

# 桑托斯盆地西南陆架区 盐上地层异常压力与油气运移成藏

赵厚祥, 谢东宁, 杜宏宇

中海油研究总院

**摘要** 桑托斯盆地盐上发育巨厚的前三角洲亚相塞诺曼阶—土伦阶 Itajai-Acu 组海相泥页岩, 该套泥页岩处在未熟—成熟阶段, 泥页岩及上下围岩存在超压系统。为研究盐上油气富集规律, 利用钻井测试压力、测井等资料, 分析异常压力形成原因, 并研究异常压力与油气运移成藏的规律。研究认为: 桑托斯盆地西南陆架区北部超压为成岩作用所致, 中部—南部为生烃作用所致; 超压层段的上、下超压波及范围内油气运移方式为超压运移, 可以形成常规及非常规油气藏; 超压运移中, 横向运移距离短, 垂向运移距离与压差、储层物性以及埋深等因素相关; 超压层上部超压波及范围外以浮力运移为主, 沟通烃源岩内部的断裂是油气运移通道, 在超压层超压波及范围外上部构造高部位形成常规油气藏。超压运移可形成上生下储常规、非常规油气藏, 这一认识拓展了勘探空间, 为凹陷及斜坡区勘探实践提供了理论指导。

**关键词** 桑托斯盆地; 异常压力; 生烃作用; 成岩作用; 超压运移; 浮力运移

**中图分类号**: TE122.1'2

**文献标识码**: A

## 0 前言

桑托斯盆地位于巴西东南部海域, 北邻坎波斯盆地, 南接佩洛塔斯盆地, 面积约  $32.7 \times 10^4 \text{ km}^2$ , 水深在 0~3 200 m 之间, 为典型的被动大陆边缘盆地<sup>[1]</sup>。盆地基底为前寒武纪的变质岩、火山岩和岩浆岩, 盖层为白垩系和新生界, 以白垩系沉积为主。

桑托斯盆地石油地质条件十分优越, 油气发现众多。截至 2017 年底, 该盆地共获得油气发现 84 个, 探明油气总可采储量超过  $527 \times 10^8 \text{ bbl}$  油当量<sup>[2]</sup>。盆地具有盐下、盐上两大勘探层系, 目前已发现的 84 个油气田中, 盐上油气田有 51 个, 盐下油气田有 33 个。在盐下层系的湖相碳酸盐岩领域已累计探明油气可采储量  $487 \times 10^8 \text{ bbl}$  当量<sup>[2]</sup>, 占盆地探明油气总量的 92%<sup>[3]</sup>。在盐上层系的白垩系碳酸盐岩以及古近系浊积砂岩领域也多有勘探发现。盐下油气发现主要位于水深大于 2 000 m 的中央坳陷带与东部隆起带, 油气田规模较大; 盐上油气田主要集中于水深在 400~1 300 m 之间的中央坳陷带西侧的西南陆架区, 多为一些中小型油气田。

盆地盐上发育巨厚的前三角洲亚相塞诺曼阶—土伦阶 Itajai-Acu 组海相泥页岩, 泥页岩及上下围岩

普遍存在超压系统。关于异常压力形成的原因, 前人研究及论著较多<sup>[4-9]</sup>。赵靖舟等<sup>[9]</sup>对国内外超压研究进展进行梳理, 提出了超压系统可划分为 5 种类型, 并针对每种超压类型提出了超压判别方法。而关于异常压力与油气运移成藏, 相关的研究及论著较少, 超压系统下的油气运移与常压下油气运移方式的区别、成藏类型的异同以及成藏规律等问题有待进一步探索。

塞诺曼阶—土伦阶 Itajai-Acu 组海相泥页岩异常压力发育段对油气成藏的影响、控制作用及油气富集规律, 对盐上勘探具有重要意义, 而这方面的研究仍是空白。本文以盆地西南陆架区为研究区, 结合盆地区域研究成果及盐下、盐上烃源岩分析, 利用钻井测试压力、测井等资料, 分析研究区异常压力形成原因, 并研究异常压力与油气运移成藏之间的关系, 以期对盐上有利区优选和下一步油气勘探提供依据和借鉴。

