

王玉, 郇金来, 冯丹, 等. 北部湾盆地乌石 W 油田流沙港组三段低渗储层物性主控因素及有利储层预测[J]. 海洋地质前沿, 2024, 40(9): 14-27.

WANG Yu, HUAN Jinlai, FENG Dan, et al. Main controlling factors and favorable reservoir prediction of low permeability reservoir in the third Member of Liushagang Formation in Wushi W Oilfield, Beibu Gulf Basin[J]. Marine Geology Frontiers, 2024, 40(9): 14-27.

北部湾盆地乌石 W 油田流沙港组三段低渗储层物性主控因素及有利储层预测

王玉¹, 郇金来^{2*}, 冯丹³, 叶青¹, 周伟¹, 代百祥²

(1 中海石油(中国)有限公司海南分公司, 海口 570312; 2 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 湛江 524057;

3 渤海钻探工程有限公司工程技术研究院, 任丘 062552)

摘要:利用铸体薄片、扫描电镜、阴极发光等多种技术手段, 对北部湾盆地东北部乌石 W 油田始新统流沙港组三段厚层砂砾岩低渗储层储集物性的非均质性成因进行了深入研究, 并应用测井参数, 通过地质建模建立不同井区储层物性预测模型, 进而预测了有利含油储层的分布特点。研究表明: ①流沙港组三段 II 油组储层总体为中孔低渗, 渗透率平面变化趋势与孔隙度变化趋势不同。其中, 近物源区储层为中孔特低渗; 处于近物源与远物源之间的中部地区为中孔低渗; 远物源区则为中低孔中渗。②储层物性受沉积微相和成岩作用的共同控制, 主控因素为埋深(压实)、泥质含量、岩性(粒度、岩石成分)、溶蚀和破裂的非均质性等。③相对高孔储层位于 2/3/5 井区及 7 井以南小断块, 为有利储集层发育区, 而相对高渗储层则多位于 8、9 井区, 为有利含油气储层之油气开发潜力区。

关键词:始新统三段; 低渗储层; 主控因素; 地质建模; 储层预测; 北部湾盆地

中图分类号: P744.4; P736

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2023.182

0 引言

进入 21 世纪, 随着油气勘探开发的不断深入和拓展, 低渗含油气储层已逐渐成为油气田勘探开发的重点, 该类储层储集物性的成因亦越来越受专家学者们关注与重视。通过对低渗储层储集物性主控因素的深入研究, 进而预测有利含油气储层分布, 已成为当前含油气储层评价中的热点与难点。前人在低渗含油气储层“甜点”成因及预测方面等做了大量的攻关研究^[1-6], 且此类研究及预测在中国陆上的长庆、苏里格、四川盆地等地区的油气田勘

探开发中均取得较好的应用效果。但这些地区对于低渗含油气储层的研究, 多停留在定性及半定量阶段, 针对井点较多、定量的井间预测较少, 因而在低渗区域寻找有利储层的难度很大。本文在前人研究基础上, 针对南海北部湾盆地乌石 W 油田始新统流沙港组三段(以下简称流三段)厚层砂砾岩含油气低渗储层, 综合应用铸体薄片、扫描电镜、阴极发光等多种实验技术手段, 重点对乌石 W 油田流三段厚层砂砾岩低渗储层的物性非均质性成因进行深入研究, 分析阐明低渗储层储集物性的主控因素, 并应用测井参数, 通过地质建模建立不同井区储层物性预测模型, 同时对井间复杂储层非均质性等精细表征, 评价预测低渗储层中的相对高孔渗区带, 以期为该区乌石 W 油田勘探开发过程中井位优选及调整等部署提供决策依据。

1 地质概况

乌石 W 油田位于中国南海北部湾海域东北部

收稿日期: 2023-07-18

资助项目: 中海油公司科研项目“南海西部油田上产 2000 万方关键技术研究”(CNOOC-KJ 135 ZDXM 38 ZJ 01 ZJ)

