

琼东南盆地陵水组二段泥岩盖层综合评价

王欢^{1,2,3}, 王琪^{1,2}, 张功成³, 郝乐伟^{1,2}, 马晓峰^{1,2}

(1. 中国科学院油气资源研究重点实验室, 甘肃 兰州 730000;

2. 中国科学院研究生院, 北京 100049; 3. 中海石油研究中心, 北京 100027)

摘要:对琼东南盆地陵水组二段泥岩盖层进行宏观研究,认为盖层岩性以浅海相泥岩为主,侧向连续性好,单层厚度大,砂质含量低,但是累积厚度偏小。利用测井声波时差(DT)和实测岩石样本排替压力之间的关系计算陵水组三段砂岩和陵二段泥岩的排替压力差。通过排替压差和可封闭气藏高度公式的计算,认为陵二段泥岩可以封盖下伏陵三段砂岩储层中高1 311~1 552 m的天然气柱。选取岩性、沉积环境、最大单层厚度、累积厚度、含砂量以及储层和盖层排替压差作为参数,分别赋予相应的权重,对泥岩盖层进行综合评价,认为发育于与陵三段储层配套部位的陵二段泥岩其综合品质级别属于Ⅰ—Ⅱ类,盖层综合品质向凹陷方向递增,向凸起方向递减,并且对陵三段发育于隆凹过渡部位的砂岩起到良好的封盖作用。

关键词:琼东南盆地;陵水组二段;盖层;封闭能力;综合评价;排替压力

中图分类号:TE122.2⁺5

文献标识码:A

文章编号:1672-1926(2011)05-0770-08

引用格式:王欢,王琪,张功成,等. 琼东南盆地陵水组二段泥岩盖层综合评价[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(5): 770-777.

0 引言

盖层是确保油气成藏的主要条件之一,其中天然气藏对盖层的要求更加苛刻。由于泥岩具有较低的孔渗性,且塑性大,不易发生破裂,因此泥岩的封闭性能仅次于盐岩和石膏,是作为优质盖层的有利岩性^[1-2]。目前,随着测试手段的深入,泥岩盖层研究方法多种多样,但最终都要归结为对盖层宏观品质和微观封闭性的研究^[3-4]。宏观研究主要包括岩性、单层厚度、层段累积厚度以及沉积环境等,目的是确定泥岩盖层在三维空间上的展布特征,划分泥岩的有利分布区域^[1]。微观研究的主要内容是泥岩盖层的物性封闭能力,主要参数包括:排替压力、渗透率、孔隙度、密度、比表面积、微孔结构等^[5]。研究发现,排替压力与其他微观参数存在明显的函数关系,因此通过研究排替压力可以直接确定泥岩物性

封闭能力^[5]。

由于琼东南盆地研究资料十分有限,可用于测试的泥岩样品又十分稀少,前人对研究区泥岩盖层的研究主要局限于大套的储盖组合以及少量样品测试的层面上,并没有针对具体的某套盖层进行更加深入的、区域上大范围的综合性研究。笔者通过收集大量一手资料,充分利用单井以及地震上的最新研究成果,从宏观分布以及排替压力研究两方面入手,对琼东南盆地陵水组二段泥岩盖层封闭性进行综合评价。

1 地质背景

琼东南盆地位于海南岛与西沙群岛之间的海域,呈NE—SW向展布,面积约为 $3 \times 10^4 \text{ km}^2$,是发育在南海北部陆架上的新生代盆地^[6]。构造上,琼东南盆地古近纪以来先后经历了裂谷期、热沉降期和新构造运动期3个构造运动阶段^[7]。地震解释始

收稿日期:2010-03-29;修回日期:2011-03-17.

基金项目:南海深水盆地油气资源形成与分布基础性研究(编号:2009CB219400);国土资源部全国油气资源战略调查与评价项目“南海北部陆坡深水海域油气资源战略调查与评价”(编号:XQ-2004-05);国家科技重大专项海洋深水油气勘探关键技术(编号:2008ZX05000-025)联合资助。

作者简介:王欢(1985-),男,北京人,助理工程师,在读硕士,主要从事矿物学、岩石学、矿床学方面的研究. E-mail: wanghuan19851228@163.com.

新统中深湖相沉积是最老的地层。钻井揭示最老的地层是裂谷期下渐新统崖城组,向上依次为上渐新统陵水组(裂谷期),热沉降期的下中新统三亚组和中中新统梅山组,新构造运动期中中新统黄流组、上

新统莺歌海组以及全新统乐东组(图 1)^[7-8]。根据以往研究,发育于裂谷与热沉降转换时期的陵三段(扇)三角洲、滨海相砂岩与陵二段海进形成的浅海相泥岩是盆地内最具潜力的一套储盖组合^[7](图 1)。