## 1 石油地质特征

### 1.1 地质概况

桑托斯盆地西南陆架区经历了裂谷期、过渡期和漂移期等 3 个演化阶段<sup>[10]</sup>(图 1): ①裂谷阶段(早白

收稿日期: 2018-10-12; 改回日期: 2018-12-19; 网络发表日期: 2019-04-03

本文受“十三五”国家科技重大专项课题“西非—南美洲海域重点区油气地质评价及关键技术研究”(编号: 2017ZX05032-001)资助

**第一作者**: 赵厚祥, 硕士, 高级工程师, 主要从事海外油气勘探研究工作。通信地址: 100028 北京市朝阳区太阳宫南街 6 号院中海油大厦 A 座; E-mail: 21649553@qq.com

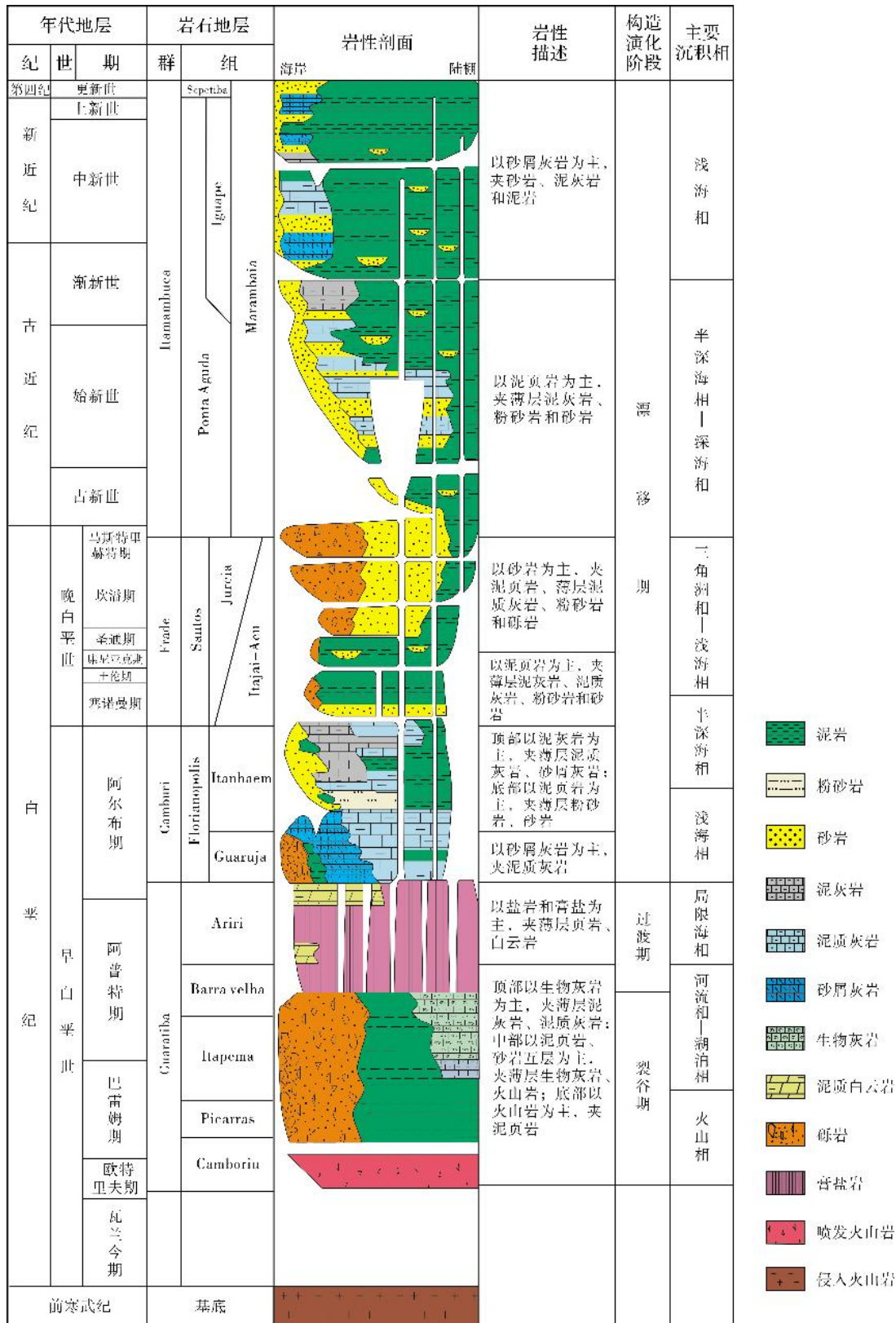


图1 桑托斯盆地西南陆架区地层综合柱状图(据文献[2]修编)

至世欧特里夫期—阿普特早期),主要沉积了一套厚层的陆相河湖体系,其中 Picarras 组和 Itapema 组湖相泥页岩是盆地的主要烃源岩,裂谷晚期发育的湖相生物灰岩是最重要的储层。②过渡阶段(早白垩世—阿普特晚期),主要沉积了一套厚层的蒸发岩地层(由石盐、硬石膏等组成),最大厚度超过 2 000 m。③漂移阶段(晚白垩世—新近纪),沉积充填了一套巨厚的海相地层。其中,阿尔布期以浅海碳酸盐岩沉积为主;塞诺曼阶—土伦期沉积了一套 1 000 m 厚的海相泥页岩;漂移晚期发育巨厚的海相泥岩,局部夹有浊积砂岩沉积。漂移期盐岩在沉积差异负载和重力滑脱双重作用下发生了复杂的盐底辟、盐刺穿等构造变形。

## 1.2 含油气系统

桑托斯盆地西南陆架区发育 2 套含油气系统<sup>[2]</sup>,概括为盐下和盐上含油气系统。盐下含油气系统为盆地的主要含油气系统,烃源岩为巴雷姆阶—下阿普特阶(Picarras 组和 Itapema 组)湖相烃源岩。整体来看,盐下烃源岩具有有机质丰度高、类型好、生烃潜力大的特点(50 个样品的 TOC 平均值为 4.75%,生烃潜力 $(S_1+S_2)$ 平均值达 40.41 mg/g,氢指数(HI)平均值达 762 mg/g)。储层为裂谷期湖相碳酸盐岩,主要为

