

苏丹穆格拉德盆地福拉凹陷 AG1 层低阻油层 形成机制及其控制因素

韩如冰¹, 田昌炳¹, 马 思², 李顺明¹, 何 辉¹, 杜宜静¹

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石油国际勘探开发公司, 北京 100034)

摘要: 首先综合各项资料研究低阻油层成因, 并将低阻油层按成因分类, 分别研究其测井响应特征, 然后明确不同油田各成因类型分布, 将其与储层地质特征对比分析, 明确低阻油层形成控制因素。结果表明, 低阻油层形成机制包括泥质含量高、孔隙结构复杂、存在导电矿物、黏土矿物附加导电、油气充注不足等。低阻油层形成控制因素可分为沉积因素、成岩因素、沉积-成岩综合因素及成藏因素。沉积因素对低阻油层的控制主要通过控制泥质含量的控制实现; 成岩因素对低阻油层的控制主要体现在导电胶结物的沉淀和孔隙结构复杂化上; 沉积-成岩综合因素对低阻油层的控制主要体现在黏土矿物和有效储层展布上; 成藏因素的控制作用体现在条件较差时, 油气充注不足, 造成油层低阻。各油田储层地质特征不同, 低阻油层控制因素不同, 最终造成低阻油层成因类型分布出现差异。

关键词: 福拉凹陷; 低阻油层; 成因分类; 控制因素

中图分类号: TE 122.23 **文献标志码:** A

引用格式: 韩如冰, 田昌炳, 马思, 等. 苏丹穆格拉德盆地福拉凹陷 AG1 层低阻油层形成机制及其控制因素[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2018, 42(3):31-40.

HAN Rubing, TIAN Changbing, MA Si, et al. Formation mechanisms and controlling factors of low resistivity pays of AG1 layer in Fula Sag, Muglad Basin, Sudan[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2018, 42(3):31-40.

Formation mechanisms and controlling factors of low resistivity pays of AG1 layer in Fula Sag, Muglad Basin, Sudan

HAN Rubing¹, TIAN Changbing¹, MA Si², LI Shunming¹, HE Hui¹, DU Yijing¹

(1. *Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China;*
2. *China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation, Beijing 100034, China*)

Abstract: Comprehensive data analyses were applied to study and categorize the formation mechanisms of low resistivity pays. Accordingly, the mechanisms are summarized as high mud content, complex pore structure, conductive minerals, additive conductive caused by clay minerals and insufficient hydrocarbon incharge, respectively. The well log responses of different types of low resistivity pays and the distribution of different types were studied. Then reservoir characteristics of AG1 layer of different oilfields were studied simultaneously with the distribution of different low resistivity pay categories. Several factors were found to be the controlling factors of low resistivity pays, including sedimentary, diagenesis, sedimentary-diagenesis, and hydrocarbon accumulation. The first three factors affect the low resistivity pays through the control on the shale content, the conductive cement content and the complexity of pore structure, and the clay mineral content and the distribution of effective reservoir, respectively. The hydrocarbon accumulation factor mainly controls the distribution of low resistivity pays when hydrocarbon incharge was insufficient. Because of these different reservoir characteristics and controlling factors, the distribution of different categories varies in the four oil fields.

Keywords: Fula Sag; low resistivity pay; formation category; controlling factors

苏丹穆格拉德盆地福拉凹陷大部分油田进入开发中后期,呈现高采出程度、高含水特征,低阻油层成为愈发重要的剩余潜力^[1-2]。对福拉凹陷内低阻油层认识不清,导致以此为依据的油井增产措施常出现遗漏油层和补开水层,给后期措施实施造成较大阻碍,也难以满足层系接替的储量基础和技术要求。低阻油层在20世纪60年代就得到国外的重视,最初的研究集中在美国的德克萨斯油田和路易斯安那湾,后来人们在其他油区如墨西哥湾、印度尼西亚、北海油田、中国的渤海湾盆地等地相继发现低阻油层并加以研究^[3-5]。目前,对低阻油层的成因研究较多^[6-9],Hamada等^[6]将其划分为增加导电型和高束缚水饱和度型两类,其他学者又将其细分。低阻油层识别方面,国外研究者提出了很多解释公式,如印尼公式、西门杜公式、W-S公式等,并不断改

进^[10-14]。国内研究在定量识别的基础上,综合油藏地质特征进行识别,如根据井间关系进行判断等^[10-11]。但大多数国内外研究仅侧重于单个区块的成因分析和单井定量解释方法,而综合利用各项资料对断陷湖盆内低阻油层形成的机制及控制因素进行系统研究较少。笔者综合利用各项岩心分析化验资料和测井曲线资料对福拉凹陷低阻油层进行研究,在新认识的基础上重新进行识别。

1 地质概况

福拉凹陷位于穆格拉德盆地东北部,总体上为一个被东、西边界断层控制而呈近南北向展布的狭长地堑(图1)^[15-17]。福拉凹陷在AG组沉积时处于湖泊断陷期,大量陆源沉积物不断向湖泊进积,形成以各类三角洲沉积为主的砂泥间互沉积^[15-17]。