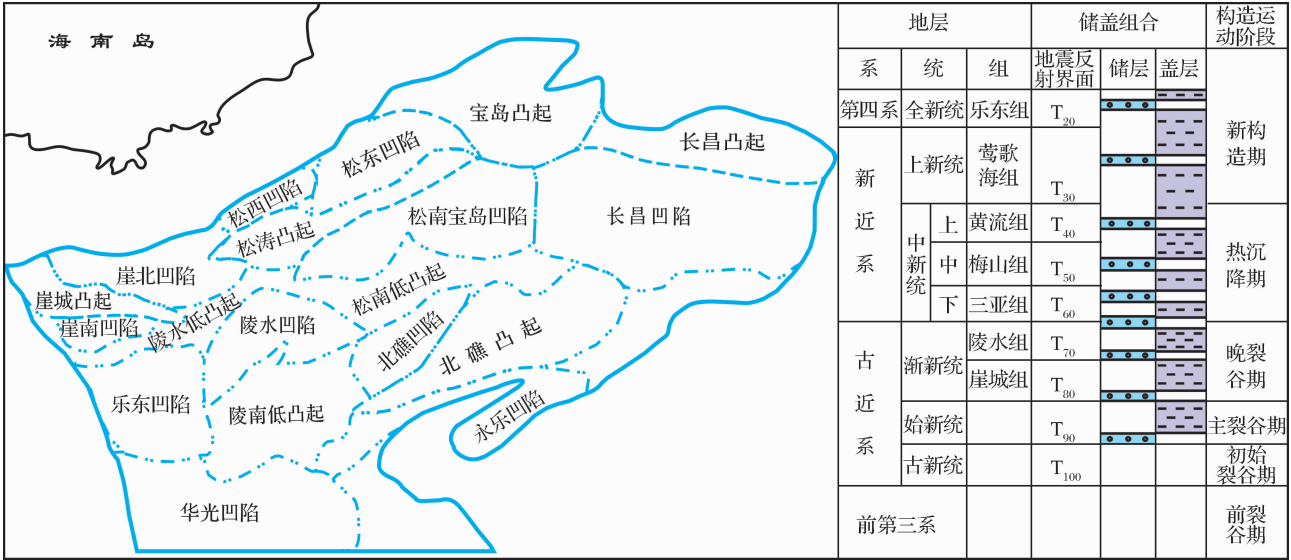


图 1 琼东南盆地构造位置和地层结构示意图(据文献[7]修改)

2 泥岩盖层宏观发育特征

2.1 沉积环境、储盖组合以及泥岩分布特征

琼东南盆地晚渐新世正处于裂陷晚期^[9],尤其陵三段到陵二段,隆凹过渡频繁,地形高差大,充填作用强,发育各种类型的构造坡折带^[10],海平面相对变化对岩性的控制作用明显,比较容易形成(扇)三角洲、滨海、浅海等各种类型沉积相以及过渡相^[11-12]。由于扇体普遍发育在盆地两侧、凸起的边缘,因此陵三段具有形成储集砂体的有利环境。陵二段海进范围大,泥岩分布范围明显超过陵三段,同时隆凹交会处、构造坡折带发育的地方是低位砂体和海进泥岩发育的共同的有利部位,从而陵二段泥岩直接覆盖在陵三段砂体之上,形成由陵三段滨海、(扇)三角洲砂体与陵二段浅海相、三角洲前缘亚相泥岩构成的区域性储盖组合(图 2)。北部凹陷带(崖北凹陷和松西凹陷、松东凹陷)受南北两侧隆起(海南隆起和中部隆起)的影响,物源充足,沉积物搬运距离短,粒度较粗,以大段连续的砂岩为主,泥岩只以断续的薄层出现,不易形成高质量的泥岩盖层。根据单井统计以及沉积相研究,陵二段浅海相以及三角洲前缘亚相泥岩主要发育于:崖南凹陷、崖北凹陷以及两者与崖城凸起的过渡部位,陵水凹陷及其周缘包括陵水低凸起中部,北礁凹陷及其北部,松南