第一作者: 王玉(1991—)女, 高级工程师, 主要从事油气田开发地质方面的研究工作。E-mail: wangyu20@cnooc.com.cn

* 通讯作者: 郇金来(1984—), 男, 博士, 高级工程师, 主要从事油气田储层评价方面的研究工作。E-mail: huanjl@cnooc.com.cn

乌石凹陷东北侧,构造上受 EW 向、NE 向断层控制形成 2 个长条状的大断块,构造破碎,断层空间组合关系复杂,为断块+岩性圈闭类型^[7-12](图 1)。自 2010 年以来钻探了十余口探井/评价井,在流三段获得了良好的油气显示,主力油组为 L₃ II 油组。流三段储层物源供给来自于 NE 方向,为扇三角洲前缘沉积,储层相对复杂,为北部湾盆地典型低渗含油气储层。由 111 块岩壁芯铸体薄片分析得出,研究区储层以含砾粗砂岩和粗砂岩为主,部分为细一中砂岩。粗粒砂岩岩石类型以岩屑砂岩和长石岩屑砂岩为主,有少量长石石英砂岩;细一中砂岩岩石类型以岩屑砂岩和岩屑石英砂岩为主,有少量长石岩屑砂岩(表 1)。储层具有“三低”的岩石学特征:成分成熟度低(平均为 7.0)、结构成熟度低、泥质(平均为 3.4%)和胶结物含量(平均为 3.5%)低(表 1)。压实作用较强(压实率平均为 77.4%),胶结物主要是以高岭石(图 2c)为主的自生黏土矿物,含量较高(平均为 2.7%);其次为碳酸盐胶结物,以方解石为主(平均为 0.43%)(图 2d),此外还有菱铁矿(平均为 0.25%)、白云石(平均为 0.13%)。次生孔隙普遍发育(平均占总孔隙的 74.8%),以长石溶孔为主,次为铸模孔,具少量粒间溶蚀(图 2e、f)。

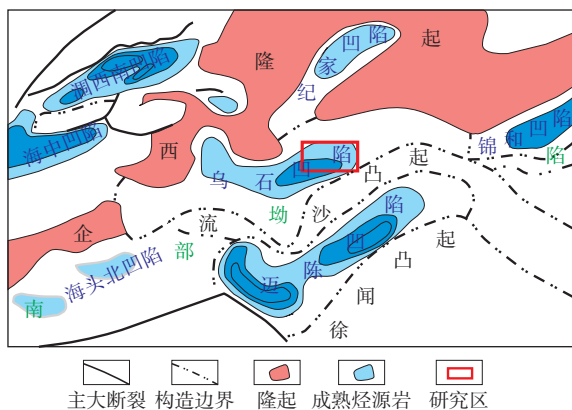
图 1 乌石 W 油田构造位置^[7]

Fig.1 Structural location of Wushi W Oilfield^[7]

2 储层储集物性特征

根据研究区岩/壁芯常规物性实测数据统计,流三段储层整体孔渗相关性较差(图 3a),相关系数 R^2 仅为 0.48,说明孔隙度和渗透率相关性较小。据测井解释结果做出孔渗分布直方图(图 4),图中可见流三段孔隙度总体介于 13%~24%,直方图呈单峰正态分布,主峰介于 19%~21%,分布集中,平均

值为 18.5%; 渗透率总体为 $(2.0 \sim 256.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 直方图呈单峰分布, 主峰介于 $(16.0 \sim 64.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均为 $48.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。参照碎屑岩储层分类标准^[13], 流三段储层物性总体以中孔低渗为主, 部分为低孔特低渗及中孔中渗。