Itapema 组贝壳灰岩和 Barra velha 组叠层石灰岩。

盐上含油气系统烃源岩为塞诺曼阶—土伦阶 Itajai-Acu 组发育的海相泥页岩,大部分位于三角洲沉积中的前三角洲亚相。该套泥页岩埋深在 3 500~5 000 m 之间,地温在 110~160 °C 之间,生烃门限深度为 3 800 m。烃源岩 TOC 为 0.6%~2.0%, $S_1+S_2$ 为 1~10.8 mg/g,HI 为 100~600 mg/g,干酪根类型主要为 II<sub>1</sub>—II<sub>2</sub> 型,部分样品属于 III 型。塞诺曼阶—土伦阶海相页岩  $R_o$  为 0.5%~2.5%,大多数在 1.0% 附近,成熟烃源岩主要分布于盆地的中部及东南部。TOC 值在南部地区可达 1.8%,向北逐渐减小(见图 2),烃源岩品质呈现出南好北差的特征。盐上油气藏主要来源于盐上烃源岩<sup>[11]</sup>;油气藏分布在烃源岩成熟区,以近源成藏为主。

盐上油气藏有源下碳酸盐岩储层和源上砂岩储层 2 种类型。晚白垩世以来发育 3 套海相砂岩沉积,分别是土伦阶—康尼亚克阶 Itajai-Acu 组深水浊积砂岩,坎潘阶—马斯特里赫特阶 Jureia 组滨岸砂岩和深水浊积砂岩,以及始新统—渐新统 Marambaia 组深水浊积砂岩。

部分盐岩强烈挤压变形区发育盐窗,可形成盐下烃源岩(巴雷姆阶—下阿普特阶)—盐上储层(阿尔布阶—康尼亚克阶)组成的含油气系统。

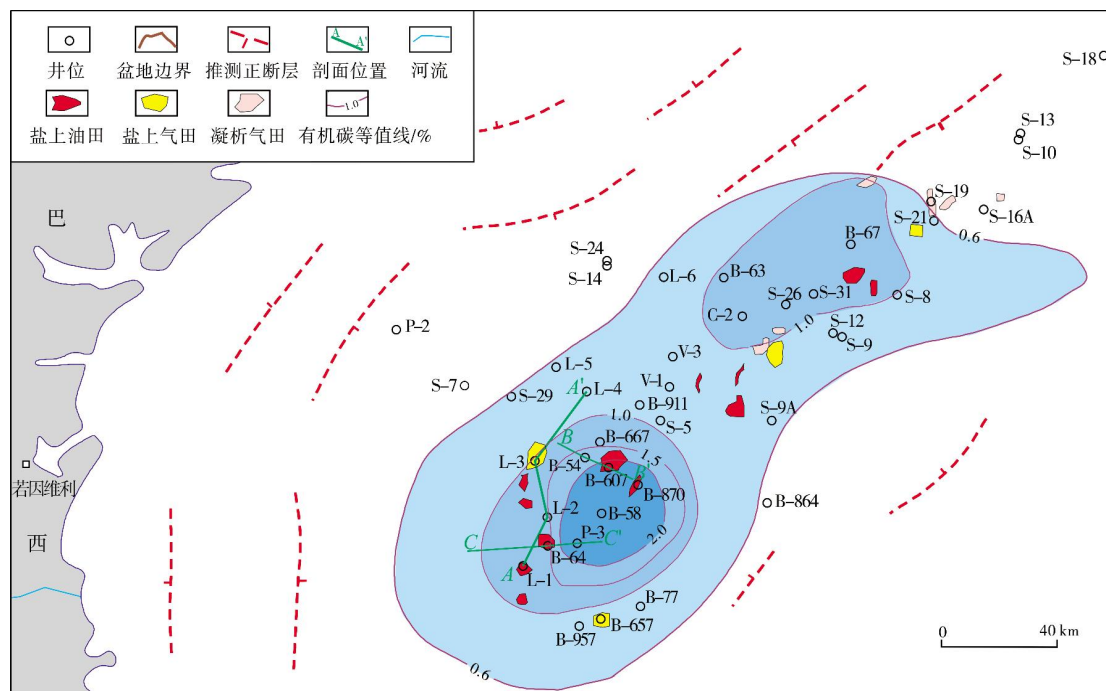


图 2 桑托斯盆地西南陆架区塞诺曼阶—土伦阶海相烃源岩 TOC 等值线图



2 地层压力

声波测井、电阻率测井和密度测井曲线组合方法是判识超压成因最常用的方法。对不同成因超压的测井判别特征总结如下<sup>[4-9]</sup>:①若超压段随埋深增大,声波时差增大,电阻率减小,密度显著减小,则超压属不均压压实成因;②若超压段随埋深增大,声波时差增大,电阻率增大,密度不变或略有减小,则超压可能为生烃成因;③若超压段随埋深增大,声波时差增大或速度降低,密度增大,则超压可能为蒙脱石—伊利石

