuan, LI Xiaoyan

Abstract: Strong heterogeneity of the deep-buried Paleogene clastic rocks in the Zhu I Depression of Pearl River Mouth Basin was noted and the oil well productivity is greatly influenced by permeability of sandstone reservoirs. The controlling factors of effective reservoirs include the structure position, sedimentary microfacies, hydrodynamic conditions, grain size, matrix and geothermal gradient. Based on the data of casting thin section, scanning electron microscope, physical properties, core observation, geothermal and DST, the features of effective reservoirs are studied. Then permeability limits of effective reservoirs were calculated by using the plane radial flow method. According to the evolution relationship between physical properties and burial depth of porous clastic reservoirs, the lower limits of burial depth of sandstone reservoirs with different grain sizes were reviewed, studied, and predicted comparatively. The results showed that: (1) The rock types of Enping Formation and Wenchang Formation are mainly feldspathic quartz sandstone and lithic quartz sandstone, which are dominated by primary pores. The sandstones of the Wenchang Formation were characterized by extra low porosity and ultra low permeability. The sandstones of the Enping Formation are characterized by extra low-medium porosities and low-medium permeability. (2) Permeability lower limit of effective reservoir varies in different areas. The permeability lower limit of effective reservoir constrained by economic productivity ($40 \text{ m}^3/\text{d}$) is close in Xijiang Sag and in Lufeng Sag, which is approximately $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, while in Huizhou sag that is $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. (3) For relatively pure sandstone (content of mud and cement is less than 5% respectively), the coarser the particle size, the greater the lower limit of burial depth. For example, the burial depth corresponding to the permeability lower limit ($10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) constrained by middle-class productivity of coarse sandstone in LF2 structure is about 500 m deeper than that of fine sandstone. (4) The lower the geothermal gradient, the greater the lower limit of effective reservoir burial depth. For example, the lower limit of reservoir burial depth constrained by middle-class productivity of coarse sandstone with low geothermal gradient in Xijiang area is about 4 500 m, while that in Lufeng and Huizhou areas with high geothermal gradient is about 4 300 m. (5) Matrix content was used to quantitatively describe the influence of microfacies and hydrodynamic factors so as to define the lower limit of burial depth close to the actual formation conditions. It is revealed that when the mud content increased by 5%, the lower limit of the buried depth decreased by 300–500 m. For deep oil and gas exploration, more attention should be paid to sandstone reservoirs with high structural maturity and low mud content.

Key words: effective reservoir; productivity; permeability lower limits; lower limits of burial depth; Paleogene; Zhu I Depression; Pearl River Mouth Basin

ZHANG Yuexia, First author: MSc, Engineer, mainly engaged in reservoir geology. Add: Shenzhen Branch of CNOOC China Limited, CNOOC Tower A (Shenzhen), No. 3168, Shenzhen Bay Section of Houhaibin Rd., Nanshan District, Shenzhen, Guangdong 518067, China