3 储层储集物性主控因素分析

储层发育带的分布主要受沉积作用和成岩作用 2 个因素控制^[14-18]。沉积相是影响储层原生物性的先决因素,泥质含量、粒度、碎屑成分等又受控于沉积相带,进一步控制了储层原生物性的优劣^[19-20]。成岩作用是后期储层改造的主要因素之一,储层埋深较小—中等时,其物性(特别是渗透性)主要受岩性的影响^[21],而储层岩性又受控于沉积相^[16,22];随着储层埋深增大,水-岩作用逐渐增强,此时其物性主要受成岩作用的影响^[23-27]。

3.1 沉积因素对储层储集物性的影响

3.1.1 沉积微相

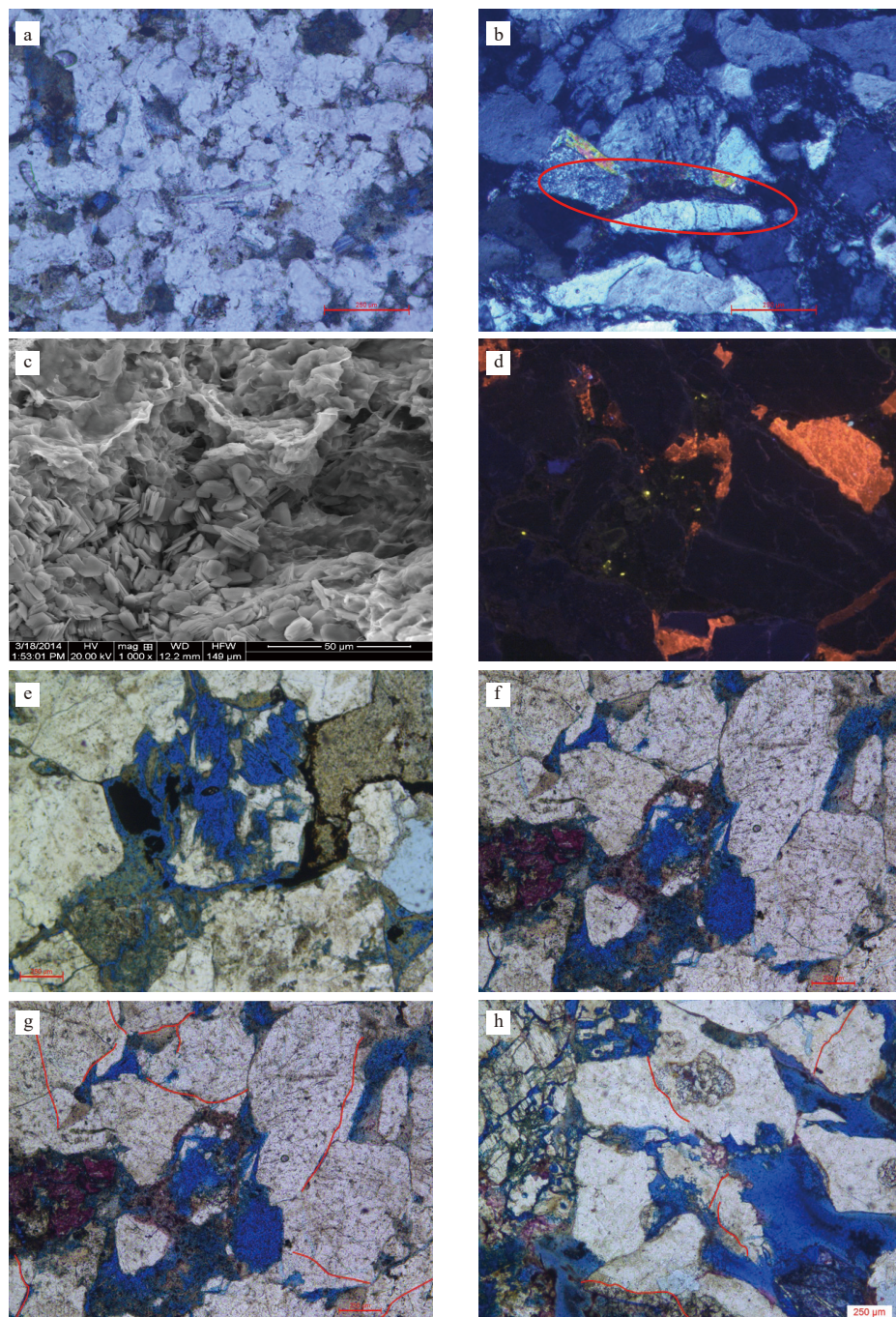
乌石 W 油田流三段为扇三角洲前缘沉积, 主要发育水下分流河道沉积微相(图 5)。根据测井解释, L₃ II 油组井点储层物性平面分布规律为(图 6): 近物源区储层孔隙度相对较高(17.5%~19.5%, 为中孔), 中部孔隙度相对中等(16.2%~18.0%, 为中孔), 远物源区孔隙度相对较低(14.0%~17.6%, 为中低孔); 而渗透率规律相反, 近物源区(6/5/3 井区)储层为特低渗, 渗透率为(1.6~6.7)×10⁻³ μm², 中部(1/7/9/14 井区)为低渗, 渗透率为(11.5~41.5)×10⁻³ μm², 远物源区(8/4 井区)为中渗, 渗透率为(68.3~182.0)×10⁻³ μm²。相对高孔隙度的储层反而低渗, 相对低孔隙度的储层反而中渗, 可能与后期成岩作用较强烈的改造相关。其物性主要受沉积微相影响, 其次受成岩作用影响。近物源水下分流河道砂砾岩储层由于分选磨圆差、泥质含量高、成分和结构成熟度低, 物性较差; 距物源相对较远的水下分流河道含砾中粗砂岩储层由于分选磨圆好、泥质含量低、成分和结构成熟度高, 物性变好。