宝岛凹陷、长昌凹陷的主体和周缘部分(图 2b)。

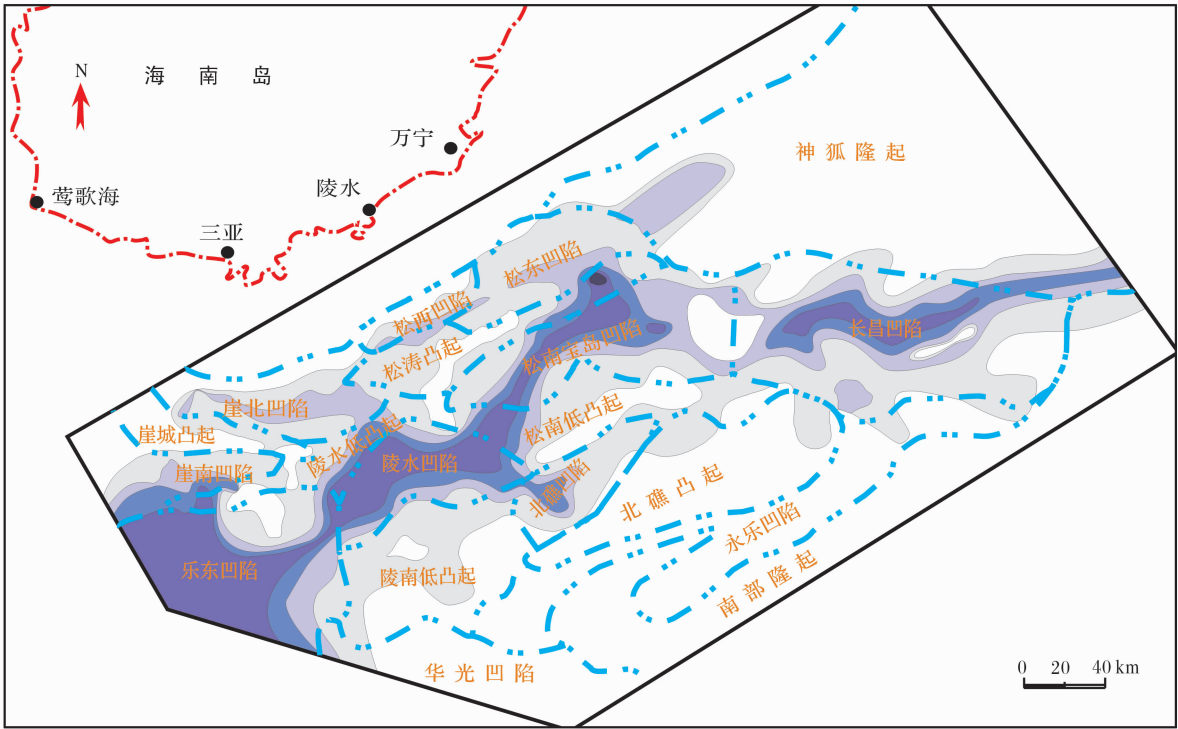
2.2 宏观参数特征

表 1 共统计了琼东南盆地 21 口井的泥岩宏观参数(最大单层厚度、累积厚度、砂地比)。从表中可以看出:陵二段泥岩累积厚度不大,平均厚度约为 91 m,有 14 口井累积厚度在 100 m 以下;最大单层厚度比较可观,平均厚度超过 29 m,其中有 12 口井超过 20 m;砂地比数值居中,平均值约为 23.6%,其中小于 25%的井有 13 口。另外,表 1 显示,泥岩参数品质较高的井位主要位于凹陷和隆凹过渡等相对低洼的构造部位,且泥岩横向分布稳定,沿中央坳陷带呈 NE 向连续分布。

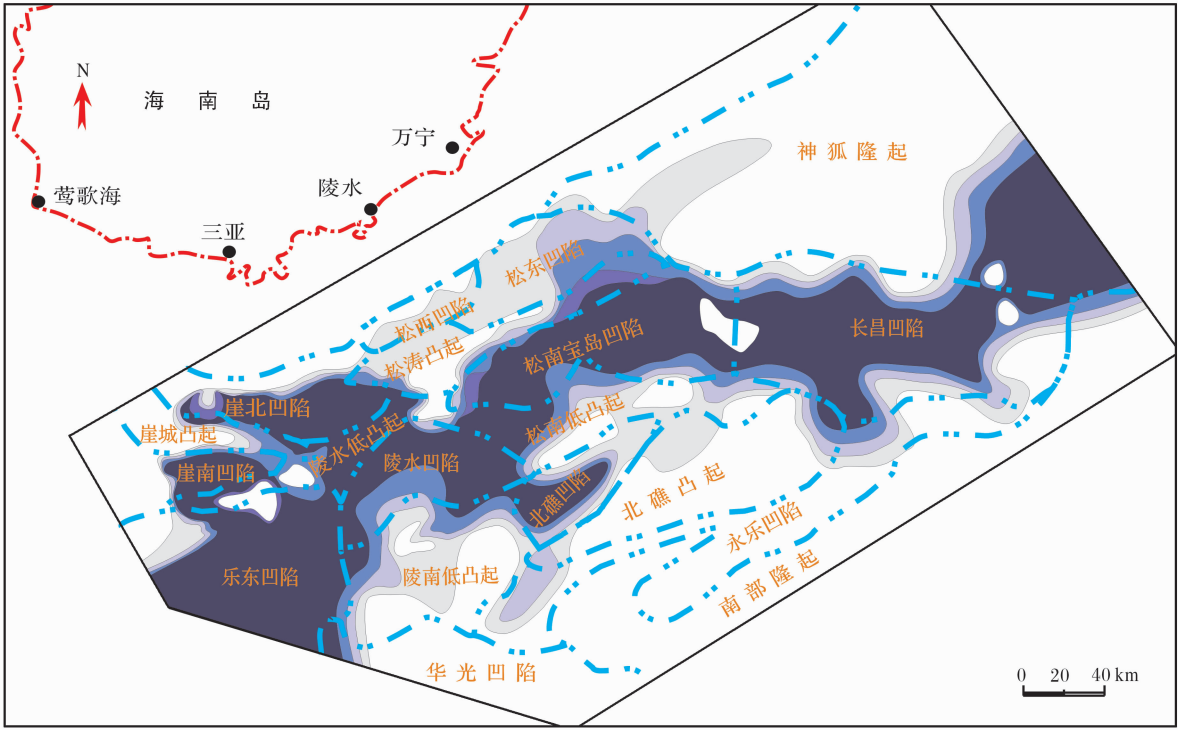
3 泥岩盖层微观发育特征

岩石样品发生渗流时的压力称之为突破压力(Breakthrough Pressure)。但在实验室条件下,在短时间内让长样品渗流,需要的压力较高,测得的突破压力往往高于最低的突破压力——排替压力(Displacement Pressure)(岩石中润湿相流体被非润湿相流体驱替所需要的最小压力)^[13]。排替压力不能直接测得,只能通过 2 次或者 2 次以上试验的突破压力进行换算^[13]。