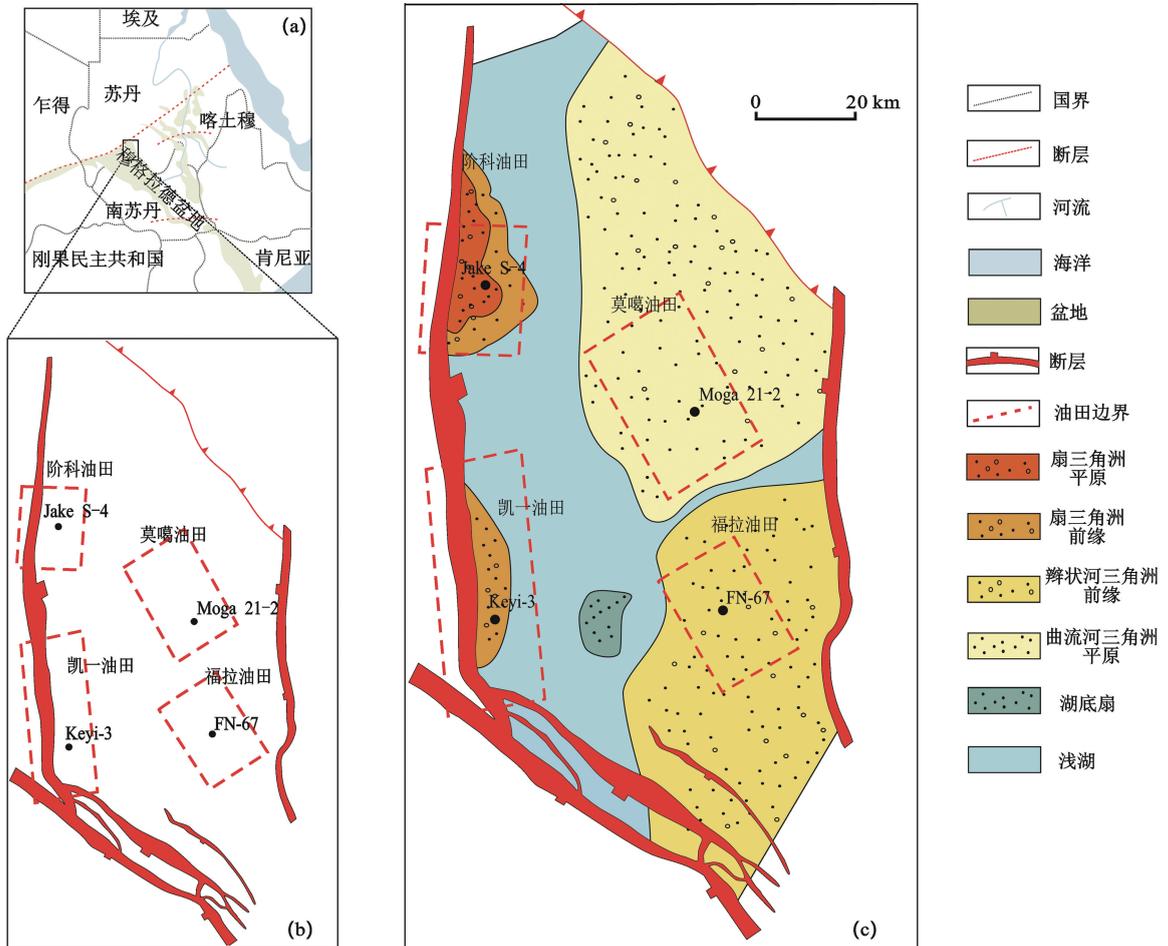


图1 研究区位置及AG1层沉积相带展布^[15]

Fig.1 Location of study area and facies distribution of AG1 layer^[15]

根据岩性可将AG组分为上、中、下三段,下段AG3段主要为中粗粒河流相砂岩与泥岩互层;中段AG2段发育厚层富有机质深湖—半深湖暗色泥页

岩与砂岩互层;上部AG1段发育砂岩与暗色泥岩(局部含煤)互层。福拉凹陷主要含油层位及低阻油层发育层位为AG1段,又可细分为AG10、AG1a

~1f 等 7 个砂层组,各砂层组又细分为数个小层(表 1)。

表 1 研究区 AG1 层地质分层方案

Table 1 Stratigraphic framework of AG1 layer

砂层组	小层
AG10	AG10
AG1a	AG1a1 ~ a4
AG1b	AG1b1 ~ b9
AG1c	AG1c1 ~ c6
AG1d	AG1d1 ~ d5
AG1e	AG1e1 ~ e14
AG1f	AG1f1 ~ f5

在研究中选取福拉凹陷主力油田福拉北、阶科南、莫噶和凯一作为研究对象。前人研究^[15-17]表明,AG1 段沉积时,福拉北和莫噶油田位于湖盆缓坡带一侧,福拉北距物源稍近,地形坡度相对大,发育辫状河三角洲前缘沉积,而莫噶油田距物源较远,地形坡度小,发育曲流河三角洲前缘沉积。阶科南和凯一油田位于湖盆陡坡带,发育扇三角洲前缘沉积。受物源和地形控制,阶科南油田物源更加充足,扇体更为发育,

表 2 研究分析化验资料统计

Table 2 Statistics of core analysis

井号	岩心观察长度/m	铸体薄片/张	扫描电镜样品/个	X 衍射样品/个	粒度分析样品/个	相对渗透率测试样品/个	压汞测试样品/个	物性测试样品/个
FN-67 井	6.57	4	2	2	4	2	2	52
Jake-S-4 井	4.49	8	8	2	4	—	—	57
Moga21-2 井	16.86	10	5	5	9	2	2	131
Keyi-3 井	19.20	6	7	12	6	2	2	154
总计	47.12	28	22	21	23	6	6	394

3 储层地质特征

首先对 AG1 段储层岩石类型、矿物组成、粒度特征、胶结物特征、黏土矿物特征、储层物性和有效储层展布等进行研究。

岩心观察发现 AG1 段岩石类型复杂,福拉北主要为粗砂岩、中粗砂岩、细砂岩、粉砂岩和暗色泥岩;阶科南油田和凯一油田内灰色及灰黑色砂砾岩、粗砂岩、中粗砂岩、细砂岩、粉砂岩和暗色泥岩均发育;莫噶油田主要发育中粗砂岩、细砂岩、粉砂岩和暗色泥岩。

岩石颗粒组成上,各油田砂岩颗粒矿物成分较为接近,主要为次长石砂岩、长石砂岩及岩屑长石砂岩(图 2)。石英相对含量为 62.7% ~ 91.5%,数值较高。

对储层泥质含量和颗粒直径进行研究(图 3),发现两者受沉积相带控制。莫噶油田发育曲流河三

而凯一油田物源相对较少,扇体规模小。

2 研究方法

本文将低阻油层定义为在同一油气系统中电阻率与邻近水层之比小于 2 的油层^[1]。研究中先利用多种资料收集已证实低阻油层,结合各项岩心分析化验资料分析成因,并将低阻油层进行成因分类。将不同位置的不同成因类型的低阻油层与其测井响应对应研究,系统分析各成因类型低阻油层测井响应特征,随后研究各油田的不同成因低阻油层分布情况,最后将不同油田储层地质特征与低阻油层成因类型分布对比分析,研究低阻油层形成的控制因素。

本次研究在 4 个油田内分别选取典型井 FN-67 井、Jake-S-4 井、Moga21-2 井、Keyi-3 井,系统分析试油资料、岩心资料、铸体薄片、扫描电镜、X 衍射、粒度分析资料、相渗资料、压汞资料和物性分析等(表 2)。通过岩心资料、试油资料和生产动态资料,收集已证实低阻油层 48 层,下文中详细说明了低阻油层均为已证实的低阻油层。