3.1.2 泥质含量

砂岩中的泥质作为填隙物,在降低原始孔隙的同时,对储层渗透率也有明显影响。通过不同岩性和不同井区泥质对物性影响的对比分析(图7)认为:含砾砂岩/砂砾岩泥质杂基含量相对较低,物性略好;

表 1 北部湾盆地东北部乌石 W 油田流三段储层特征汇总
Table 1 Summary of reservoir characteristics in the E₂³ of Wushi W Oilfield

井号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	14
井深/m	2542.0~ 2734.0	2414.31~ 2420.31	2367.85~ 2371.64	2458.5~ 2907.5	2297.0~ 2515.5	2370.0~ 2550.0	2226.5~ 2683.5	2255.0~ 2614.0	2773.53~ 2779.80	2809.0~ 2898	2900.0~ 2925.5
样品块数	8	6	8	4	12	6	8	15	20	18	6
陆屑含量/%	单晶石英	28.6	48.5	24.1	31.4	30.6	24.4	37.9	16.2	47.0	34.0
	多晶石英	40.8	23.0	46.2	48.3	42.5	34.2	33.0	56.1	29.8	36.3
	石英	69.4	71.5	70.3	69.6	73.1	58.6	71.0	72.3	76.8	70.3
	长石	7.0	4.2	5.9	10.8	8.5	15.6	9.6	4.1	5.6	7.7
	岩屑	2.8	1.3	2.3	3.0	1.8	4.3	4.3	5.4	5.0	6.2
陆屑总量	79.1	77.0	78.5	83.4	73.4	83.4	78.5	84.8	81.7	87.4	84.1
岩石孔隙度/%	方解石	0.9	0.0	0.0	2.6	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
	白云石	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.7	0.0	0.2	0.2
	菱铁矿	1.7	0.3	0.0	0.0	0.0	0.4	0.5	0.0	0.0	0.0
	自生矿物	4.8	3.7	2.4	4.0	6.0	5.1	0.7	0.8	0.5	0.0
	胶结物	7.4	3.9	2.4	6.6	6.3	5.5	1.8	0.8	0.7	0.8
泥质	0.8	1.1	6.8	1.8	4.5	3.4	1.3	2.2	1.3	6.3	7.8
面孔率/%	15.3	18.3	12.4	10.9	16.1	10.6	14.7	11.1	16.3	5.5	7.3
陆屑成熟度指数Q1+Q2/(F+R)	7.1	13.0	8.5	5.1	8.2	7.1	3.0	5.1	7.6	7.2	5.1