本文研究利用 Hao Shisheng 等^[14]通过对琼东南盆地泥岩和砂岩样品实测排替压力所总结的泥岩



(a)陵水组三段泥地比分布特征



(b)陵水组二段泥地比分布特征

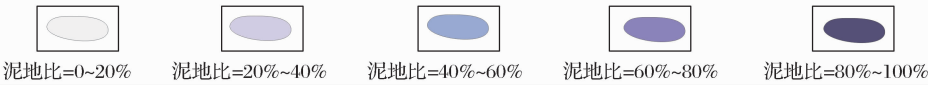


图 2 陵水组不同层段泥地比分布特征

和砂岩排替压力与测井声波时差的关系式(1)和式(2),分别计算了琼东南盆地陵水组三段砂岩和陵水

组二段泥岩的排替压力值。
琼东南盆地泥岩排替压力(P_{dm})与声波时差

(Δt)关系式:

$$P_{\text{dm}}=\text{EXP}[(123.22-\Delta t)/23.78]$$

(1)

琼东南盆地砂岩排替压力(P_{ds})与声波时差(Δt)关系式:

$$P_{\text{ds}}=\text{Ln}(\Delta t/86.555)/(-0.117)$$

(2)

图 3a 和图 3b 是分别利用式(1)和式(2)计算出的陵二段泥岩和陵三段砂岩排替压力与埋深关系的投点图,图 3c 是二者的合并图。从图 3 中可以看出砂岩、泥岩排替压力值均随埋深的增加而变大,而且陵二段泥岩排替压力明显大于陵三段砂岩,且二者差值相对稳定。通过计算,陵三段砂岩排替压力平均值为 1.47MPa,陵二段泥岩排替压力平均值为 7.25MPa,两者相差 5.78MPa。

当烃柱浮力(P_{g})大于储层、盖层排替压力之差(ΔP_{d})时,其中的流体就会发生渗流,天然气会通

过盖层逐渐散失;当二者相等时,烃柱高度即为盖层封盖烃柱的最大高度^[15]。假设盖层两侧的地层均为静水压力系统(研究所涉及井位均处于琼东南盆地常压部位,因此忽略地层剩余压力^[16]),因此有公式:

$$P_{\text{g}}=(\rho_{\text{w}}-\rho_{\text{g}})gH$$

(3)

式中: P_{g} 为烃柱浮力,Pa; H 为气藏幅度,m; ρ_{w} 为地层水密度,kg/m³; ρ_{g} 为天然气密度,kg/m³。如果 $P_{\text{g}}\geq$ 排替压差(ΔP_{d}),盖层就不能封闭。

琼东南盆地埋深在 3 500 m 以下的天然气密度 ρ_{g} 约为 0.65~0.72 g/cm³,将地层水密度 ρ_{w} 设定为 1.1 g/cm³,于是有 0.38 g/cm³<($\rho_{\text{w}}-\rho_{\text{g}}$)<0.45 g/cm³。将表 1 中砂岩、泥岩排替压差带入式(3),便可得出各井陵水组二段泥岩可封闭陵水组三段砂岩中气柱的最大高度。

表 1 琼东南盆地单井陵二段泥岩参数统计

构造单元	井号	最大单层厚度/m	累积厚度/m	砂地比/%	排替压差/MPa	封闭气柱高度/m	微观评价级别
崖北凹陷	YC8-1-1	22	67	5.60	4.1	929~1 101	I—II
	YC8-2-1	45	79	13.40	4.7	1 065~1 262	I
松东凹陷	ST24-1-1	5.8	75.7	28.20	8.3	1 882~2 229	I
崖西低凸起	YC13-1-2	14.9	25.5	64.40	8.1	1 836~2 175	I
	YC13-1-4	21.5	52.5	47.00	7.4	1 678~1 987	I
	YC13-1-6	16	38.5	14.40	8.7	1 973~2 336	I
	YC13-1-8	78.5	112.8	9.80	8.1	1 837~2 175	I
	YC19-1-1	19.5	104.5	19.30	4.5	1 020~1 208	I
	YC26-1-1	78.3	205.2	18.00	4.1	930~1 101	I—II
崖西凸起	YC7-4-1	23.5	31.5	10.00	4	907~1 074	I—II
	YC14-1-1	36.5	42.5	4.50	4.5	1 020~1 208	I
	YC14-2-1	12.5	47	57.10	6.4	1 451~1 719	I
	YC15-3-1	26	35	1.70	4	907~1 074	I—II
崖 21-1 低凸起	YC21-1-1	13	27	13.40	5.2	1 179~1 396	I
	YC21-1-2	29.9	29.9	21.30	4.8	1 088~1 289	I
	YC21-1-4	26.5	109.3	8.90	6.7	1 519~1 799	I
松涛凸起	YING9	18	98.3	47.70	4	907~1 074	I—II
	ST32-3-1	15.5	93.4	25.70	6.1	1 383~1 638	I
松南凹陷	LS4-2-1	67.5	197	21.80	4.2	952~1 128	I—II
宝岛凹陷	BD19-2-2	33	320	34.00	6.5	1 474~1 745	I
	BD20-1-1	11.9	126.2	28.90	6.9	1 565~1 853	I

根据我国以及世界各大气田的实际资料,规定在理论上能够封闭 1 000 m 以上气柱高度的盖层为 I 类;能够封闭 500~1 000 m 气柱高度的盖层为 II 类;能够封闭 200~500 m 气柱的盖层为 III 类;能封闭 100~200 m 气柱的盖层为 IV 类;封闭能力小于 100 m 气柱,认为不具备封闭气田的能力^[15]。据此

评价标准,得出表 1 中各井泥岩盖层微观级别。
天然气藏对储层要求不高,但盖层品质十分重要。琼东南盆地各凸起上发育的陵水组沉积埋深一般在 2 700 m 以深,靠近凹陷部位埋深可达 4 000 m 以深。较大的排替压差与埋深导致的孔渗下降有直接关系,这就为天然气的封盖提供了有利条件。