转化作用成因;④若超压段声波时差正常减小,电阻率和密度也正常增大,则超压可能为构造挤压成因<sup>[8]</sup>。

2.1 研究区压力特征

根据代表井的声波对数曲线连井分析图(图3)可知,在3500~5000m深度段存在地层压力异常高(超压异常)。据压力测试数据及声波时差数值计算<sup>[12]</sup>,巨厚泥岩下的碳酸盐岩层段的压力系数具有北高南低的特点(表1,图3),L-4井5 012.6~5 017.6 m处碳酸盐岩层段的压力系数最高,为1.76。

表1 桑托斯盆地西南陆架区盐上地层源下超压段测井物性特征

井名	超压顶深度/m	超压底深度/m	超压层厚度/m	岩 性	厚度/ m	地层中部压力系数	下波及距离/m	测井物性特征				测井解释结论
								电阻率/ (Ω·m)	密度/ (g·cm <sup>-3</sup> )	声波/(μs·m <sup>-1</sup> )		
										范围	平均	
L-1	3 730	4 870	1 140	泥岩	913	1.36	227					
				粉砂岩	153	1.24		5~10	2.65~2.70	60~70	62.1	孔隙不发育
				碳酸盐岩	74	1.21		2~20	2.45~2.75	50~70		次生裂隙较发育
L-2	3 670	4 860	1 190	泥岩	865	1.47	255					
				粉砂岩	193	1.31		4~10	2.65~2.70	60~70	62.5	孔隙不发育
				碳酸盐岩	132	1.22		5~200	2.35~2.75	50~72		次生裂隙较发育
L-3	3 300	4 860	1 560	泥岩	937	1.48	275					
				粉砂岩、砂岩	228	1.33		1.5~10	2.40~2.65	63~74	70.6	孔隙较发育
				碳酸盐岩	92	1.26		2~210	2.40~2.74	50~72		次生裂隙较发育
L-4	3 510	5 245	1 735	泥岩	1361	1.83	361					
				砂岩	123	1.79		3~10	2.38~2.62	65~78	72.7	孔隙较发育
				碳酸盐岩	251	1.76		20~100	2.25~2.75	51~86		次生裂隙发育

注:1.地层中部压力系数,\*表示测试数据,其他为声波计算数据;2.碳酸盐岩的次生裂隙依据构造演化等因素综合判定。

在地层超压段内有3种岩性:上部为巨厚的泥岩(部分泥岩顶部发育非渗透性砂岩及粉砂岩),中部为约100 m厚的、物性各异的砂岩—粉砂岩,下部为碳酸盐岩(图3)。碳酸盐岩段地层异常高压为上部泥岩超压传递所致。

2.2 地层超压成因

北部代表井L-4井在超压层段的测井曲线特征(图4)表现为:声波时差在3 510~5 245 m段发生反转,在此深度区间电阻率变化不大( $1.6\sim5.2\ \Omega\cdot\text{m}$ ),密度随埋深增大而增大(从 $2.25\ \text{g}/\text{cm}^3$ 升至 $2.68\ \text{g}/\text{cm}^3$ )。根据测井曲线特征分析,L4井超压应是成岩作用(蒙脱石向伊利石转化)导致,生烃作用有部分影响。L-4井以北的井具有相同的超压成因。

南部代表井L-3井超压段测井曲线特征(图5)

为:声波时差在3 300~4 860 m段发生反转,电阻率在超压段逐步增大(从 $2.0\ \Omega\cdot\text{m}$ 升至 $20.1\ \Omega\cdot\text{m}$ ),密度随埋深加大变化不大( $2.42\sim2.58\ \text{g}/\text{cm}^3$ )。L-3井超压应是生烃作用导致,成岩作用有部分影响。L-3井以南的井具有相同的超压成因。

桑托斯盆地西南陆架区盐上地层超压具有不同的成因:北部的主要因素是成岩作用,次要因素为生烃作用;南部的主要因素是生烃作用,次要因素为成岩作用。这个结论也可以从烃源岩的发育特征得到进一步佐证:L-4井、L-5井及L-6井处于塞诺曼阶—土伦阶三角洲沉积中的三角洲前缘—前三角洲相带,TOC小于1.0%的区域,为一般烃源岩发育区;L-3井及其以南各井处于前三角洲亚相,TOC值大于1.0%的区域,为好烃源岩发育区。



