

陈鸣, 孙殿强, 吴进波, 等. 琼东南盆地松涛凸起低阻油藏特征及储层下限[J]. 海洋地质前沿, 2023, 39(2): 17-27.

CHEN Ming, SUN Dianqiang, WU Jinbo, et al. Reservoir characteristics and cutoffs of low resistivity reservoir in Songtao Uplift, Qiongdongnan Basin[J]. Marine Geology Frontiers, 2023, 39(2): 17-27.

# 琼东南盆地松涛凸起低阻油藏特征及储层下限

陈鸣<sup>1</sup>, 孙殿强<sup>1</sup>, 吴进波<sup>1</sup>, 曲长伟<sup>2\*</sup>, 李仲专<sup>2</sup>

(1 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 湛江 524057; 2 斯伦贝谢中国公司, 北京 100015)

**摘要:**综合利用常规测井、核磁共振测井、电阻率成像测井及地层测试数据,并结合岩芯实验分析结果对琼东南盆地松涛凸起区低阻油藏的储层特征进行精细表征,从宏观及微观等多方面深入分析了低阻油藏的成因及主控因素并定量确定低阻油藏的储层下限。结果表明,低阻油藏岩性以细砂岩为主,含少量粉砂岩、泥质粉砂岩及生屑砂岩,孔隙度及渗透率值变化较大,电阻率增大系数 $<1.5$ 。研究区沉积环境主要为滨岸相环境,细粒物质含量偏高,较小的粒间孔隙及较差的孔隙结构造成地层中束缚水含量偏高,是造成研究区储层电阻率偏低的重要因素,泥浆侵入、导电矿物及黏土矿物附加导电性等对储层电阻率影响较小。在此基础上对低阻油藏储层下限进行了定量分析,确定了研究区低阻油藏储层孔喉半径、孔隙度、渗透率、电阻率、含油饱和度及泥质含量的下限值。此研究为琼东南盆地松涛凸起区低阻油藏的识别及勘探评价提供了理论基础,加速了研究区低阻油藏的开发进程。

**关键词:**低阻油藏; 储层成因; 储层下限; 束缚水饱和度; 松涛凸起; 琼东南盆地

中图分类号:P744.4

文献标识码:A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2021.264

## 0 引言

低阻油藏是指在同一油藏内油层和水层电阻率差异小,电阻率增大系数 $\leq 2$ 的油藏;由于低阻油藏内油层和水层电阻率没有明显界限,因此基于常规测井手段难以对其进行识别,在勘探过程中常被误解为含水层而被遗漏<sup>[1-2]</sup>。随着油气勘探的不断深入及储层识别精度的大幅提高,国内外学者对低阻油藏的研究取得了诸多成果,地层水矿化度、束缚水饱和度、黏土矿物导电性、微观孔隙结构、圈闭构造幅度、成藏动力及油层厚度是导致低阻油藏形成的主要因素<sup>[3-6]</sup>。

近年来,在海上油田勘探过程中也钻遇了多套低阻油藏,包括渤海海域馆陶组<sup>[7]</sup>、渤海东部海域旅大油田东营组二段<sup>[8]</sup>、珠江口盆地恩平凹陷南部

斜坡带韩江组<sup>[9]</sup>、北部湾盆地涠西南凹陷新近系<sup>[10]</sup>、莺歌海盆地乐东区的新近系和古近系<sup>[11]</sup>等。但由于海上油田作业成本高,录井、测井及实验分析资料少,造成对海上油田低阻油藏的成因认识不清,阻碍了海上油田低阻油藏的勘探开发进程。

琼东南盆地松涛凸起区中新统三亚组发现一套低阻油藏,储层总体表现出孔渗变化范围大和非均质性强的特点,且储层微观孔隙类型多样、结构复杂,储集及渗流性能相差悬殊。地层流体取样测试结果显示气油比稍高,但储层流体以油为主,为典型的低阻油藏特征。本文以三亚组低阻油藏为研究对象,利用常规测井、核磁共振测井、电阻率成像测井及地层测试数据,结合压汞分析、铸体薄片、扫描电镜、X射线衍射分析及阳离子交换等多种实验资料,分析低阻油藏的岩性、物性及电性特征,着重研究低阻油藏的成因机理及主控因素,进而定量确定低阻油藏的储层下限,对进一步扩展琼东南盆地低阻油藏的勘探评价具有重要指导和借鉴意义。

## 1 区域地质背景

琼东南盆地位于海南岛东南海域,与西沙隆起

收稿日期: 2021-10-15

资助项目: 国家自然科学基金面上项目“页岩有机-无机多孔介质混合润湿性表征及其对页岩油微运移的影响”(42272180)

作者简介: 陈鸣(1982—),男,硕士,高级工程师,主要从事测井资料采集、处理、解释及作业管理工作。E-mail: chenming4@cnoc.com.cn

\* 通讯作者: 曲长伟(1984—),男,硕士,高级工程师,主要从事测井资料处理解释方面的研究工作。E-mail: cqu2@slb.com

区相邻,呈 NE-SW 向展布特征(图 1),是新生代以来南海西部发育的重要断陷沉积盆地,也是近年来南海西部油气勘探的重要靶区<sup>[12-13]</sup>。基于基底断裂展布及下构造层的地层相对厚度特征,琼东南盆地自北向南可依次划分为北部拗陷带、中部隆起带、中央拗陷带及南部隆起 4 个一级构造单元(图 1),进一步可细分为 11 个凹陷和 7 个凸起或低凸起<sup>[14-15]</sup>。松涛凸起区位于北部拗陷带,是一个被松西凹陷、松东凹陷、松南-宝岛凹陷和崖北凹陷所包围的正向构造单元,呈现出典型的“多凹环抱”的构造格局

(图 1),是油气运移的主要指向区。琼东南盆地整体构造活动控制着松涛凸起区的构造活动,自下而上依次发育崖城组、陵水组、三亚组、梅山组、黄流组、莺歌海组、乐东组及第四系地层<sup>[16]</sup>。渐新统以滨-浅海及扇三角洲沉积为主的崖城组和陵水组,以及下中新统以滨岸相沉积为主的三亚组构成了松涛凸起区主要的油气储层,上中新统黄流组、上新统莺歌海组、更新统乐东组及第四系深海泥岩构成了良好的海相区域盖层。