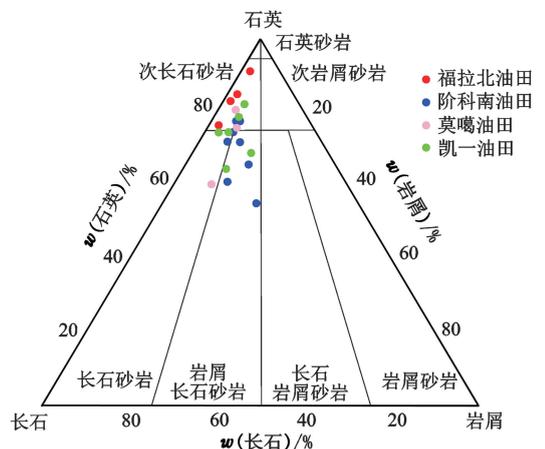


图 2 各油田 AG1 层岩石颗粒成分三角图

Fig. 2 Mineral composition of rocks in each oilfield

角洲前缘沉积,泥质含量最高,平均为 4.96%,颗粒直径最小,平均为 0.34 mm;其次为凯一油田,主要发育扇三角洲前缘末端,扇体发育较差,平均泥质含量为 3.85%,颗粒直径较小,平均为 0.38 mm;

阶科南油田发育扇三角洲前缘,扇体较发育,平均泥质含量为3.36%,平均粒径为0.41 mm;福拉北主要发育辫状河三角洲前缘,泥质含量低,平均为3.28%,粒径均较高,平均为0.43 mm。综上,莫噶油田曲流河三角洲前缘距物源最远,泥质含量最高,颗粒直径最低;凯一油田为扇三角洲前缘末

端且扇体发育较差,物源不充足,泥质含量较高,颗粒直径相对低;阶科南油田虽同为扇三角洲前缘,但扇体发育较好,物源充足,泥质含量相对低、颗粒直径较大;福拉北辫状河三角洲前缘距物源相对近,沉积物经过充分淘洗、簸选,泥质含量最低,颗粒直径最高。

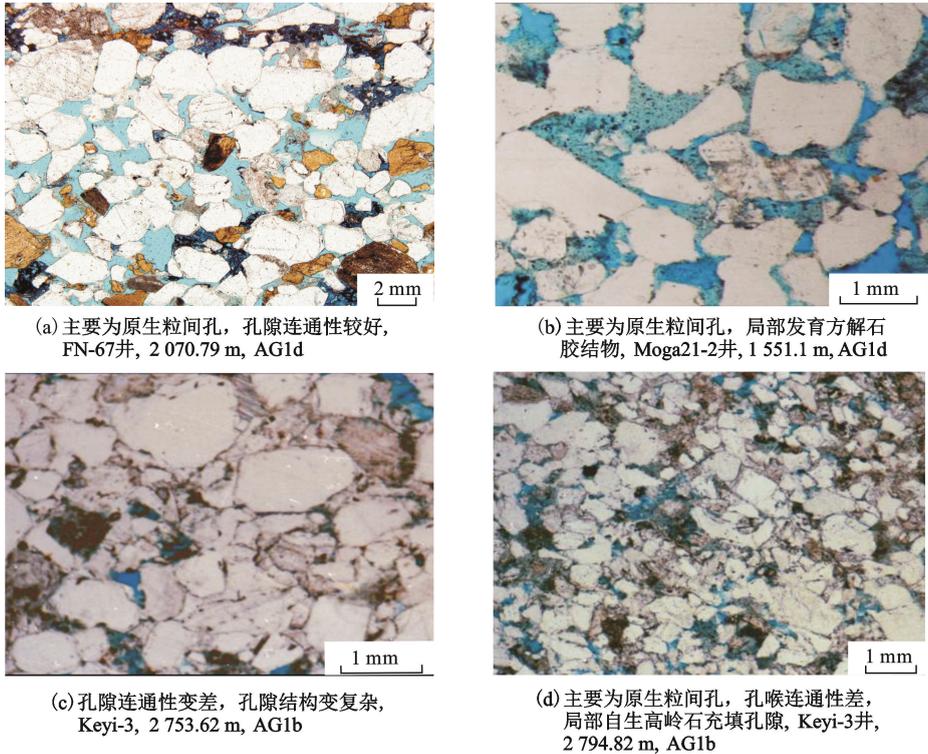


图3 各油田 AG1 层铸体薄片特征

Fig. 3 Characteristics of casting thin sections of AG1 layer for different oilfield

储层自生胶结物类型主要为硅质胶结、碳酸盐胶结和铁质胶结。硅质胶结主要指石英次生加大,充填孔隙空间,各油田均发育,平均含量为3.92%,但凯一油田含量较高,最高可超过15%。碳酸盐胶结物主要包括方解石、铁方解石、白云石和铁白云石等,局部发育,整体含量低,平均含量小于1%,但凯一油田含量较高,最高可超过10%。铁质胶结主要指菱铁矿和黄铁矿胶结,氧化铁极少,指示偏碱性偏还原的成岩环境。福拉北菱铁矿和黄铁矿含量较高,平均含量分别为5.75%、1.00%,其他3个油田

含量较低,平均含量分别为0.8%、0.6%。

黏土矿物主要包括高岭石、蒙脱石、伊利石、绿泥石、伊绿混层、伊蒙混层等,不同区块黏土矿物类型和相对含量存在差异(表3)。区内最重要的黏土矿物为高岭石,平均含量76.5%,呈书页状或蠕虫状集合体充填孔隙空间。除高岭石外,福拉北主要发育伊利石和伊蒙混层,阶科南油田主要发育伊利石和绿泥石,莫噶油田主要发育蒙脱石和绿泥石,凯一油田主要发育蒙脱石、伊利石及绿泥石。

表3 福拉凹陷各油田 AG1 层黏土矿物相对含量

Table 3 Relative composition of clay minerals in AG1 layer

油田	井号	高岭石/%	蒙脱石/%	伊利石/%	绿泥石/%	伊绿混层/%	伊蒙混层/%
福拉北	FN-67	82.14	—	11.35	—	—	6.50
阶科南	Jake-S-4	78.90	3.70	8.90	5.60	2.85	—
莫噶	Moga 21-2	75.65	8.82	3.97	10.27	1.53	—
凯一	Keyi-3	69.11	8.65	14.31	7.86	—	—