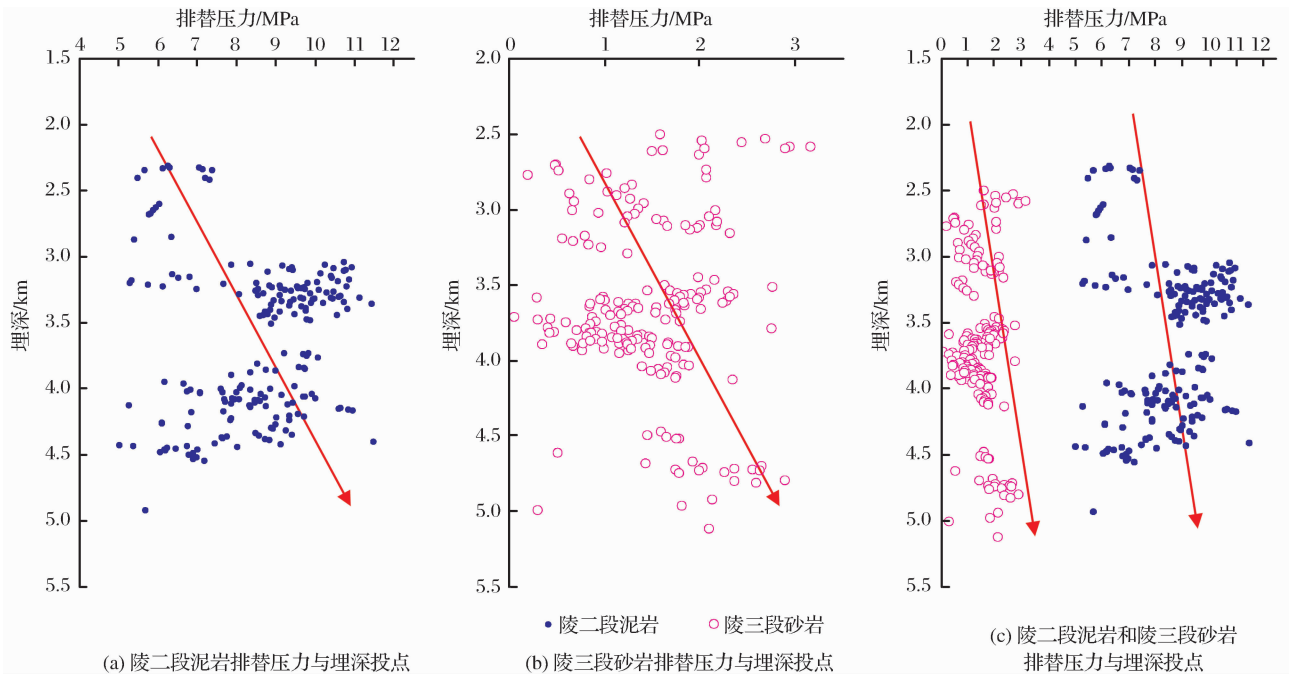


图3 琼东南盆地陵二段泥岩和陵三段砂岩排替压力与埋深投点

4 综合评价

4.1 综合评价标准的设定

根据以往对盖层综合封闭能力的研究^[17-20],分别选取岩性、沉积环境、最大单层厚度、累积厚度、含砂量和排替压差6个参数作为评价指标,并将这些参数从好至差分成4个不同等级,分别赋予权值4、3、2、1(表2)。

通过对YC13-1产气井进行重点剖析,YC13-1-2井、YC13-1-4井、YC13-1-6井和YC13-1-8井在陵三段均有油气产出。对这4口井分别进行单井砂岩、泥岩参数统计和排替压差计算(表1),结果显示这4口井陵二段泥岩盖层宏观性质很差但排替压差较高,由此可以看出,琼东南盆地泥岩盖层排替压力在封盖油气过程中起主要作用,其他宏观参数起次要作用。再

将表1中的宏观、微观参数带入表2,可以分别得到这4口井6个参数所对应的权值。将5个宏观参数的权值取平均值,结果为2.8;微观参数排替压差平均权值为4,二者相除结果为0.7。由此得出在油气封闭过程中,5个宏观参数与排替压差所占权重分别为0.7和0.3。环境、岩性、厚度和砂地比是相关的,其主控因素就是沉积环境,但是由于研究范围较大,对沉积环境以及其他参数得出的数值具有一定的误差,依据其中一项的研究成果很难对其他参数进行有效控制,最终计算出的各个参数的权值也不尽相同,因此宏观研究选取了5个参数作为参考,尽量减小因研究误差带来的影响,另外由于资料有限,很难对每个宏观参数在油气封闭过程中的贡献进行详细统计,鉴于5个参数之间的相关性,权重不易区分,因此将各参数权重取平均值0.14(表2)。

表2 盖层封闭能力综合评价参数(据文献[18-20]修改)

评价参数	等级划分(权值)				权重
	好(4)	较好(3)	中等(2)	差(1)	
岩性	膏岩,泥岩,钙质泥岩	含砂泥岩,含粉砂泥岩	粉砂质泥岩,砂质泥岩	泥质粉砂岩,泥质砂岩	0.14
沉积环境	浅海,湖一半深海,湖,深海,湖相	滨浅湖相,三角洲前缘亚相,远滨—浅海相,泻湖相	三角洲平原亚相,潮坪亚相	河流相,冲积扇相	0.14
最大单层厚度/m	>20	20~5	5~2.5	<2.5	0.14
累积厚度/m	>300	300~150	150~50	<50	0.14
砂地比/%	<25	50~25	75~50	>75	0.14
储、盖排替压差/MPa	>4	4~3	3~2	2~1	0.30