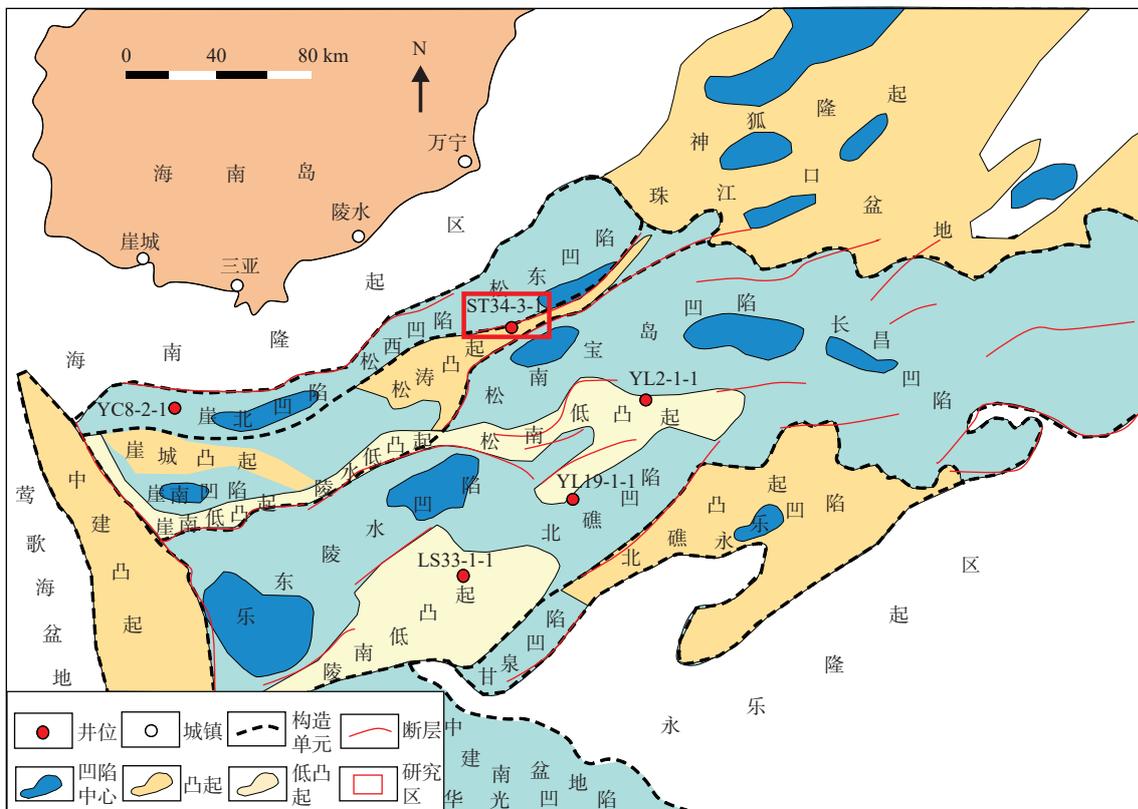


图 1 南海西部琼东南盆地构造区划

Fig.1 The structural divisions of Qiongdongnan Basin, western South China Sea

## 2 低阻油藏储层特征

### 2.1 岩石学特征

本文综合录井、常规测井、井壁取芯、电阻率成像测井等资料对岩性进行识别,尤其是利用井壁取芯资料刻度电阻率成像测井资料,进而由已知推导未知,将无井壁取芯段的岩性进行精细划分,研究区主要发育 8 种岩石类型,其中低阻油藏层岩性以细砂岩为主,其次为粉砂岩及泥质粉砂岩,含

少量生屑砂岩:

(1)含砾中砂岩 常规测井曲线自然伽马读值低,中子孔隙度和密度负向分开半格,密度在左,中子孔隙度在右;电阻率成像上表现为斑块状特征,含石英砾特征明显(图 2a)。

(2)中砂岩 常规测井曲线自然伽马读值为 60~80 gAPI,中子孔隙度和密度负向分开近半格,密度在左,中子孔隙度在右;电阻率成像上表现为块状特征,中粒为主(图 2b)。

(3)灰质中砂岩 常规测井曲线自然伽马读值为 55~75 gAPI,受灰质含量影响,密度变高,密度

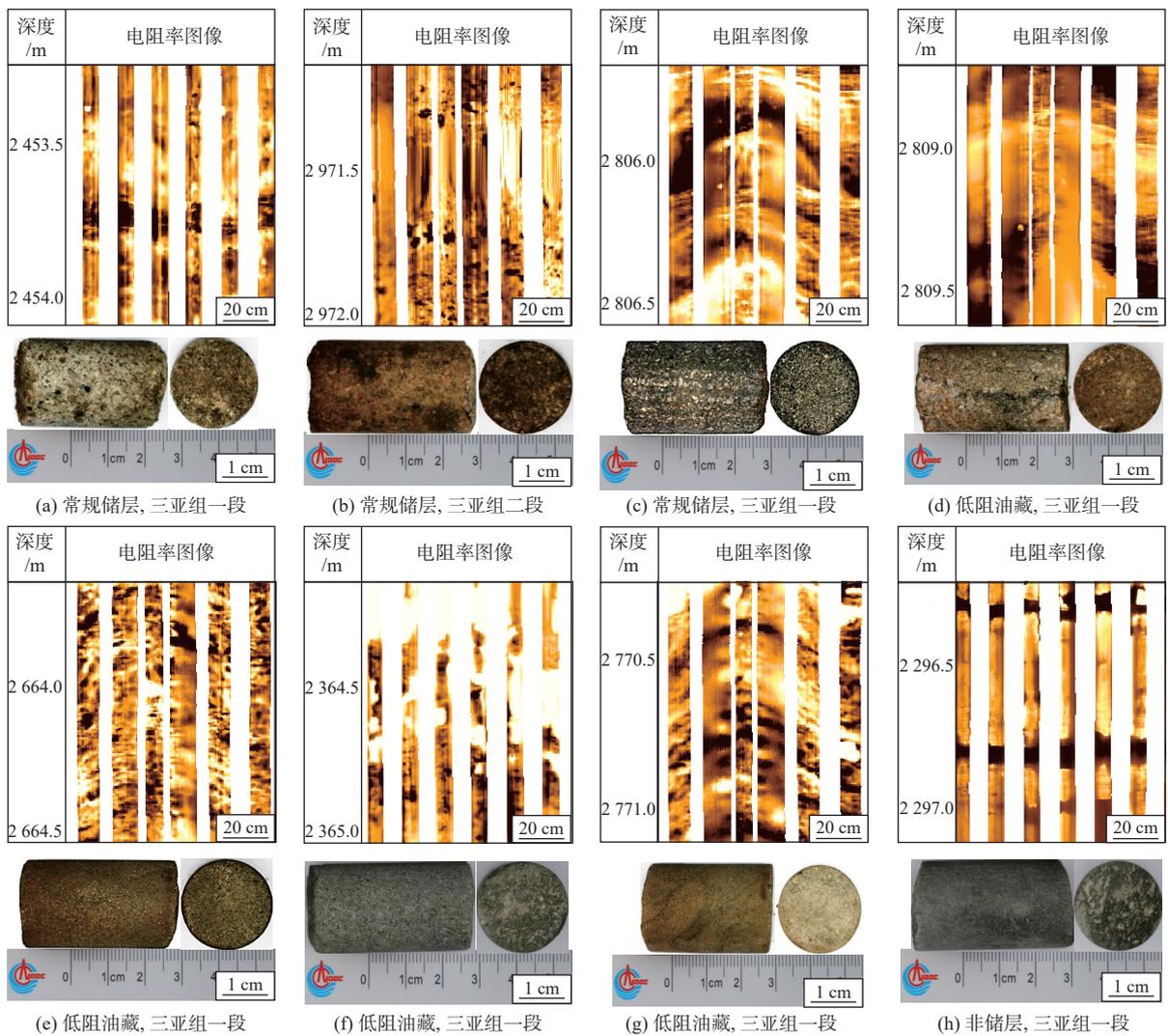


图 2 松涛凸起区常见岩性电阻率成像测井图像特征

Fig.2 Characteristics of micro-electrical image of common lithology in Songtao Uplift area

在中子孔隙度右侧, 分开不足一格; 电阻率成像上表现为层状特征, 砂岩层理发育, 灰质胶结、较致密, 局部见泥质条纹(图 2c)。

(4) 细砂岩 常规测井曲线自然伽马读值为 70~85 gAPI, 中子孔隙度和密度近重合; 电阻率成像上表现为层状特征, 砂岩层理发育, 细粒为主, 泥质胶结, 微含灰质(图 2d)。