通过对4口取心井的物性测试及165口井的测

井解释物性进行研究(表4),发现福拉北、阶科南油

田 AG1 段埋藏深度浅(深度小于 2 500 m),泥质含量低,平均粒径大,因此储层物性较好。虽然莫噶油田 AG1 段埋藏较浅(深度小于 2 000 m),但由于泥质含量高,储层物性亦较差。凯一油田 AG1 段埋藏深(深度小于 2 700 m),泥质含量高、颗粒直径小且成岩改造严重,储层物性差。

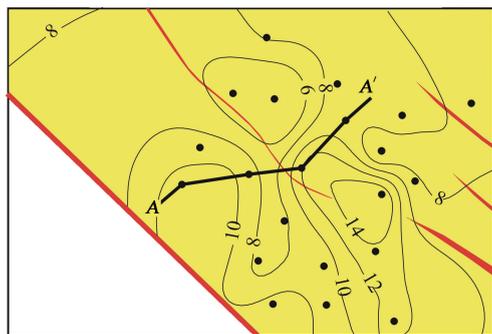
福拉北、阡科南油田和莫噶油田有效砂体分布

表 4 福拉凹陷各油田 AG1 层储层物性

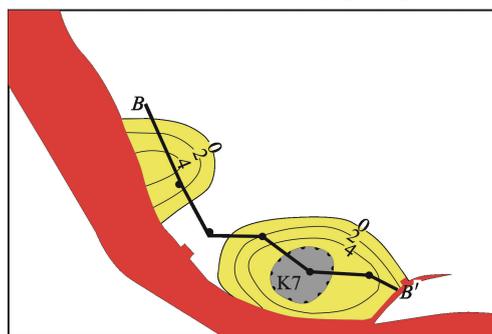
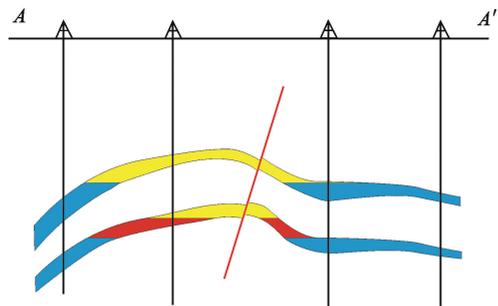
Table 4 Petrophysical properties of reservoir in AG1 layer

油田	孔隙度/%			渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$			综合评价
	平均值	最小值	最大值	平均值	最小值	最大值	
福拉北	18.25	13.10	26.20	193.77	7.21	952.78	中孔中渗
阡科南	17.25	12.00	22.20	59.64	0.81	386.34	中孔中渗
莫噶	13.58	10.75	22.14	19.08	1.01	245.47	中孔低渗
凯一	15.60	11.10	21.20	19.96	2.79	40.17	中孔低渗

注:综合评价所用评价标准参考中华人民共和国地质矿产行业标准 DZ/T 0217-2005《石油天然气储量计算规范》。



(a) 福拉北某井区AG1d3层砂体有效厚度等值线图及A-A'剖面



(b) 凯一油田AG1a3层砂体有效厚度等值线图及B-B'剖面

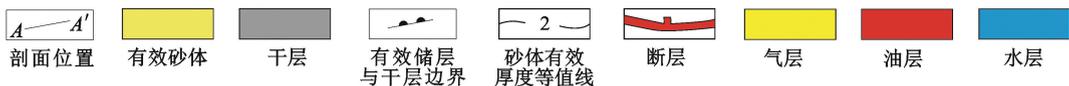
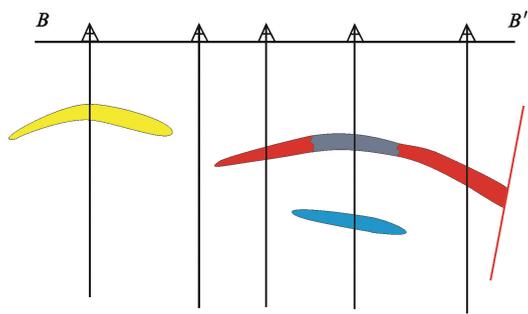


图 4 福拉凹陷各油田 AG1 层有效储层分布模式

Fig. 4 Distribution patterns of reservoir in AG1 layer

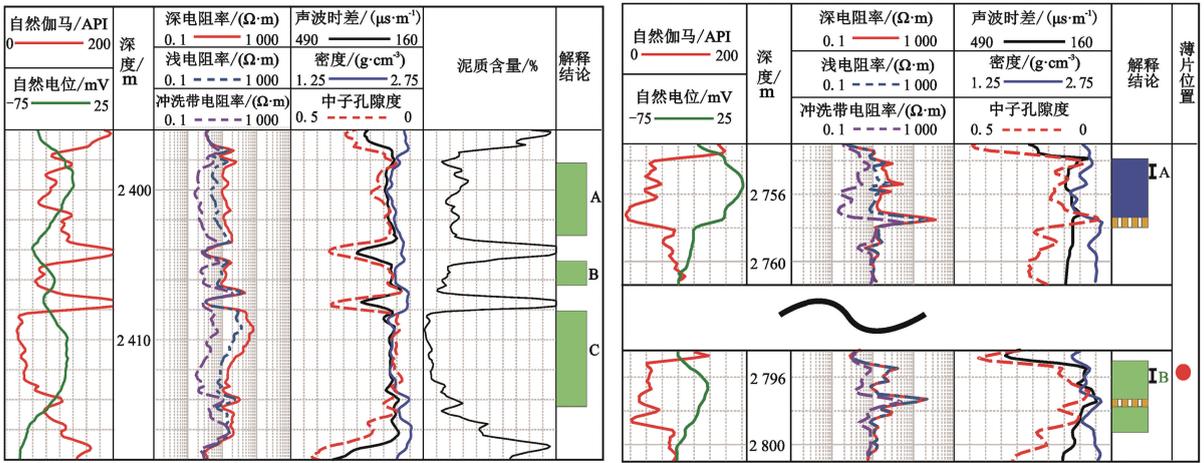
4 低阻油层成因分类及测井响应特征

4.1 低阻油层成因分类

研究区低阻油层成因分为 5 种:泥质含量高、孔

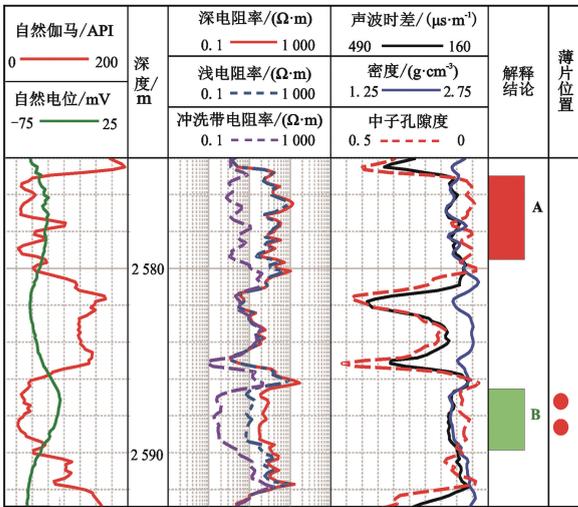
范围广,连通性好,成岩改造弱,有效储层分布呈层状,甚至可在单一砂体内出现油水界面或气油界面(图 4(a));凯一油田砂体分布范围小、连通性差,加之成岩改造严重,有效砂体整体范围小,分布呈土豆状、透镜体状等,单井钻遇单一低阻油层情况较为常见,极少出现多井连片,很难找到油水界面或气水界面(图 4(b))。