根据权值与权重之间的对应关系总结出综合权值评价公式:

$$Q=\sum a_i\times q_i(i=1\sim5)$$
 (4)

式中: Q 为盖层综合评价权值; a_i 为第 i 项评价参数的权值; q_i 为第 i 项评价参数的权重。

通过将各井目标层段泥岩盖层宏观、微观参数与表 2 相比较便可获得相应的权值,再将权值和权重带入式(4),即可获得该层段泥岩盖层综合评价权值。当综合评价权值分布在 4~3 之间时,为Ⅰ类好盖层;当综合评价权值分布在 3~2 之间时,为Ⅱ类较好盖层;当综合评价权值分布在 2~1 之间时,是Ⅲ类一般盖层;当综合评价权值小于 1 时,是差盖层。

4.2 综合评价步骤及结果

本文研究重点筛选了陵二段内较为纯净的泥岩层段,因此岩性等级均为好,权值取 4;沉积环境参数按照单井沉积相研究结果与表 2 对照取值;最大单层厚度、累积厚度、砂地比和排替压差 4 个参数取表 1 中各井的数值与表 2 进行对照并得出相应权值。运用上述方法得到 21 口井各参数所对应的权值,并将权值和 6 个评价参数的权重带入式(4)即可计算出 21 口井中陵二段泥岩相对于陵三段砂岩其

封闭能力的综合权值评价结果(表 3)。从表 3 中可以看出相对于陵三段砂岩储层除 YC13-1-2 井和 YC14-2-1 井的陵二段泥岩属于Ⅱ类较好盖层以外,其他各井陵二段泥岩均属于Ⅰ类好盖层。

图 4 为利用各井的综合评价权值绘制的盆地北部综合权值等值线分布图。由于探井数量有限,因此利用了大量地震相、沉积相研究成果作为预测和补充。当某一区域与过井地区具有相同的沉积相特征时,将这一地区的 6 个参数赋予与这口井相同的数值。用此方法填补探井匮乏造成的空缺。图 4 即是运用这一方法,将缺少井位的区域补点后制作的等值线图。从图 4 中可以看出,泥岩盖层综合品质具有沿 NE 向延伸并且向 WN 向变差、ES 向变好的发育特征,总体上与盆地走向一致。靠近凸起或凹陷的部位,等值线会发生相应变化,靠近凸起综合权值变低,靠近凹陷处综合权值变高。虽然陵二段泥岩综合权值较高,但油气井主要位于盖层综合权值在 3.4 以上的区域,3.4 以下的区域多为干井和油气显示井。另外由于烃源岩、储层的分布以及断裂活动等其他因素对油气分布起到了非常关键的作用,因此这种相关性并不绝对。

表 3 盖层封闭能力综合评价结果

井号	岩性权值	沉积环境权值	最大单层厚度权值	累积厚度权值	砂地比权值	排替压差权值	综合权值	品质级别
YC8-1-1	4	3	4	2	4	4	3.58	Ⅰ类
YC8-2-1	4	3	4	2	4	4	3.58	Ⅰ类
ST24-1-1	4	2	3	2	3	4	3.16	Ⅰ类
YC13-1-2	4	2	3	1	2	4	2.88	Ⅱ类
YC13-1-4	4	2	4	1	3	4	3.16	Ⅰ类
YC13-1-6	4	3	3	1	4	4	3.3	Ⅰ类
YC13-1-8	4	3	4	2	4	4	3.58	Ⅰ类
YC19-1-1	4	3	3	2	4	4	3.44	Ⅰ类
YC26-1-1	4	4	4	3	4	4	3.86	Ⅰ类
YC7-4-1	4	2	4	1	4	4	3.3	Ⅰ类
YC14-1-1	4	2	4	1	4	4	3.3	Ⅰ类
YC14-2-1	4	2	3	1	2	4	2.88	Ⅱ类
YC15-3-1	4	2	4	1	4	4	3.3	Ⅰ类
YC21-1-1	4	3	3	1	4	4	3.3	Ⅰ类
YC21-1-2	4	3	4	1	4	4	3.44	Ⅰ类
YC21-1-4	4	3	4	2	4	4	3.58	Ⅰ类
YING9	4	2	3	2	3	4	3.16	Ⅰ类
ST32-3-1	4	2	3	2	3	4	3.16	Ⅰ类
LS4-2-1	4	3	4	3	4	4	3.72	Ⅰ类
BD19-2-2	4	3	4	4	3	4	3.72	Ⅰ类
BD20-1-1	4	3	3	2	3	4	3.3	Ⅰ类