(5) 粉砂岩 常规测井曲线自然伽马读值为 75~90 gAPI, 中子孔隙度和密度正向分开近半格, 密度在右, 中子孔隙度在左; 电阻率成像上表现为层状特征, 砂岩层理发育, 粉粒为主, 分选中等, 次棱角-次圆状, 含泥质较重、微含灰质, 胶结中等(图 2e)。

(6) 生屑砂岩 常规测井曲线自然伽马读值为 60~90 gAPI, 中子孔隙度和密度正向分开近一格; 电阻率成像上表现为杂乱团块高亮特征, 见生物碎屑介壳分布于细砂岩基质中, 灰质含量较重, 灰质条带

杂乱无序排列(图 2f)。

(7) 泥质粉砂岩 常规测井曲线自然伽马读值高, 接近 120 gAPI, 中子孔隙度和密度正向分开一格; 电阻率成像上表现为层状特征, 见泥质细纹或条带分布于砂质中, 胶结致密(图 2g)。

(8) 粉砂质泥岩 常规测井曲线自然伽马读值为 100~110 gAPI, 中子孔隙度和密度正向分开大于一格; 电阻率成像上表现为块状及层状特征, 含灰质中等, 可见海绿石发育(图 2h)。

## 2.2 物性特征

研究区储层孔隙度及渗透率变化较大, 渗透率最大可达  $3\ 000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 孔隙度最大值为 27.2%(图 3a)。为了更好的表征孔隙度及渗透率的分布变化, 将不同岩性的渗透率及孔隙度分别进行统计, 结果表明含砾中砂岩、中砂岩和灰质中砂岩为高孔

高渗特征, 孔隙度 < 13%, 渗透率 >  $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。低阻油藏的孔隙度及渗透率明显小于含砾中砂岩、中砂岩和灰质中砂岩, 细砂岩孔隙度基本也 > 15%, 但渗透率分布范围较大, 大部分 >  $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 生屑

砂岩的孔隙度一般 > 5%, 渗透率变化较大, 最大为  $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 粉砂岩及泥质粉砂岩渗透率均 <  $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 但总孔隙度并不低; 粉砂质泥岩为非储层, 渗透率 <  $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  (图 3a)。

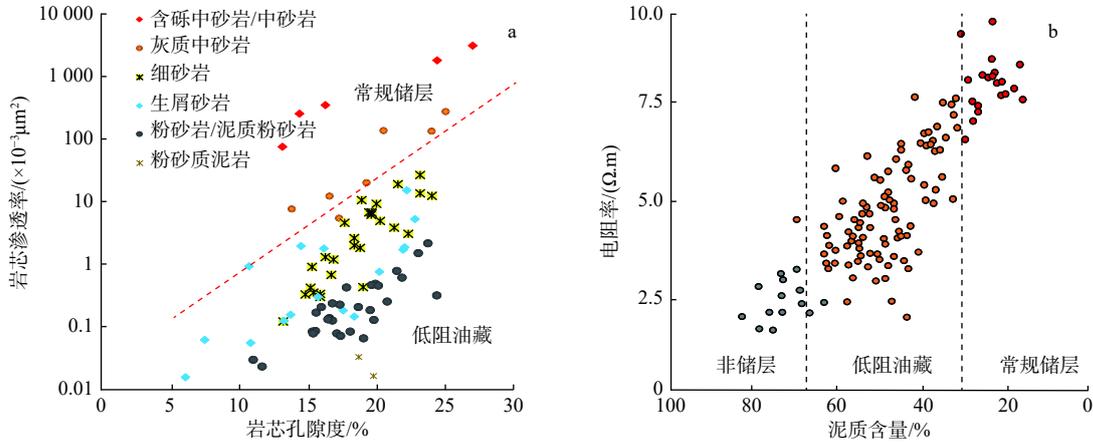


图 3 松涛凸起区孔隙度渗透率关系交会图

Fig.3 Relationship between porosity and permeability in Songtao uplift area

### 2.3 电性特征

研究区低阻油藏内油层的电阻率分布在 3.0~3.6  $\Omega \cdot \text{m}$ , 而水层的电阻率分布范围为 1.7~2.5  $\Omega \cdot \text{m}$ ,

电阻率增大系数 < 1.5; 且油层与水层的自然伽马、中子孔隙度及密度差异均较小 (图 4), 基于常规测井曲线很难识别出低阻油藏, 给测井解释带来很大困难, 因此有必要对研究区低阻油藏的成因及主控

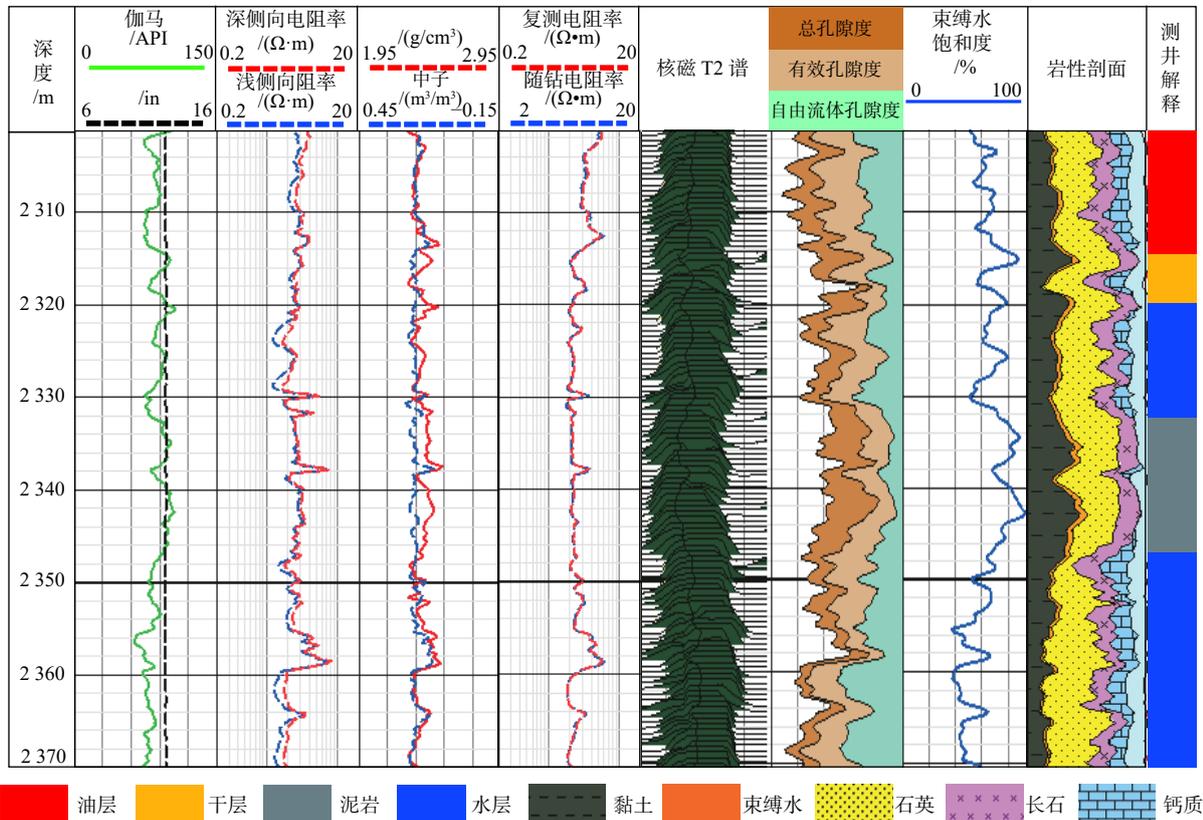


图 4 松涛凸起区储层常规测井曲线及测井解释成果

Fig.4 Conventional logging and interpretation results of low contrast reservoir in Songtao Uplift area