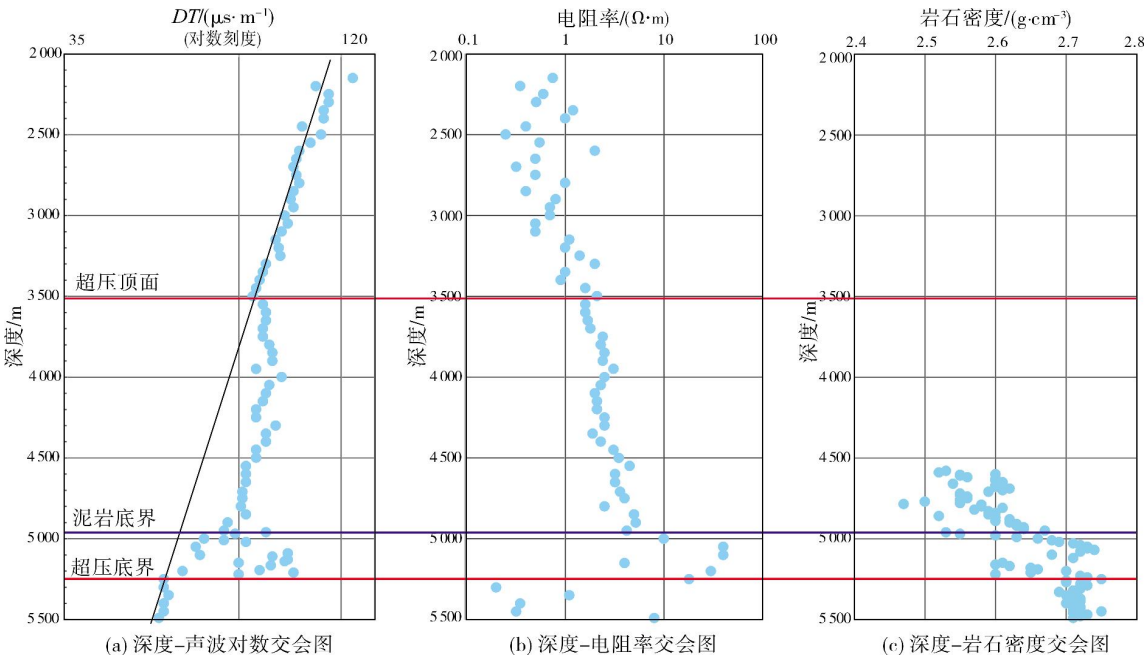


图4 桑托斯盆地西南陆架区 L-4 井测井曲线组合超压分析

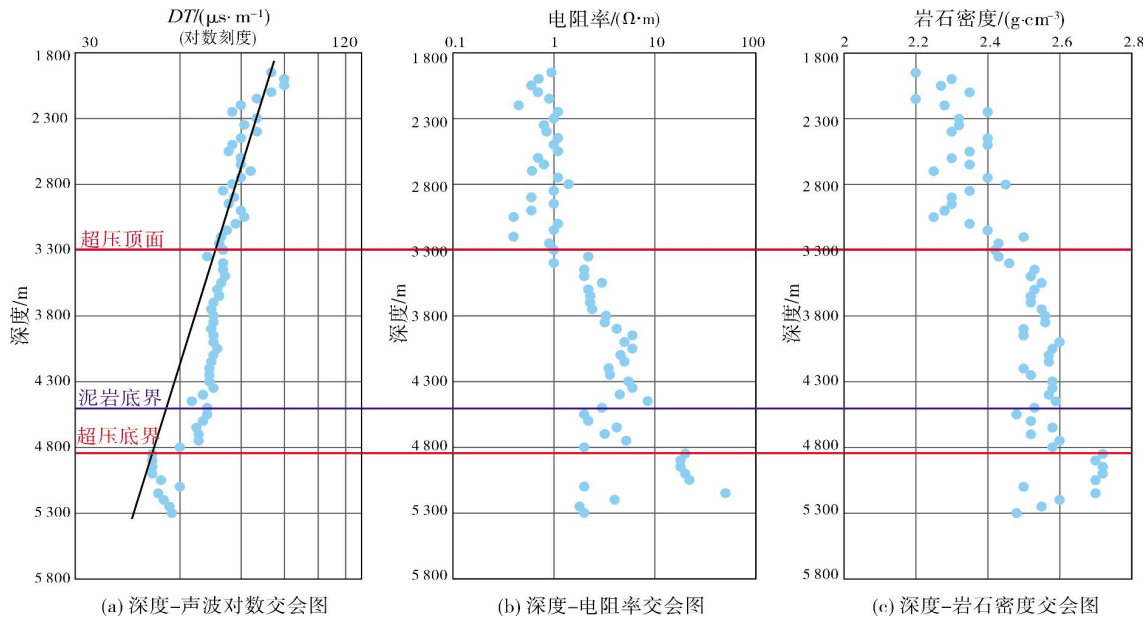


图5 桑托斯盆地西南陆架区 L-3 井测井曲线组合超压分析

3 油气运移与成藏

3.1 源下油气运移

由图3 可见,塞诺曼阶—土伦阶Itajai-Acu组巨厚的超压带下,有一段塞诺曼阶粉砂岩或粉砂岩与砂岩

组合,再往下是阿尔布阶碳酸盐岩。超压经过(粉)砂岩的阻隔后传递到碳酸盐岩层段的地层压力表现不一:在渗透性砂岩下面的碳酸盐岩,继续表现为超压,随深度增大再缓慢递减到常压,超压波及距离远;在非渗透性砂岩下面的碳酸盐岩,地层压力从超压快速变为常压,波及距离相对较近。