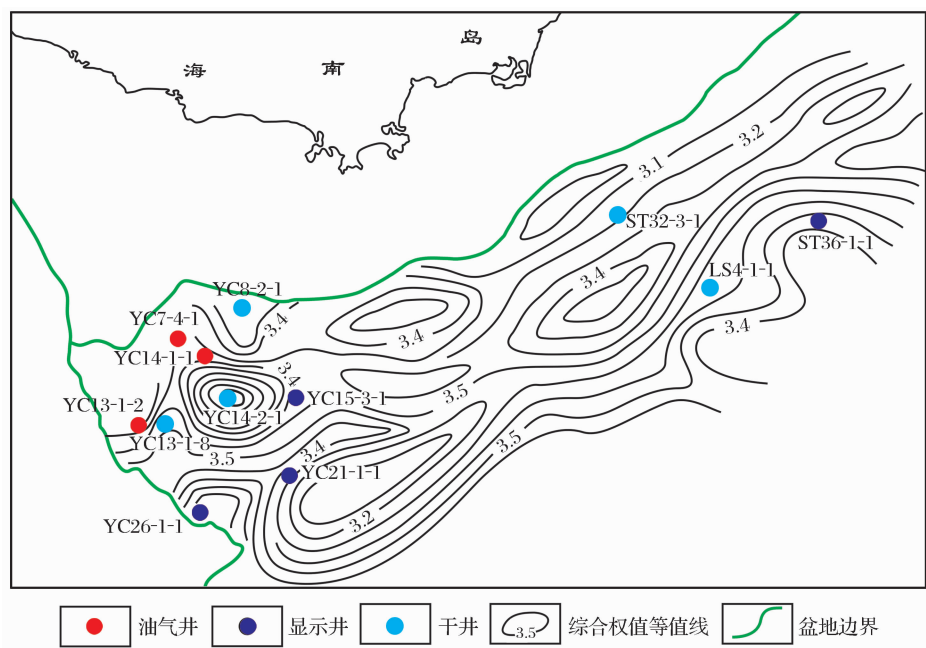


图4 琼东南盆地泥岩盖层综合品质分布

5 结论

(1)陵二段盖层以浅海相、三角洲前缘亚相泥岩为主,单层厚度大,砂质含量低,受构造坡折带的控制,集中分布于中央坳陷带及其周边隆凹过渡部位,形成区域性分布的泥岩盖层。

(2)陵二段泥岩盖层与下伏陵三段砂岩储层之间具有较高的排替压力差,盖层物性封闭能力强,可封闭高达1 601~1 896 m的天然气柱。

(3)排替压力大小在泥岩封闭性综合评价指标中占主要地位,泥岩宏观品质属于相对次要地位。陵二段泥岩虽然宏观品质略低,但得到微观封闭能力的补充,综合品质总体表现为Ⅰ类好盖层。对发育于隆凹过渡部位的陵三段砂体起到了很好的封闭作用。

参考文献(References):

- [1] Zhang Shulin, Tian Shicheng. Methods for research of caprock and their significance in hydrocarbon exploration[J]. Geological Science and Technology Information, 1993, 12(1): 73-78. [张树林, 田世澄. 盖层的研究方法及其在油气勘探中的意义[J]. 地质科技情报, 1993, 12(1): 73-78.]
- [2] Zhang Changjiang, Pan Wenlei, Liu Guangxiang, et al. Dynamic evaluation to the cap formation of Silurian argillaceous rock southern China[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(3): 301-310. [张长江, 潘文蕾, 刘光祥, 等. 中国南方志留系泥质岩盖层动态评价研究[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(3): 301-310.]
- [3] He Guangyu, Zhang Weihua. Current research situation and development trend of mudstone caprock[J]. Natural Gas Geoscience, 1997, 8(2): 9-12. [何光玉, 张卫华. 泥岩盖层研究现

状及发展趋势[J]. 天然气地球科学, 1997, 8(2): 9-12.]

- [4] Chen Zhangming, Jiang Zhenxue, Guo Shuisheng, et al. Comprehensive evaluation of argillaceous caprock and its application in Qiongdongnan basin[J]. China Offshore Oil and Gas: Geology, 1995, 9(1): 1-6. [陈章明, 姜振学, 郭水生, 等. 泥质岩盖层封闭性综合评价及其在琼东南盆地的应用[J]. 中国海上油气: 地质, 1995, 9(1): 1-6.]
- [5] Fu Guang, Chen Zhangming, Jiang Zhenxue. Research method on capillary sealing ability of caprock[J]. China Offshore Oil and Gas: Geology, 1995, 9(2): 83-88. [付广, 陈章明, 姜振学. 盖层物性封闭能力的研究方法[J]. 中国海上油气: 地质, 1995, 9(2): 83-88.]
- [6] Gong Zaisheng. The Major Oil and Gas Fields of China Offshore[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 148-177. [龚再升. 中国近海大油气田[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 148-177.]
- [7] Zhang Gongcheng, Mi Lijun, Wu Shiguo, et al. Deep water area: The new prospecting targets of northern continental margin of South China Sea[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 15-21. [张功成, 米立军, 吴时国, 等. 深水区——南海北部大陆边缘盆地油气勘探新领域[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 15-21.]
- [8] Yuan Yusong, Yang Shuchun, Hu Shengbiao, et al. Tectonic subsidence of Qiongdongnan basin and its main control factors[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2008, 51(2): 376-383. [袁玉松, 杨树春, 胡圣标, 等. 琼东南盆地构造沉降史及其主控因素[J]. 地球物理学报, 2008, 51(2): 376-383.]
- [9] Zhou Xiaoying, Wei Kuisheng. Sequence stratigraphy and source-reservoir-cap rock assemblage of QDN basin[J]. Oil & Gas Geology, 2000, 21(3): 244-248. [周小鹰, 魏魁生. QDN盆地层序地层即生储盖组合分析[J]. 石油与天然气地质, 2000, 21(3): 244-248.]
- [10] Xiao Jun, Wang Hua, Lu Yongchao, et al. Characteristics of