因素进行分析研究。

研究区常规储层岩性以中砂岩、含砾中砂岩及灰质中砂岩为主, 泥质含量普遍 $<30\%$ , 孔隙度和渗透率较大, 孔隙度一般 $>13\%$ , 渗透率 $>5\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ , 电阻率值高, 普遍 $>7\Omega\cdot\text{m}$ (图 3b), 束缚水饱和度含量较低, 一般 $<30\%$ (表 1、图 4)。低阻油藏岩性明

显变细, 以细砂岩、粉砂岩及泥质粉砂岩为主, 泥质含量分布在 $30\%\sim 65\%$ , 孔隙度及渗透率分布范围较大, 孔隙度一般 $>5\%$ , 渗透率主要在 $0.3\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 以上, 电阻率一般 $>3\Omega\cdot\text{m}$ (图 3b), 束缚水饱和度含量较高, 含量约为 $60\%$ (表 1、图 4)。

表 1 松涛凸起储层四性关系统计

Table 1 Lithology and petrophysical parameters of reservoirs in Songtao uplift area

储层类型	岩性	泥质含量/%	孔隙度/%	渗透率/ $(\times 10^{-3}\mu\text{m}^2)$	电阻率/ $(\Omega\cdot\text{m})$	束缚水饱和度/%
常规储层	中砂岩为主	$<30$	13~30	$>5$	$>7$	$<40$
低阻油藏	细砂岩、粉砂岩	30~65	5~25	0.3~11.3	2.5~8	40~85
非储层	泥岩	$>65$	15~20	$<0.1$	$<3$	$>80$

### 3 低阻油藏成因及主控因素

已有学者对低阻油藏的成因及主控因素进行了深入研究, 认为造成油气层低阻的因素有内因和外因<sup>[17]</sup>, 外因主要是指工程因素, 包括泥浆侵入及测量工具分辨率低等。研究区所有探井的电阻率测量均有随钻、复测和电缆测量的数据, 这些电阻率测量之间的差异能够反映泥浆侵入的影响。以研究区 A 井为例, 随钻和复测电阻率读值变化很小, 两者差异 $<0.1\Omega\cdot\text{m}$ , 并且电阻率曲线的变化趋势与电缆测量的深浅侧向电阻率曲线趋势一致(图 4)。这说明虽然储层暴露有一定时间, 但泥浆侵入对储层电阻率的影响很小, 泥浆侵入等工程因素不是造成研究区储层低阻的原因。因此, 有必要从宏观的沉积环境、岩性、岩石粒度及矿物组成, 到微观的孔隙结构特征、导电矿物含量及束缚水饱和度等方面对研究区低阻油藏的成因及主控因素进行综合分析和探讨。

#### 3.1 沉积环境及岩性

沉积环境决定了低阻油藏的岩性及岩相特征, 为低阻油藏提供了物质基础, 因此有必要对松涛凸起的沉积环境进行精细分析。电阻率成像测井技术可提供连续并且高精度的岩性及沉积构造信息, 弥补了井壁取芯资料带来的连续性差的不足, 为研究区沉积环境分析提供了丰富的地质信息<sup>[18]</sup>。根据电阻率成像数据, 结合常规测井曲线特征、取芯资料及地震资料等, 对研究区沉积环境进行了详细研究, 以 A 井为例(图 5), 岩性主要为浅灰色或灰色细砂岩、中砂岩、泥质细砂岩、粉砂岩及泥质

粉砂岩, 基于高分辨率电成像数据可见细砂岩发育组合层理、复合层理等沉积构造, 见生物扰动及生屑破碎发育; 组合层理主要表现为层理为连续不规则特征, 反映中薄层细砂与泥质条带、泥脉交互沉积, 泥质细脉被侵蚀截断; 复合层理主要表现为模糊斑状断续条带状特征, 可见成层性, 反映砂泥频繁交互沉积。常规测井曲线自然伽马读值较高、钟形或箱形, 水动力较弱, 沉积物粒度较细, 见层系界面发育。基于岩性及沉积构造特征, 结合区域地质背景及测井曲线响应特征, 松涛凸起区主要为牵引流及悬浮沉积, 主要发育滨岸相沉积, 可进一步识别出下临滨、过渡带和上临滨等沉积微相。滨岸相沉积远离海岸线, 潮汐和波浪为主要的地质营力, 具有沉积物粒度较细的特征, 造成研究区岩性以细砂岩、粉砂岩及泥质粉砂岩为主, 部分层段夹生屑砂岩的特征, 低阻油藏泥质含量较高, 泥质含量最高可达 $65\%$ , 而常规储层泥质含量最高不过 $30\%$ 左右(表 1、图 4), 泥质成分常作为胶结物或填隙物的形式存在, 造成低阻油藏孔隙变小且孔隙结构变差。

#### 3.2 微观孔隙及孔喉特征

研究区低阻油藏岩石较细, 主要为细砂岩或粉砂岩(图 2、5、6), 薄片显示碎屑颗粒以细粒为主, 颗粒间以点接触和线接触为主, 杂基含量较多, 分选较差(图 6a、6b); 并且主要为碳酸盐岩压嵌式致密胶结, 孔隙发育较弱, 连通性较差(图 6c、6d)。扫描电镜分析结果表明研究区低阻油藏主要发育原生粒间孔及粒内溶孔等储集空间。原生粒间孔含量较少, 约占总孔隙的 $10\%\sim 20\%$ , 孔隙大小一般 $<10\mu\text{m}$ (图 6e); 大部分的原生粒间被黏土矿物及碳酸盐岩矿物所填充, 此类孔隙 $<5\mu\text{m}$ (图 6f、6g),