根据图3和表1分析,波及距离受压力源及波及区内岩石物性等因素共同控制:北部L-4井区泥岩原始压力大、波及距离内砂岩物性好,压力传递通畅,则波及距离远;南部L-2井泥岩原始压力小、波及距离内岩石物性差,压力传递受阻,则波及距离近。研究区内纵向上从上部泥岩—中部(粉)砂岩—下部碳酸盐岩,压力系数逐步减小,平面上从北到南,压力系数逐步降低,这就是波及距离受泥岩压力影响及压力传递过程中岩石物性影响的证明。

L-2井4 770 m处碳酸盐岩油层(上部油层)在超压波及区内,4 897 m处的碳酸盐岩油层(下部油层)在超压波及区外,不同区的油样的烷烃分布存在2个方面的差异:①正构烷烃分布有差异。上部油样主峰区在 $C_{15}$ — $C_{25}$ 之间,主峰区宽;下部油样主峰区在 $C_{23}$ 附近,主峰区窄。②姥植比略有差异。上部油样姥植比 $>1$ ,具有海相烃源岩的特征,油气可能从上部烃源岩由高压驱动而来;下部油样姥植比 $\leq 1$ ,具有混源及降解特征,油气应来源于上部海相烃源岩和下部湖相烃源岩。

研究区代表井的油气显示特征表现为:在超压波及距离内,砂岩油气显示级别高,粉砂岩油气显示级别低;距离烃源岩近的粉砂岩油气显示级别高,距离远的粉砂岩、碳酸盐岩油气显示级别低。物性好的砂岩可以形成常规油气藏,物性差的砂岩、粉砂岩可形成致密油气藏。

综上所述,超压是上生下储油气运移的动力。从超压区到常压区存在压力传递,在压力源为成熟烃源岩的条件下,压力传递的过程就是油气运移的过程,超压波及距离就是油气运移距离。油气通过超压驱动从高压向低压区运移,随着油气从泥岩—砂岩—碳酸盐岩的运移,压力系数渐次降低。超压波及(油气运移)距离与压力源及下伏岩性、物性等因素相关:下伏岩石物性好,超压波及(运移距离)远,形成常规油气藏;下伏岩石物性差,超压波及(运移距离)近,形成致密油气藏。

### 3.2 源上油气运移

超压层上油气运移一般有2种方式:一种为超压运移——在超压波及区内,运移、成藏方式与上述源下油气运移、成藏类似;另一种为浮力运移——在超压波及区外,以地层水浮力方式通过储层、断层、不整合面等通道运移。桑托斯盆地超压层多介于3 500~5 000 m深度范围,超压层顶面浅于生油门限深度(3 800 m),因此超压层上有压力传递(L-2井、L-3井泥岩上覆的砂岩、粉砂岩处于超压状态,见图3)而无油气超压运移,故超压层上油气运移方式主要为浮力运移。

在B-54井—B-607井连井剖面(图6)中,在断层两侧发育3层砂体,深度均浅于3 800 m。浅部砂层(B-607井2 102~2 141 m, B-54井2 131~2 154 m)物性

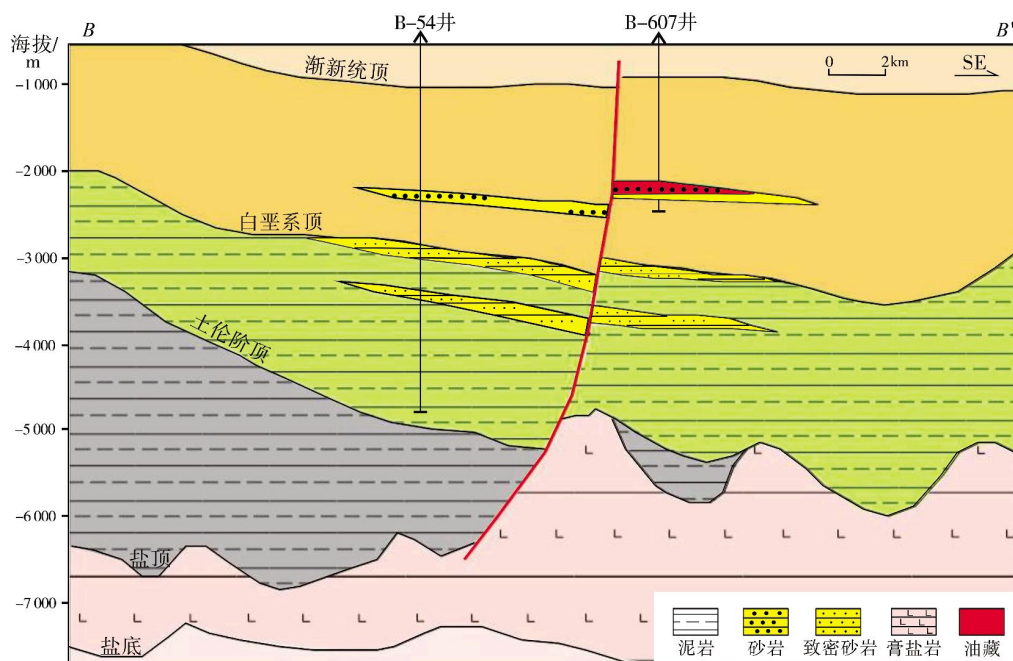


图6 桑托斯盆地西南陆架区B-54井—B-607井连井地质剖面

好,中部砂层(B-54井2 800~2 829 m)、深部砂层(B-54井3 357~3 398 m)物性差(表2)。油气以浮力运移方式,通过断层运移至浅部物性好的储层成藏(B-607井浅部砂层油藏);B-54井浅部砂体物性虽好,但是因构造位置低而没有成藏。至于中部及深部砂层,由于物性致密,也无油气显示。