- structural slope-break zone and its controlling effect on sediment in the Qiongdongnan basin[J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2003, 23(2): 56-63. [肖军, 王华, 陆永潮, 等. 琼东南盆地构造坡折带特征及其对沉积的控制作用[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2003, 23(2): 56-63.]
- [11] Hao Yichun, Chen Pingfu, Wan Xiaojiao, *et al.* Late Tertiary's sequence stratigraphy and sea level changing in Yinggehai-Qiongdongnan basin[J]. *Geoscience*, 2000, 14(3): 237-245. [郝治纯, 陈平富, 万晓樵, 等. 南海北部莺歌海—琼东南盆地晚第三纪层序地层与海平面变化[J]. *现代地质*, 2000, 14(3): 237-245.]
- [12] Zhong Zhihong, Wang Liangshu, Li Xuxuan, *et al.* The Paleogene basin-filling evolution of Qiongdongnan basin and it's relation with seafloor spreading of the South China Sea[J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2004, 24(1): 29-36. [钟志洪, 王良书, 李绪宣, 等. 琼东南盆地古近纪沉积充填演化及其区域构造意义[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2004, 24(1): 29-36.]
- [13] Huang Zhilong, Hao Shisheng. A method of estimating breakthrough pressure and displacement pressure of caprock[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 1994, 15(2): 163-166. [黄志龙, 郝石生. 盖层突破压力及排替压力的求取方法[J]. *新疆石油地质*, 1994, 15(2): 163-166.]
- [14] Hao Shisheng, Huang Zhilong, Liu Guangdi, *et al.* Geophysical properties of caprocks in Qiongdongnan basin, South China Sea[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2000, 17: 547-555.
- [15] Zheng Dewen. The establishing of evaluation criterion on caprock's sealing ability of capillary pressure for natural gas[J]. *Natural Gas Geoscience*, 1994, 3(5): 29-33. [郑德文. 天然气毛细封闭盖层评价标准的建立[J]. *天然气地球科学*, 1994, 3(5): 29-33.]
- [16] Li Chunquan, Cheng Honghan, Zhang Shulin. Pressure field and it's evolutional characteristics in Qiongdongnan basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2002, 23(5): 389-391. [李纯泉, 陈红汉, 张树林. 琼东南盆地压力场及其演化特征[J]. *新疆石油地质*, 2002, 23(5): 389-391.]
- [17] Fu Guang, Xu Fengming. Quantitative research on controlling of thickness to sealing ability of caprock[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2003, 14(3): 187-190. [付广, 许凤鸣. 盖层厚度对封闭能力控制作用分析[J]. *天然气地球科学*, 2003, 14(3): 187-190.]
- [18] Fu Guang, Chen Zhangming, Lv Yanfang, *et al.* Comprehensive evaluation of sealing ability of mudstone caprock[J]. *Experimental Petroleum Geology*, 1998, 20(1): 80-86. [付广, 陈章明, 吕延防, 等. 泥质岩盖层封盖性能综合评价方法探讨[J]. *石油实验地质*, 1998, 20(1): 80-86.]
- [19] Song Ziqi, Li Yaling, Pan Lingli, *et al.* The application of well-logging data in the evaluation of the caprocks of Xiaowa oilfields[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2005, 12(4): 4-7. [宋子齐, 李亚玲, 潘玲黎, 等. 测井资料在小洼油田盖层评价中的应用[J]. *油气地质与采收率*, 2005, 12(4): 4-6.]
- [20] Kang Dejiang, Fu Guang, Lv Yanfang. Mudstone caprock comprehensive evaluation of Budate Group of bell fault depression[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2006, 13(5): 44-46. [康德江, 付广, 吕延防. 贝尔断陷布达特群泥岩盖层综合评价[J]. *油气地质与采收率*, 2006, 13(5): 44-46.]

Comprehensive Evaluation on Mudstone Caprock in the Second Member of Lingshui Formation in Qiongdongnan Basin

WANG Huan^{1,2,3}, WANG Qi^{1,2}, ZHANG Gong-cheng³, HAO Le-wei^{1,2}, MA Xiao-feng^{1,2},

(1. Key Laboratory of Petroleum Resources Research, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000, China;

2. Graduate University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China;

3. CNOOC Research Center, Beijing 100027, China)

Abstract: By macroscopic evaluation to mudstone caprock in the second member of Lingshui Formation in the Qiongdongnan basin, the caprock is composed of shallow marine mudstone with good lateral continuity, large single-layer thickness, low sandy content, and relatively small total thickness. We calculated the displacement pressure between mudstone of the second member of Lingshui Formation and sandstone of the third member of Lingshui Formation based on relationship between sonic travel time and displacement pressure. Based on formula for difference of displacement pressure and sealing ability, the mudstone of the second member of Lingshui Formation can seal the 1 311-1 552m height of gas column in the sandstone of the third member of Lingshui Formation. Selecting parameters (i. e. lithology, sedimentary environment, largest single-layer thickness, total thickness, sand content, displacement pressure difference between reservoir and caprock), we comprehensively evaluate the ability of mudstone as caprock. The mudstone in the second member of Lingshui Formation which match to the reservoir of the third member belongs to type I—II, with sealing quality increases toward depressions and decrease toward the uplifts. The mudstone has a good sealing ability on the third member sand reservoir along the transition belt of the depression and uplift.

Key words: Qiongdongnan basin; Second member Lingshui Formation; Caprock; Sealing ability; Comprehensive evaluation; Displacement pressure.