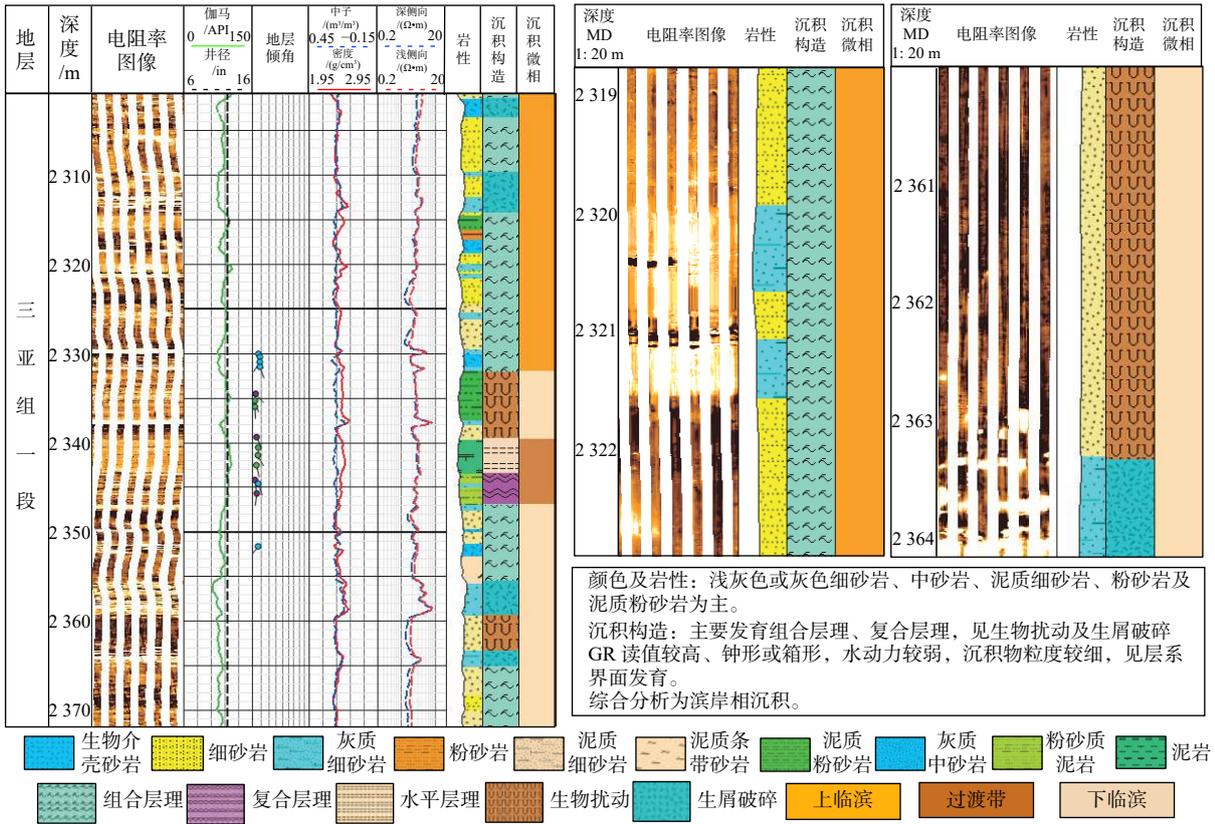
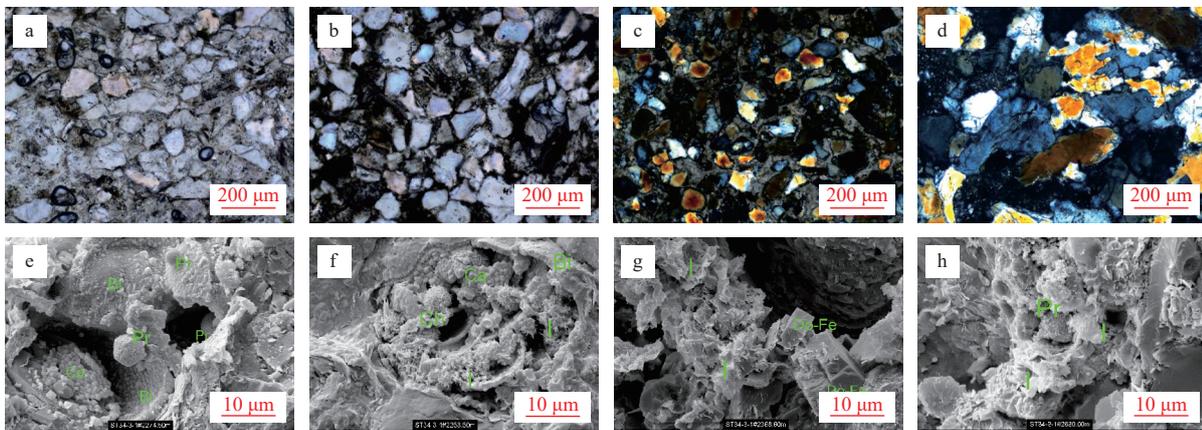


图5 松涛凸起区滨岸相沉积成像解释

Fig.5 Micro-electrical image interpretation of shore facies in Songtao uplift area



(a) 碎屑颗粒间杂基含量高，岩石孔隙发育较差，单偏光，2 641.2 m；(b) 碎屑颗粒点接触和线接触，岩石孔隙发育较差，单偏光，2 663.7 m；(c) 碳酸盐岩致密胶结，孔隙发育较弱，连通性较差，正交光，2 433.6 m；(d) 线接触为主，压嵌式胶结，岩石孔隙差，正交光，2 981.2 m；(e) 原生粒间孔，Bi 黑云母，Pr 黄铁矿，Ca 碳酸盐岩矿物，扫描电镜，2 274.5 m；(f) 黏土矿物及碳酸盐岩矿物充填粒间孔，Bi 黑云母，Ca 碳酸盐岩矿物，Ch 绿泥石，I 伊利石，扫描电镜，2 253.5 m；(g) 黏土矿物及碳酸盐岩矿物充填粒间孔，Do-Fe 铁白云石，I 伊利石，扫描电镜，2 253.5 m；(h) 黏土矿物粒内溶孔，Pr 黄铁矿，I 伊利石，扫描电镜，2 368.6 m

图6 松涛凸起区低阻油藏微观储集空间特征

Fig.6 Microscopic pore characteristics of low-resistivity reservoir in Songtao uplift area

约占总孔隙的 60%~70%；此外，还发育有少量的长石粒内溶孔、杂基溶孔及黏土矿物粒内溶孔(图 6h)，约占总孔隙度的 10%~20%，且渗流能力较差，对储层连通性意义不大。

储层的微观孔隙结构指的是储层中孔隙和喉

道的几何形状、大小、分布及其相互连通关系<sup>[19]</sup>。除铸体薄片法、扫描电镜法等直接定性分析孔隙结构外，压汞实验法提供的分选系数、排驱压力、歪度、最大孔喉半径和平均孔喉半径等参数则被用来定量表征储层微观孔隙结构特征<sup>[20-21]</sup>。研究区低阻

油藏储层排驱压力与平均孔喉半径呈明显的负相关特征, 平均孔喉半径越小, 排驱压力越大(图 7a), 压汞曲线呈偏细歪度平台型(图 7b), 排驱压力最大为 1.506 MPa, 平均为 0.452 MPa; 平均孔喉半径分

布 在 0.162~1.316  $\mu\text{m}$ , 均值为 0.714  $\mu\text{m}$ , 分选系数最大可达 1.407(表 2), 说明研究区低阻油藏储层孔喉半径较小, 以微孔喉为主, 喉道较细, 分选较差。

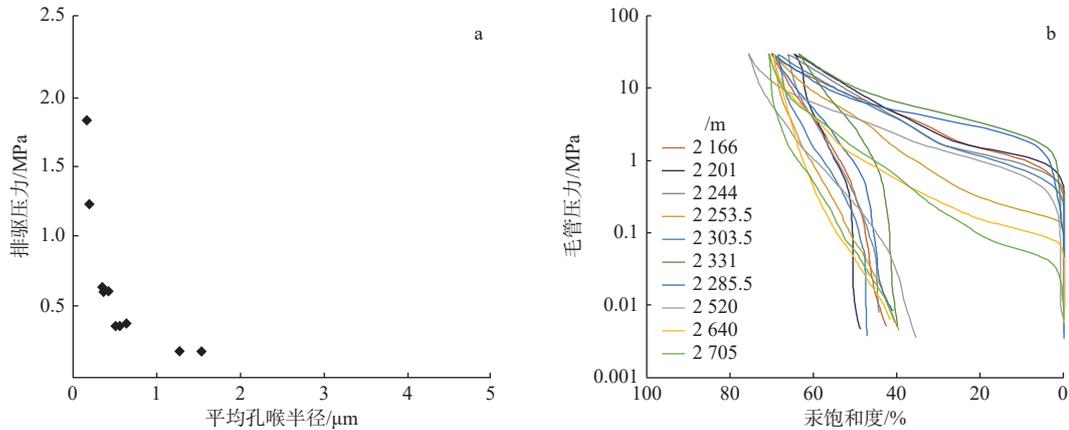


图 7 松涛凸起区低阻油藏储层孔隙结构特征

Fig.7 Pore structure characteristics of low-resistivity reservoir in Songtao uplift area