隙结构复杂,存在导电矿物、黏土矿物附加导电、油气充注不足;对应地,将低阻油层分为 5 类。图 5 为福拉凹陷 AG1 层不同成因类型低阻油层测井曲线特征。

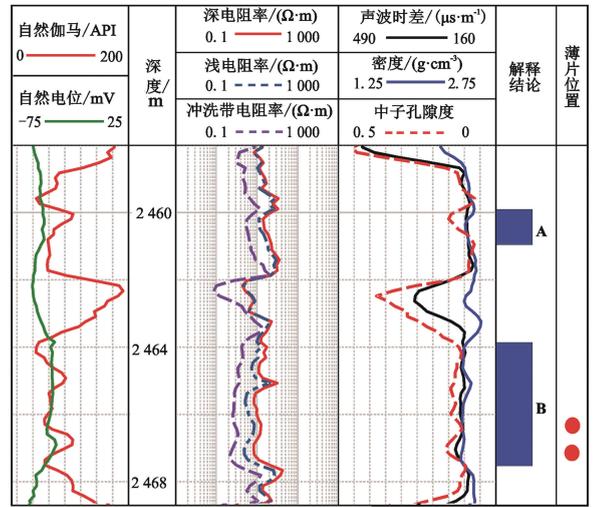


(a) 高泥质含量型低阻油层

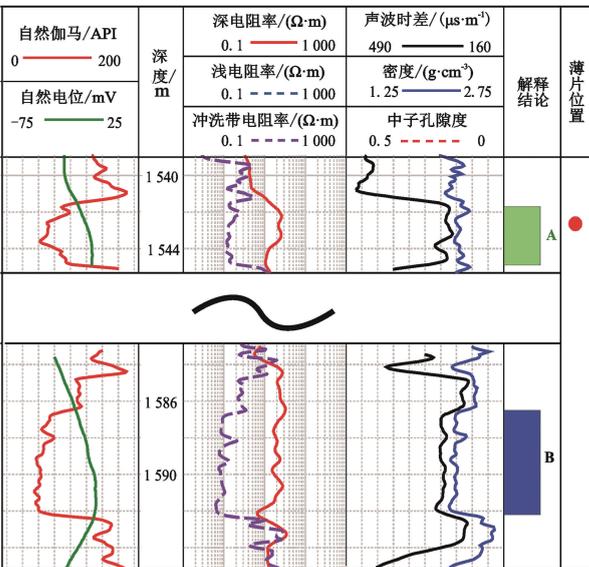
(b) 孔隙结构复杂型低阻油层



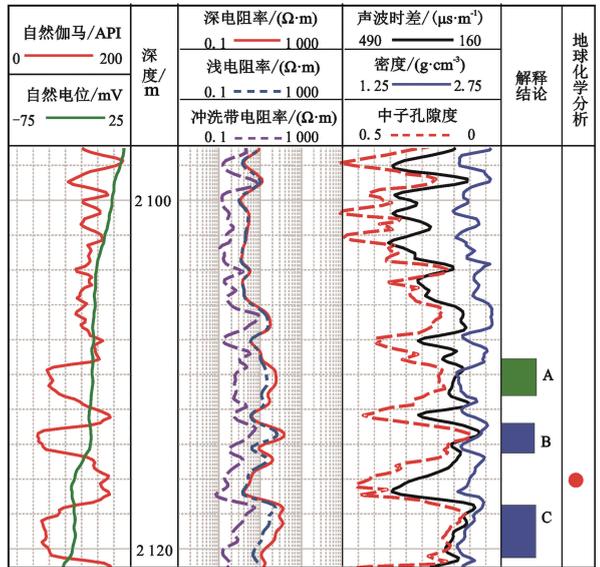
(c) 导电矿物型低阻油层



(d) 导电矿物对储层电阻率存在影响



(e) 黏土矿物附加导电型低阻油层



(f) 油气充注不足型低阻油层

气层
 油层
 水层

图5 福拉凹陷AG1层不同成因类型低阻油层测井曲线特征

Fig. 5 Well log responses of different types of low resistivity pays in AG1 layer

泥质含量高、孔隙结构复杂可造成高束缚水饱和度和,形成束缚水导电网络,导致油层电阻率下降。泥质组分表面吸附了大量束缚水,造成较高的束缚水饱和度,油层电阻率降低。如图 5(a) 所示,由计算可知 Jake S-2 井 A 层(2398.2 ~ 2403.0 m)、B 层(2404.8 ~ 2406.4 m)为高泥质含量型低阻油层,平均泥质含量分别为 23.34%、17.73%,分别为邻近常规油层 C 层的 4.3 倍和 3.5 倍,其束缚水饱和度也为常规油层 C 层 2.3 倍和 2 倍,最终造成两者地层深电阻率远低于 C 层。各种成岩作用下,孔隙喉道半径减小,孔喉连通性变差,导致储层物性变差^[17],毛管力增加,束缚水饱和度变高。如图 5(b) 所示,Keyi-3 井 B 层(2795.5 ~ 2796.4 m)为孔隙结构复杂型低阻油层,B 层薄片(Keyi-3, 2794.82 m, 图 3(c))中显示压实、胶结等过程使孔隙结构变得复杂,孔喉半径变小,连通性变差(图 3(d)),经计算其束缚水饱和度为 43%,相对较高,导致其深电阻率与附近水层 A 接近。