表2 桑托斯盆地西南陆架区盐上地层砂岩储层测井物性特征

井号	顶界深度/ m	底界深度/ m	厚度/ m	岩性	测井物性特征			测井解释 结论
					电阻率/ ( $\Omega\cdot\text{m}$ )	密度/ ( $\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$ )	声波/ ( $\mu\text{s}\cdot\text{m}^{-1}$ )	
B-607	2 102	2 141	39	砂岩	10.0	2.08	120	孔隙发育
	2 131	2 154	23	砂岩	0.3	2.15	105	孔隙发育
B-54	2 800	2 829	29	砂岩	0.8	2.55	87	孔隙不发育
	3 357	3 398	41	砂岩	1.0	2.55	73	孔隙不发育

综上所述,在未成熟烃源岩上部油气运移方式为浮力运移,沟通深部成熟烃源岩的断层是油气运移通道。油气在构造高部位的物性好的储集体中形成常规油气藏,物性差的储集体难以成藏。

3.3 实例

在B-64井—P-3井连井剖面(图7)中,B-64井

4 100 m以上的砂岩、泥岩气测均无异常;从4 121 m开始,泥岩层段气测异常显著加大(从5.52%升至44.27%);至泥岩下部的砂岩-粉砂岩层段(4 626~4 770 m),气测异常略有下降(从11.18%降至5.10%);到4 770~4 870 m的碳酸盐岩层段,气测异常再次增大(从6.40%升至15.38%)后逐步降低。在4 787~4 794 m的碳酸盐岩层段,测试获得288 m<sup>3</sup>/d的高产油流。

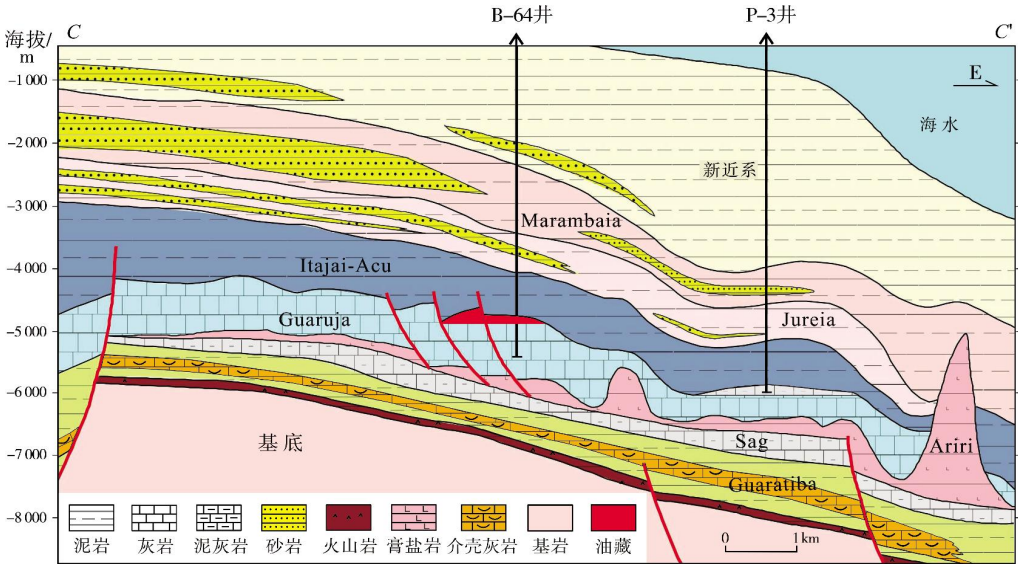


图7 桑托斯盆地西南陆架区B-64井—P-3井连井地质剖面

P-3井(低部位探井的代表)气测显示特征与B-64井类似,对超压泥岩之下的粉砂岩、泥灰岩层系进行测试,结果为干层或获微量油、气,这是储层物性差所致。推断周边物性好的储层即使在低部位也可成藏。

针对B-64井西部构造高部位碳酸盐岩储层的勘探失利,而中、低部位成藏,对其原因进行分析,认为:B-64井西部构造高部位碳酸盐岩储层上覆泥岩

浅于生烃门限深度(3 800 m),无油气垂向向下超压运移;相邻的以B-64井区及P-3井区为代表的低部位井区,上覆泥岩深于生烃门限深度,油气向下超压运移至碳酸盐岩储层而成藏。虽然B-64井区西部高部位距离B-64井区仅6 km,但是无油气横向运移过来,故难以成藏。据此推测超压运移以垂向运移为主,横向运移距离较短。