表 2 松涛凸起区低阻油藏孔隙结构参数

Table 2 Pore structure parameter of low-resistivity reservoir in Songtao Uplift area

深度/m	平均孔喉半径/ $\mu\text{m}$	最大孔喉半径/ $\mu\text{m}$	排驱压力/MPa	最大汞饱和度/%	退汞效率/%	分选系数	歪度
2 201	0.312	1.385	0.531	68.860	37.530	0.295	1.237
2 166	0.331	1.446	0.509	64.640	22.370	0.279	1.008
2 244	0.381	1.457	0.505	66.280	32.760	0.352	1.033
2 253.5	1.316	4.735	0.155	68.550	40.620	1.407	0.920
2 285.5	0.185	0.717	1.026	66.380	41.850	0.126	1.205
2 303.5	0.457	2.431	0.303	68.380	30.810	0.462	1.458
2 331	0.162	0.488	1.506	59.980	38.420	1.243	0.802
2 364.5	1.086	4.757	0.155	54.650	44.520	1.134	1.277
2 640	0.484	2.384	0.309	72.640	51.470	0.444	1.356
2 705	0.554	2.342	0.314	43.710	26.400	0.596	1.118

### 3.3 束缚水饱和度

研究区低阻油藏储层微观孔隙发育较差, 易导致地层中微孔隙束缚水含量增高。储层中束缚水有 2 种类型: ①是储层中水分子吸附在亲水性岩石颗粒表面上, 主要是吸附在黏土矿物颗粒上, 形成黏土束缚水; ②是由于储层中微孔隙发育, 先期存在的地层水无法被后期的油气完全驱替, 形成毛管束缚水, 束缚水在储层中形成导电网络, 造成储层电阻率读值降低。

基于核磁测井可计算储层中束缚水饱和度, 研究区储层总孔隙度不低, 但由于低阻油藏中泥质含量高(表 1、图 4), 造成储层中自由流体孔隙度较低, 一般 < 10%, 造成储层中束缚水含量较高, 束缚水饱

和度普遍 > 40%, 最大值可达 85% 左右(图 4)。同时低阻油藏中部分层段束缚水饱和度高于水层, 说明束缚水在低阻油藏中形成了复杂的网状导电通路, 高束缚水饱和度是造成研究区低阻油藏形成的主要原因。

### 3.4 储层导电性

此外地层中导电矿物含量的增加会导致电阻率读值明显降低, 为排除导电矿物对地层电阻率的影响, 通过对研究区低阻油藏岩石薄片及扫描电镜分析发现, 储层中菱铁矿和黄铁矿等金属副矿物含量较低(表 3), 菱铁矿含量最大为 9%, 黄铁矿含量一般 < 2%(表 3), 导电矿物不是造成储层低阻的主要形成因素。

表3 松涛凸起区低阻油藏导电矿物及X射线衍射矿物含量

Table 3 Conductive minerals contents by X-ray diffraction in the low-resistivity reservoir in Songtao Uplift area

井名	深度/m	岩性	CEC/(mmol/100 g)	菱铁矿/%	黄铁矿/%	黏土矿物总量/%	黏土矿物相对含量/%				I/S混层比/%
							I/S	I	K	C	
A	2 203.00	细砂岩	1.76	2	1	5	29	20	20	31	45
	2 229.00	泥质粉砂岩	2.49	9		11	37	22	21	20	55
	2 265.00	泥质粉砂岩	2.96	6	1	9	40	24	20	16	65
	2 243.50	粉砂岩	1.56	6	2	8	25	21	33	21	50
B	2 430.50	泥质粉砂岩	2.11	4	1	10	43	24	30	3	70
	2 642.00	细砂岩	4.53	4	1	3	32	22	41	5	70

此外黏土矿物的阳离子在外加电场的作用下也能产生导电现象,以阳离子交换量(CEC)来表征黏土矿物的导电能力,不同类型的黏土矿物的CEC值也不同<sup>[22]</sup>。研究区低阻油藏X射线衍射及阳离子交换量分析结果表明,黏土矿物含量较低,最高为11%,最低仅为3%(表3);CEC值较小,最大为4.53 mmol/100 g,大部分样品CEC值<3 mmol/100 g(表3)。同时,黏土矿物主要以CEC值较低伊/蒙混层为主,这表明黏土矿物的阳离子附加导电也不是造成研究区储层低电阻的主要因素。

总而言之,研究区处于滨岸相沉积环境,储层岩石粒度较细,以细砂岩及粉砂岩为主,泥质含量较高,分选差且杂基含量高,导致储层中孔隙较小及孔隙结构较差,进而造成储层中微孔隙束缚水及毛管束缚水含量高,是研究区低阻油藏的主要控制因素。

## 4 储层下限研究

前文已论述了低阻油藏的成因及主要控制因素,但对于低阻油藏而言,储层下限的研究尤为重要,孔隙度、渗透率及电阻率下限的确定直接影响了对低阻油藏的储量计算,储层下限的不确定将会严重阻碍研究区低阻油藏勘探开发进程。

### 4.1 孔喉半径下限

最小流动孔喉半径可以通过多种方法来确定,本文所采用的是正态概率分布曲线法。在 $\Phi$ 值与汞饱和度交会图中第I、II直线段代表的粗、中孔喉,即油气储集与流动的孔隙空间,而第III直线段代表的微细孔喉基本上被束缚水所占据,通常把第II与第III直线段交点所对应的孔喉半径定为储层的最小流动孔喉半径<sup>[19]</sup>。对研究区低阻油藏所有压汞实验数据进行了分析,低阻油藏储层的最小流

动孔喉半径的 $\Phi$ 值为约10.4,即孔喉半径约0.36  $\mu\text{m}$ (图8a)。

### 4.2 渗透率下限

渗透率下限的确定有最小孔喉法和粒度中值法2种。最小有效孔喉法中,一般而言,孔喉半径越小,储层渗透率就越低,通过对压汞实验点的平均孔喉半径和覆压校正后岩心渗透率进行交会,得到渗透率与孔喉半径的统计关系(图8b)。可以利用这一关系的物理意义,最小孔喉半径对应的渗透率值即为储层中流体能够流动的岩石渗透率最小值,既储层渗透率下限。研究区孔喉半径下限为0.36  $\mu\text{m}$ ,根据渗透率和孔喉半径的拟合关系,得到研究区低阻油藏渗透率下限为 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图8b)。

粒度中值法中,渗透率随着粒度平均值的增大而增大,因此,可建立渗透率与粒度平均值的统计关系,粒度平均值的中值代表了储层中可动流体渗透率的最小值<sup>[20]</sup>,既储层渗透率下限。基于粒度分析数据,研究区低阻油藏粒度平均值在3.9~5.28 $\Phi$ 变化,中值为4.2 $\Phi$ ;对应为0.04~0.11 mm,中值为0.07 mm,基于渗透率与粒度平均值的统计关系,对应的覆压校正后岩心渗透率分别为 $0.55 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图8c)和 $0.58 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图8d)。因此,结合最小孔喉法及粒度中值法,确定研究区低阻油藏渗透率下限为 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