存在导电矿物导致低阻。砂岩中局部富集菱铁矿等导电矿物,以胶结物形式存在,导致油层电阻率降低。如图 5(c) 所示,Jake-S-4 井,A 层为正常气层,B 层(2586.5 ~ 2589.9 m)为导电矿物型低阻油层,取样处(上:2583.2 m,下:2585.2 m)薄片观察均发现菱铁矿胶结物,含量均大于 5%。菱铁矿胶结在砂体局部位置呈小面积连续分布,对油层电阻率构成影响,导致深电阻率与邻近常规气层 A 相

比显著降低。

黏土矿物附加导电导致低阻。部分区块发育离子交换能力较强的蒙脱石以及导电能力较强的绿泥石,形成沟通的网络系统,附加导电性较强,对储层电阻率造成影响。如图 5(e) 所示,Moga21-2 井,A 层(1541.7 ~ 1544.9 m)为黏土矿物附加导电型低阻油层,X 衍射分析显示取样处 1542.8 m(上)绿泥石相对含量达到 29.94%,1544.60 m(下)蒙脱石相对含量达到 28.1%,局部形成沟通的导电网络,黏土矿物附加导电性较强,导致深电阻率与邻近水层 B 接近。

油气充注不足导致低阻。油气成藏研究表明,AG 组本身烃源岩发育,内部油气为“自生自储”。受烃源岩质量控制,AG 组内部分“孤立”油层往往油气充注不足,油柱高度低,造成含油饱和度低,形成低阻油层。如图 5(f) 所示,Keyi S-1 井,A 层(2109.1 ~ 2111.2 m)为油气充注不足型低阻油层,地球化学分析显示该井 2115 m 处总有机碳 TOC 为 2.3%,镜质体反射率为 0.60%,主要为 II 型干酪根,整体烃源岩质量差^[18-19]。A 层为油气充注不足型低阻油层,主要特征为附近烃源岩有效性较低,本身孤立存在,上下均为水层。

4.2 不同成因类型低阻油层测井曲线特征

首先用各项分析化验资料标定不同位置低阻油层成因类型,然后与测井曲线结合,系统分析各成因类型低阻油层的测井响应特征(表 5)。

表 5 AG1 层各类低阻油层测井响应特征

Table 5 Well log responses of different types of low resistivity pays in AG1 layer

低阻油层类型	电阻率特征	其他测井曲线特征
高泥质含量型	显著降低,可达邻近常规油层的 20% ~ 60%	自然伽马显著升高,可超过邻近常规油层的 140%;泥质含量显著增大,可达邻近常规油层的 150% ~ 300%;中子孔隙度增大,可达邻近常规油层的 120% ~ 160%;声波时差升高,可达邻近常规油层的 105% ~ 120%
孔隙结构复杂型	显著降低,可达邻近常规油层的 60% ~ 80%	密度增大,可达邻近常规油层的 104% ~ 115%;声波时差降低,可达邻近常规油层的 75% ~ 85%;中子孔隙度略有升高,可达邻近常规油层的 105% ~ 120%
导电矿物型	骤然降低,可达邻近常规油层的 40% ~ 70%	自然伽马、密度、中子孔隙度、声波时差等与常规油层差异不大
黏土矿物附加导电型	降低程度中等,可达邻近常规油层的 75% ~ 90%	自然伽马稍有升高,可达邻近常规油层的 110% ~ 120%,其他曲线变化较小
油气充注不足型	降低程度中等,可达邻近常规油层的 70% ~ 90%	地球化学分析或类比法发现附近烃源岩有效性较低,或呈现孤立油层,上下均为水层,其含油饱和度一般不高(50% ~ 65%)

4.3 低阻油层成因类型分布

根据上述特征,对已证实低阻油层进行分类,明确各成因类型所占比例(图 6)。福拉北主要类型为导电矿物型,其次为高泥质含量型、孔隙结构复杂

型;阶科南油田高泥质含量型、孔隙结构复杂型和油气充注不足型均较为发育;莫噶油田主要发育高泥质含量型,其次为黏土矿物附加导电型;凯一油田高泥质含量型、孔隙结构复杂型均较发育,其次为黏土

矿物附加导电型以及油气充注不足型。

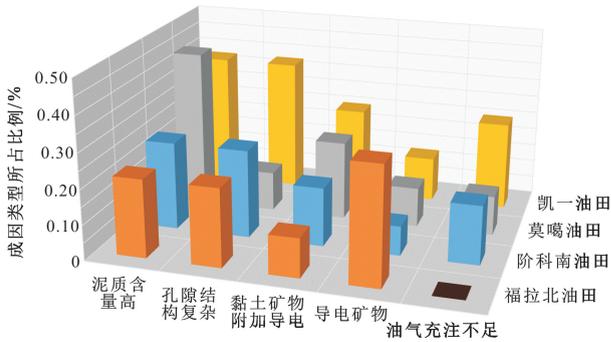


图6 各油田AG1层不同低阻油层成因类型所占比例

Fig. 6 Ratio of different types of low resistivity pays in AG1 layer

5 低阻油层形成的控制因素

综合福拉凹陷内各油田储层地质特征和低阻油层成因类型分布,发现低阻油层形成控制因素主要为沉积因素、成岩因素、沉积-成岩综合因素及成藏因素。

5.1 沉积因素

沉积因素对低阻油层的控制主要通过控制泥质含量的实现。储层泥质含量越高,束缚水饱和度越高,形成沟通的导电网络,导致油层电阻率降低。首先对单一油田的沉积因素控制作用进行研究,结果如图7所示。随着河口坝、水下分流河道和溢岸泥质含量增大,高泥质含量型低阻油层厚度占比也相应增大,显示不同沉积微相泥质含量和各沉积微相内高泥质含量型低阻油层厚度占比相关性较强。

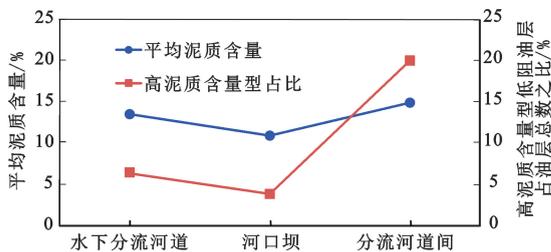


图7 阶科南油田AG1层不同微相泥质含量及高泥质含量型低阻油层厚度占比

Fig. 7 Shale content and thickness proportion of high mud content type low resistivity pays in AG1 layer of Jake South Oilfield

对不同油田沉积因素的控制作用进行研究。莫噶油田主要为曲流河三角洲前缘沉积,泥质含量最高,颗粒直径小,小孔隙较为发育,平均束缚水饱和度为45%,数值最高,高泥质含量型低阻油层最发育;凯一油田主要为扇三角洲前缘沉积,但扇体发育