## 4 结 论

(1) 桑托斯盆地西南陆架区发育盐上、盐下 2 套含油气系统, 盐上烃源岩为塞诺曼阶—土伦阶 Itajai-Acu 组前三角洲相发育的海相泥页岩。该套烃源岩干酪根类型主要为 II<sub>1</sub>-II<sub>2</sub> 型, 生烃门限深度为 3 800 m。

(2) Itajai-Acu 组巨厚的海相泥页岩及上、下围岩存在超压系统, 超压段深度多在 3 500~5 000 m 之间。垂向上, 从泥岩—(粉)砂岩—碳酸盐岩, 压力系数自高到低有序变化; 平面上, 巨厚泥岩下的碳酸盐岩层段的压力系数具有北高南低的特点, 从北到南由 1.76 降为 1.21。北部的超压为成岩作用所致, 中部—南部的超压为生烃作用所致。

(3) 在超压层上、下的超压波及范围之内, 油气运移方式主要为超压运移; 超压垂向波及范围(垂向运移距离)与压力源、岩石物性以及埋深等因素有关; 超压运移以垂向运移为主, 横向运移距离较短, 超压运移距离内可以形成常规及非常规油气藏。超压层上部超压波及范围之外, 油气以浮力运移为主; 沟通烃源岩内部的断裂是油气运移通道, 在构造高部位物性好的储集体可形成常规油气藏。

(4) 超压运移可形成上生下储的常规、非常规油气藏, 这一成果认识拓展了勘探空间, 为凹陷及斜坡区勘探实践提供了理论指导。

## 参 考 文 献

- [1] MEISLING K E, COBBOLD P R, MOUNT V S. Segmentation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil[J]. AAPG bulletin, 2001, 85(11): 1903-1924.
- [2] IHS Energy Group. International petroleum exploration and production database[DB]. IHS Energy Group, 2018.
- [3] 刘深艳, 胡孝林, 李进波. 巴西桑托斯盆地盐下大发现及其勘探意义[J]. 中国石油勘探, 2011, 16(4): 74-81.
- [4] 柳广第. 石油地质学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 173.
- [5] 郝芳, 等. 超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理[M]. 北京: 科学出版社, 2005: 406.
- [6] 史建南, 郝芳, 姜建群. 大民屯凹陷超压演化的多因素耦合[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(1): 40-43.
- [7] 向才富, 冯志强, 吴河勇. 松辽盆地异常压力系统及其形成原因探讨[J]. 地质学报, 2006, 80(11): 1752-1758.
- [8] 张启明, 董伟良. 中国含油气盆地中的超压体系[J]. 石油学报, 2000, 21(6): 1-11.
- [9] 赵靖舟, 李军, 徐泽阳. 沉积盆地超压成因研究进展[J]. 石油学报, 2017, 38(9): 973-998.
- [10] 袁圣强, 吴时国, 马玉波, 等. 南大西洋深水盆地的构造沉积演化及含油气系统[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(2): 216-220.
- [11] SCHIEFELBEIN C F, ZUMBERGE J E, CAMERON N C, et al. Geochemical comparison of crude oil along the South Atlantic Margins[G]//MELLO M R, KATZ B J. Petroleum systems of South Atlantic margins. AAPG Memoir 73, 2000: 15-26.
- [12] 赵焕欣, 高祝军. 用声波时差预测地层压力的方法[J]. 石油勘探与开发, 1995, 22(2): 80-85.

编辑: 张润合

## Abnormal pressure and hydrocarbon migration and accumulation in the post-salt formation of southwestern shelf area, Santos Basin

ZHAO Houxiang, XIE Dongning, DU Hongyu

**Abstract:** The post-salt Itajai-Acu Formation of Cenomanian-Turonian developed a set of thick marine shale of predelta facies in Santos Basin. The source rocks of the shale are in immature to mature stage, and there exist overpressure in the shale and surrounding rocks. Drilling test pressure data and logging data were applied to analysis the causes of abnormal pressure, and to study the regularities of abnormal pressure and hydrocarbon migration. The overpressure in the northern part of southwestern shelf area of Santos Basin was caused by diagenesis, whereas that in middle-south part is caused by hydrocarbon generation. Hydrocarbon migration was driven by overpressure within range of overpressure on or under the overpressure layer, which benefited to form conventional and unconventional reservoirs. The lateral hydrocarbon migration distance was short. The vertical hydrocarbon migration distance is related to pressure difference, reservoir properties, and burial depth. Hydrocarbon migration was driven by buoyancy out range of overpressure on the overpressure layer, which benefited to form conventional oil and gas reservoir in the upper part on the overpressure layer, with fault as hydrocarbon migration channel. This recognition has expanded the exploration space and provided theoretical guidance for the exploration in the depression and slope areas of Santos Basin.

**Key words:** Santos Basin; abnormal pressure; hydrocarbon generation; diagenesis; migration driven by overpressure; migration driven by buoyance

**ZHAO Houxiang, First author:** MSc, Senior Engineer, engaged in overseas petroleum exploration and research. Add: Block A, CNOOC Building, No. 6 Taiyanggong South Street, Chaoyang District, Beijing 100028, China