### 4.3 孔隙度下限

储层在后期压实和胶结作用的影响下,岩石孔隙结构均值性变差,喉道变细,孔隙连通性变差,渗透率降低,造成储层中孔隙度和渗透率常呈半对数关系,渗透率值随着孔隙度的增加而增加。研究区低阻油藏也符合这一规律,渗透率与孔隙度的统计关系的相关系数为0.8078,相关性较好,根据渗透率和孔隙度的拟合关系,对应渗透率下限值 $0.6 \times$

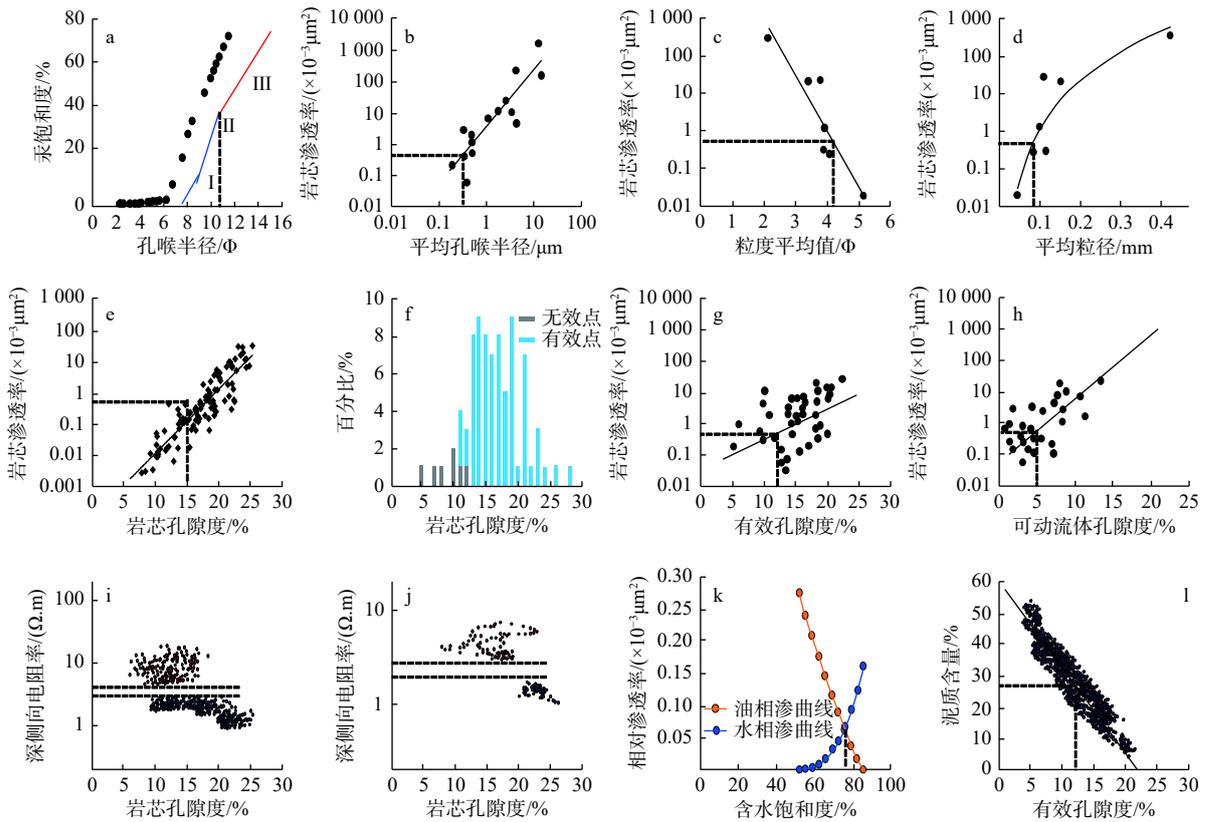


图 8 松涛凸起低阻油藏储层下限确定

Fig.8 The reservoir cutoffs of low-resistivity reservoir in Songtao low uplift

$10^{-3} \mu\text{m}^2$  的孔隙度下限为 15% (图 8e)。

对研究区低阻油藏有效孔隙度下限及可动流体孔隙度的确定,主要采用了分布函数法及孔渗关系法,分析时将常规孔渗实验未测得具体渗透率值的岩样定为无效点,能提供具体渗透率值的岩样定为有效点。无效点和有效点有效孔隙度的交会约在 11%~12% (图 8f),两者即有效孔隙度的下限值约在 11%~12%。低阻油藏有效孔隙度及可动流体孔隙度与渗透率也符合半对数关系,根据渗透率和有效孔隙度的拟合关系,对应渗透率下限值  $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的有效孔隙度下限为 12% (图 8g),可动流体孔隙度下限为 5% (图 8h)。

#### 4.4 电阻率下限

地层测试是认识地下储层最直接的动态资料,其结果能真实地反映地下流体性质,国内很多低阻油藏都发现储层的电性特征与地层测试结果有着一定的相关关系,因此可以利用地层测试结果来确定有效储层的电阻率下限。研究区 A 井地层测试为油层的层段电阻率读值一般  $>3 \Omega \cdot \text{m}$ ,而地层测试为水层的层段电阻率值一般  $<2.7 \Omega \cdot \text{m}$  (图 8i);研究区 B 井地层测试为油层的层段电阻率读值一般

$>3.2 \Omega \cdot \text{m}$ ,而地层测试为水层的层段电阻率值一般  $<2.5 \Omega \cdot \text{m}$  (图 8j),因此确定研究区低阻油藏的电阻率下限为  $3 \Omega \cdot \text{m}$ 。

#### 4.5 含油饱和度下限

基于井壁取芯点的相渗实验数据,对其进行归一化处理,结果表明油相渗曲线及水相渗曲线的等渗点的含税饱和度约为 75%,因此认为含油饱和度 25% 为储层含油性的下限值 (图 8k)。由于研究区低阻油藏地层测试取样均取到油层,地层测试的层段基本不出水,能证实含由饱和度下限的边界层较少,因此该含油饱和度下限应该作为评价的参考而非绝对值。

#### 4.6 泥质含量下限

泥质含量上限的确定主要采用了有效孔隙度和泥质含量交会的方法,有效孔隙度随着泥质含量的增加而降低 (图 8l),当有效孔隙度降低到下限值 12% 时,泥质含量约 27.5%,因此认为泥质含量的上限约为 27.5%。

综上所述,松涛凸起区三亚组低阻油藏有效厚度下限可归纳为表 4。

表4 松涛凸起区储层有效厚度下限

Table 4 The effective cutoffs of low-resistivity reservoir in Songtao Uplift area

结论	泥质含量/%	有效孔隙度/%	渗透率/( $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	含油饱和度/%	电阻率/( $\Omega\cdot\text{m}$ )
油层	$\leq 27.5$	$\geq 12$	$\geq 0.6$	$\geq 25$	$\geq 3$
水层	$\leq 27.5$	$\geq 12$	$\geq 0.6$	$< 25$	$< 3$
干层	$\leq 27.5$	$< 12$	$< 0.6$		