较差,泥质含量高,颗粒直径小,小孔隙发育,平均束缚水饱和度为35%,数值较高,高泥质含量型低阻油层较发育;阶科南油田为扇三角洲前缘沉积且扇体较发育,福拉北为辫状河三角洲沉积,二者水动力均较强,泥质含量低,颗粒直径大,平均束缚水饱和度分别为30%、25%,数值相对低,高泥质含量型低阻油层发育少。

5.2 成岩因素

成岩作用对低阻油层的控制主要体现在导电胶结物的沉淀和孔隙结构复杂化上。

砂岩储层中存在导电矿物可显著增强导电性,形成导电矿物型低阻油层。福拉北菱铁矿和黄铁矿含量高,平均含量为5.75%、1.00%,分布特征为整体孤立、局部连续。砂体中局部位置菱铁矿、黄铁矿富集,对油层电阻率构成影响,形成导电矿物型低阻油层。其他3个油田菱铁矿、黄铁矿含量较低,平均含量为0.8%、0.6%,对油层电阻率影响较小,该类低阻油层发育差。

砂岩成岩过程中常形成方解石、石英、长石等胶结物、交代物,使孔隙结构复杂、喉道半径减小、连通性变差,毛管力增加,束缚水饱和度变高,导致油层电阻率降低,形成孔隙结构复杂型低阻油层。莫噶油田AG1层埋藏最浅(深度小于2000m),经历成岩作用程度最弱,原生孔隙发育(图3(b)),此类低阻油层含量最少。福拉北、阶科南油田AG1层埋藏深度浅(深度小于2500m)经历成岩作用程度弱,虽然局部存在不同类型的胶结,但整体原生孔隙相对发育,孔隙连通性好,此类低阻油层含量较少(图3(a))。凯一油田AG1层埋藏较深(深度小于2700m),经历成岩作用程度强,孔喉半径小,连通性差,此类低阻油层含量较多(图3(c)、(d))。

5.3 沉积-成岩综合因素

沉积-成岩综合作用对低阻油层的控制主要体现在黏土矿物分布和有效储层展布上。

储层黏土矿物分布受沉积相带控制,并在成岩过程中不断变化。黏土矿物附加导电性受其类型、相对含量和分布方式控制。当阳离子交换能力强的黏土矿物在储层中呈分散状分布或相对均匀分布时,如薄膜状、絮状等分布于颗粒表面等,则容易形成导电网络,造成电阻率降低,形成黏土矿物附加导电型低阻油层;反之,则附加导电性较小^[20]。前人研究表明,各黏土矿物阳离子交换量不同:蒙脱石为 $(80 \sim 150) \times 10^{-5} \text{ mol/g}$;伊利石为 $(10 \sim 40) \times 10^{-5} \text{ mol/g}$;绿泥石为 $(10 \sim 40) \times 10^{-5} \text{ mol/g}$;高岭石为 $(3$

$\sim 15) \times 10^{-5} \text{ mol/g}$, 蒙脱石阳离子交换量显著高于其他黏土矿物^[21]。研究区内凯一油田、莫噶油田阳离子交换能力较强的蒙脱石以及导电能力强的绿泥石相对富集(表3), 扫描电镜下呈分散状分布, 局部形成沟通的导电网络, 整体附加导电较强, 该类低阻油层相对发育。福拉北、阶科南油田内蒙脱石、绿泥石含量相对低(表3), 且扫描电镜下呈局部分布, 很少形成沟通的导电网络, 因此整体附加导电性有限, 该类低阻油层含量较少。

沉积-成岩综合作用可使有效储层分布范围显著变小, 使其分布复杂化。上述储层特征研究表明福拉北、阶科南油田和莫噶油田有效储层分布范围广, 有效储层平面上连片分布, 剖面上呈连续层状, 成岩改造相对弱, 甚至可在单一砂体内出现油水界面或气油界面(图4(a)); 凯一油田砂体分布范围小, 局部甚至呈土豆状透镜体, 在此基础上成岩作用使局部储层性质变差, 形成干层, 使有效储层分布复杂化, 井间连通性变差, 出现“一砂一藏”现象(图4(b))。

5.4 成藏因素

区内 AG 组本身烃源岩发育, 内部油气为“自生自储”。后受构造运动影响, 部分油气向上覆地层运移, 仅在现今的圈闭范围内形成剩余油气聚集。受烃源岩质量控制, AG 组内部分“孤立”油层往往在成藏期油气充注不足, 油柱高度低, 含油饱和度低, 形成成藏低阻油层。

由于 AG1 段油藏为“自生自储”^[16], 凹陷内整体输导、盖层条件相近, 油气充注程度主要取决于烃源岩质量。断陷湖盆陡坡带靠近控盆断裂处, 如阶科南和凯一油田, 受沉积、成岩条件控制, 烃源岩质量差异较大, 地球化学分析显示其 TOC 分布范围为 1% ~ 4.6%, 平均为 2.2%, 有机质以 II 型、II-III 型干酪根为主, 镜质体反射率 R_o 平均为 0.64%^[18,22]。阶科南和凯一油田烃源岩整体质量较差且差异较大, 部分层位油气充注不足造成含油饱和度低, 该类低阻油层相对发育。福拉凹陷内远离控盆断裂一侧, 如福拉北和莫噶油田, 接近深陷区, 整体烃源岩条件较好^[18,22], 地球化学分析显示其 TOC 分布范围为 2.3% ~ 7.2%, 平均为 3.86%, 有机质以 I 型干酪根为主, 镜质体反射率平均值为 0.64%, 整体质量较好, 该类低阻油层发育极少。

综上, 不同因素控制了不同成因类型低阻油层的形成。各油田储层地质特征不同, 低阻油层控制因素不同, 最终造成低阻油层成因类型分布出现差异。

6 结 论

(1) 综合各项资料将福拉凹陷 AG1 层低阻油层成因分为 5 类, 分别为泥质含量高或孔隙结构复杂造成高束缚水饱和度、存在导电矿物、黏土矿物附加导电、油气充注不足造成含油饱和度低。据此将低阻油层按成因分为 5 类, 分别为高泥质含量型、孔隙结构复杂型、导电矿物型、黏土矿物附加导电型以及油气充注不足型, 不同成因类型低阻油层的常规测井响应特征存在差异。在凹陷内各油田不同的储层地质特征背景下, 受低阻油层形成因素控制, 各油田低阻油层成因类型分布不同。