## 5 结论

(1)松涛凸起区三亚组发育低阻油藏,岩性以细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩及生屑灰岩为主;孔隙度及渗透率变化较大,孔隙度一般 $> 5\%$ ,渗透率一般 $> 3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,电阻率集中分布在 $2.5 \sim 8 \Omega\cdot\text{m}$ ,电阻率增大系数 $< 1.5$ ;低阻油藏束缚水饱和度含量较高,一般 $> 40\%$ ,最高可达 $85\%$ 。

(2)基于测井、录井及大量实验分析数据对低阻油藏的形成机理进行了深入研究,松涛凸起区主要发育滨岸相沉积,发育的储层具有岩石粒度细及泥质含量高的特征,造成松涛凸起区低阻油藏微观储集空间较小及孔隙结构较差,进而导致地层中束缚水含量明显增高,是造成研究区储层低电阻率的根本原因,泥浆侵入和地层导电性等外因对低阻油藏的影响较小。

(3)根据岩芯分析、孔渗及地层测试等资料并结合测井数据对研究区低阻油藏储层下限进行了确定:平均孔喉半径下限为 $0.36 \mu\text{m}$ ,渗透率下限为 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,孔隙度下限为 $15\%$ ,有效孔隙度下限为 $12\%$ ,可动流体孔隙度下限为 $5\%$ ,电阻率下限为 $3 \Omega\cdot\text{m}$ ,含油饱和度下限为 $25\%$ ,泥质含量下限为 $27.5\%$ ,储层下限的确定为低阻油藏储量计算及评价提供了可靠依据。

### 参考文献:

- 的宏观地质控制因素研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2006, 30(3): 22-25.
- [6] 郭顺,王震亮,张小莉,等. 陕北志丹油田樊川区长6~1低阻油层成因分析与识别方法[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2012, 42(1): 18-24.
- [7] 金宝强,陈建波,舒晓,等. 渤海海域馆陶组低阻油层沉积特征及其控制作用:以QHD油田为例[J]. 海洋地质前沿, 2021, 37(8): 17-22.
- [8] 李子悦,毛志强,徐锦绣,等. LD油田东营组二段油层低阻成因及沉积背景[J]. 东北石油大学学报, 2018, 42(4): 85-91.
- [9] 王绪诚,于水明,姜建,等. 恩平凹陷新近系低阻油层地质成因分析[J]. 科技通报, 2018, 34(5): 11-15.
- [10] 杨勇,林承焰,祝鹏. 涠洲11-1油田角尾组低阻油藏成因机理及测井评价方法[J]. 海洋地质前沿, 2016, 32(4): 58-62.
- [11] 何胜林,张海荣,陈嵘,等. 东方1-1气田低电阻率气层测井评价方法[J]. 天然气工业, 2012, 32(8): 27-30.
- [12] 朱伟林,张功成,高乐. 南海北部大陆边缘盆地油气地质特征与勘探方向[J]. 石油学报, 2008, 29(1): 1-9.
- [13] 姚哲,张金锋,朱继田,等. 琼东南盆地深水天然气水合物运聚成藏模式[J]. 海洋地质前沿, 2021, 37(7): 22-32.
- [14] 杨计海,黄保家,杨金海. 琼东南盆地深水松南低凸起天然气成藏条件与勘探潜力[J]. 中国海上油气, 2019, 31(2): 1-10.
- [15] 李胜勇,胡林,甘军,等. 琼东南盆地深水陵南低凸起古潜山油气成藏条件[J]. 海洋地质前沿, 2021, 37(7): 68-75.
- [16] 朱伟林. 南海北部深水油气地质特征[J]. 石油学报, 2010, 31(4): 521-527.
- [17] 欧阳健,修立军,石玉江,等. 测井低对比度油层饱和度评价与分布研究及其应用[J]. 中国石油勘探, 2009, 14(1): 38-52.
- [18] 李瑞彪,陈兆明,石宁,等. 高分辨率FMI成像测井在珠江口盆地番禺B注勘探中的应用及其指示意义[J]. 海洋地质前沿, 2020, 36(5): 64-72.
- [19] 马旭鹏. 储层物性参数与其微观孔隙结构的内在联系[J]. 勘探地球物理进展, 2010, 33(3): 216-219.
- [20] 庞河清,曾焱,刘成川,等. 川西拗陷须五段储层微观孔隙结构特征及其控制因素[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(4): 48-60.
- [21] 彭军,韩浩东,夏青松,等. 深埋藏致密砂岩储层微观孔隙结构的分形表征及成因机理:以塔里木盆地顺托果勒地区柯坪塔格组为例[J]. 石油学报, 2018, 39(7): 775-791.
- [22] 王友净,宋新民,何鲁平,等. 南尚堡深层低阻油层的地质成因[J]. 石油学报, 2010, 31(3): 426-431.
- [1] 程相志,周灿灿,范宜仁,等. 淡水油藏中低对比度油气层成因及识别技术[J]. 石油天然气学报, 2007, 29(6): 62-65.
- [2] 段健,朱露. 南堡油田浅层低对比度油层识别方法研究[J]. 海洋石油, 2018, 38(4): 62-66.
- [3] 汪爱云,宋延杰,刘江,等. 葡西地区低阻油层的成因[J]. 大庆石油学院学报, 2005, 29(1): 18-20.
- [4] 单祥,季汉成,刘计国,等. 尼日尔Agadem区块古近系Sokor1组低阻油层成因[J]. 东北石油大学学报, 2014, 38(2): 27-34.
- [5] 吴金龙,孙建孟,朱家俊,等. 济阳拗陷低阻油层微观成因机理

## Reservoir characteristics and cutoffs of low resistivity reservoir in Songtao Uplift, Qiongdongnan Basin

CHEN Ming<sup>1</sup>, SUN Dianqiang<sup>1</sup>, WU Jinbo<sup>1</sup>, QU Changwei<sup>2\*</sup>, LI Shenzhuan<sup>2</sup>

(1 Zhanjiang Branch of CNOOC (China) Ltd., Zhanjiang 524057, China; 2 Schlumberger China, Beijing 100015, China)

**Abstract:** To finely characterize reservoir property, understand the genesis and main controlling factors, and quantitatively determine the cutoffs of low-resistivity reservoir in Songtao Uplift of the Qiongdongnan Basin in South China Sea, conventional logging, nuclear magnetic resonance logging, resistivity imaging logging, and formation testing data, as well as the core data were analyzed. Results show that the lithology of the low-resistivity reservoir is mainly fine-grained sandstone, including siltstone, argillaceous siltstone, and bioclastic sandstone. The porosity and permeability vary greatly, and the resistivity increase factor is less than 1.5. The sedimentary environment was sea shore, featuring fine-grained materials that have poor pore structure and pore connectivity. This feature resulted in the high content of pore irreducible water and capillary irreducible water in the sedimentary rock, which is the key reason for the low-resistivity oil reservoir, while mud invasion, conductive minerals, and additional conductivity of clay minerals had little effect on the reservoir resistivity. Therefore, the reservoir cutoffs were analyzed and determined quantitatively, including pore radius, porosity, permeability, resistivity, oil saturation, and clay content. This study paved road for identification and evaluation of low-contrast reservoir and will accelerate the development of low-resistance reservoirs in the study area.

**Key words:** low resistivity reservoir; reservoir genesis; reservoir cutoffs; irreducible water saturation; Songtao Uplift; Qiongdongnan Basin