(2) 通过不同油田储层地质特征与低阻油层成因类型分布的对比分析, 证实其形成因素可分为沉积因素、成岩因素、沉积-成岩综合因素及成藏因素 4 个方面。不同的沉积相带中, 受沉积环境、沉积条件等影响, 储层泥质含量出现较大差异, 导致储层束缚水饱和度出现差异, 造成部分油田高泥质含量型低阻油层发育; 成岩因素对低阻油层的控制主要体现在导电胶结物的沉淀和孔隙结构复杂化上, 造成部分油田导电矿物型和孔隙结构复杂型低阻油层发育; 沉积-成岩综合因素对低阻油层的控制主要体现在黏土矿物和有效储层展布上, 造成部分油田黏土矿物附加导电型低阻油层发育和低阻油层空间分布的复杂化; 成藏因素的控制作用体现在条件较差时, 油气充注不足, 造成部分油田油气充注不足型低阻油层发育。各油田储层地质特征不同, 低阻油层控制因素不同, 最终造成低阻油层成因类型分布出现差异。

参考文献:

- [1] 中国石油勘探与生产公司. 低阻油气藏测井评价方法与技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006: 1-17.
- [2] 程相志. 低阻油气层识别评价技术及分布规律研究[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2008.
CHENG Xiangzhi. Study of recognition technology and distribution law on low-resistivity oil reservoir [D]. Dongying: China University of Petroleum (East China), 2008.
- [3] TIXIER M P, MORRIS R L, CONNELL J G. Log evaluation of low-resistivity pay sands in the Gulf Coast [J]. The Log Analyst, 1968, 9(6): 2-20.
- [4] WORTHINGTON P F. Recognition and development of low-resistivity pay [R]. SPE 38035, 1997.
- [5] MODE AW, ANYIAM OA, AGHARA IK. Identification

- and petrophysical evaluation of thinly bedded low-resistivity pay reservoir in the Niger Delta[J]. *Arabian Journal of Geosciences*, 2014,8(4):1-9.
- [6] HAMADA G M, AL-AWAD M N J. Petrophysical evaluation of low resistivity sandstone reservoirs[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2000,39(7):7-14.
- [7] ZEMANEK J. Low-resistivity hydrocarbon-bearing sand reservoirs[J]. *SPE Formation Evaluation*, 1989,4(4):515-521.
- [8] STANLEY O. Challenges in identifying and quantifying hydrocarbons in thinly bedded, laminated, and low-resistivity pay zones[R]. SPE 172834, 2014.
- [9] CEREPPI A, DURAND C, BROSSE E. Pore microgeometry analysis in low-resistivity sandstone reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2002,35(35):205-232.
- [10] 梁春秀. 松辽盆地南部低阻油层形成机理与定量评价[D]. 成都:成都理工大学,2003.
LIANG Chunxiu. The formation mechanism and quantitative evaluating on low resistivity oil bed of the Southern Songliao Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2003.
- [11] 张冲,毛志强,张超,等. 低阻油层的成因机理及测井识别方法研究[J]. *工程地球物理学报*,2008,5(1):48-53.
ZHANG Chong, MAO Zhiqiang, ZHANG Chao, et al. A survey on genetic mechanism and identification methods of low-resistivity layer[J]. *Chinese Journal of Engineering Geophysics*, 2008,5(1):48-53.
- [12] MASHABA V, ALTERMANN W. Calculation of water saturation in low resistivity gas reservoirs and pay-zones of the Cretaceous Grudja Formation, onshore Mozambique Basin[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015,67:249-261.
- [13] FERTL W H, HAMMACK G W. A comparative look at water saturation computations in shaly pay sands[J]. *The Log Analyst*, 1972,13(2):12-20.
- [14] 宋延杰,李晓娇,唐晓敏,等. 基于连通导电理论和HB方程的骨架导电纯岩石电阻率模型[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*,2014,38(5):66-74.
SONG Yanjie, LI Xiaojiao, TANG Xiaomin, et al. Matrix-conducting resistivity model for clean sands based on connectivity conductance theory and HB equation[J]. *Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science)*, 2014,38(5):66-74.
- [15] WU Dong, ZHU Xiaomin, SU Yongdi, et al. Tectono-sequence stratigraphic analysis of the Lower Cretaceous Abu Gabra Formation in the Fula Sub-basin, Muglad Basin, Southern Sudan[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015,67(815):22-35.
- [16] DOU Lirong, CHENG Dingsheng, LI Zhi, et al. Petroleum geology of the Fula Sub-basin[J]. *Journal of Petroleum Geology*, 2013,36(1):43-60.
- [17] SAYED A. Sedimentological and petrographical study on the cored Abu Gabra Formation at KEYI-3 well Muglad Rift Basin, Sudan[R]. Khartoum: Central Petroleum Laboratories, 2007.
- [18] MAKEEN Y M, WAN H A, HAKIMI M H, et al. Source rock characteristics of the Lower Cretaceous Abu Gabra Formation in the Muglad Basin, Sudan, and its relevance to oil generation studies[J]. *Marine & Petroleum Geology*, 2015,59:505-516.
- [19] 陈海峰,王凤启,王民,等. 基于变系数 $\Delta\log R$ 技术的烱源岩 TOC 精细评价[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*,2017,41(4):54-64.
CHEN Haifeng, WANG Fengqi, WANG Min, et al. TOC evaluation using variable-coefficient $\Delta\log R$ model[J]. *Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science)*, 2017,41(4):54-64.
- [20] 朱家俊. 济阳拗陷低电阻率油层的微观机理及地质成因[J]. *石油学报*,2006,27(6):44-46.
ZHU Jiajun. Geologic origin and microcosmic mechanism of low-resistivity layers in Jiyang Depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2006,27(6):44-46.
- [21] 廖明光,苏崇华,唐洪,等. W 油藏黏土矿物特征及油层低阻成因[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2010,32(5):70-74.
LIAO Mingguang, SU Chonghua, TANG Hong, et al. Characteristics of clay minerals in low resistivity reservoirs and the genesis of low resistivity[J]. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 2010,32(5):70-74.
- [22] MAKEEN Y M, ABDULLAH W H, HAKIMI M H, et al. Geochemical characteristics of crude oils, their asphaltene and related organic matter source inputs from Fula Oilfields in the Muglad Basin, Sudan[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015,67:816-828.

(编辑 修荣荣)