岩石类型	岩屑砂岩	岩屑石英砂岩、 岩屑砂岩	岩屑砂岩	岩屑砂岩	岩屑砂岩	岩屑石英砂岩	长石质岩屑砂岩	长石岩屑砂岩	岩屑砂岩	岩屑石英砂岩	长石石英砂岩
岩石结构	含砾, 极粗	含砾, 中—细	含砾, 粗—极粗	中—粗	含砾, 极粗	细—粗	中—细	含砾, 极粗—极细	含砾, 粗—极粗	含砾, 中—粗	含砾, 中—粗
	颗粒支撑	颗粒支撑	杂基—颗粒支撑								
	线—点	点—线	点—线	线—点	点—线	线—点	点	点—线	线—点	线	点, 线
物性特征	孔隙度/%	19.5	18.5	17.5	17.6	19.4	19.3	17.8	18.0	15.0	16.2
	渗透率/10 ⁻³ μm ²	41.5	15.9	6.7	68.3	6.6	1.6	11.5	22.6	13.6	14.4
次生孔比例/%	65.0	69.4	57.0	76.2	93.6	73.0	64.0	75.9	82.9	75.6	90.5
成岩相	中等压实	强压实	强压实	强压实	强压实	强压实	中等压实	强压实	强压实	极强压实	极强压实
	弱胶结	弱胶结	弱胶结	弱胶结	弱胶结	弱胶结	中等胶结	弱胶结	极弱胶结	极弱胶结	极弱胶结
测试产能/(m ³ /d)	中等溶蚀	中等溶蚀	中等溶蚀	中等溶蚀	强溶蚀	中等溶蚀	中等溶蚀	中等溶蚀	强溶蚀	强溶蚀	强溶蚀
	44.3	2.17						189.1	44.3		2.17
测压流量/(mD/cp)	15~19	1.1~8.8						23.9~25.8	15~19	0.2~1.3	1.1~8.8



(a) 颗粒排列紧密,呈凹凸-线接触,9井,2 696.3 m,单偏光;(b) 云母压弯变形,14井,2 900 m,正交偏光;
(c) 孔隙充填假六边形片状高岭石,9井,2 777.58 m,扫描电镜;(d) 方解石充填孔隙,发橙黄色光,9井,2 780 m,阴极发光;
(e) 长石溶蚀残骸,加剧喉道复杂性,8井,2 374.5 m,单偏光;(f) 长石粒内溶孔、铸膜孔,9井,2 774.64 m,单偏光;
(g) 多晶石英砾石破裂现象明显,9井,2 774.64 m,单偏光;(h) 多晶石英沿次生加大边破裂,1井,2 650.5 m,单偏光

图 2 乌石 W 油田流三段储层特征照片

Fig.2 Photographs of reservoir characteristics in the E_2l^3 of Wushi W Oilfield

浅层由于压实作用不强,原生孔隙保留较好,少量的泥质对孔隙结构影响不大明显;深层压实作用强,少量的泥质对渗透性的降低作用明显,如 11 井区(流三段埋深 2 809~2 898 m,见表 1)。

3.1.3 粒度

储层岩石粒度的大小控制微观孔喉的分布,因

此也控制了储层的物性,尤其是渗透率^[28]。流三段粒度变化明显,控制着储层孔、渗分布,孔隙度、渗透率与粒度中值明显正相关,粒径中值越大,储层渗透率和孔隙度也越大,相对而言,流三段粒径中值对储层渗透率的影响要比孔隙度更大。原因是细粒砂岩分选相对更好,孔隙度有时反而比粗粒大,

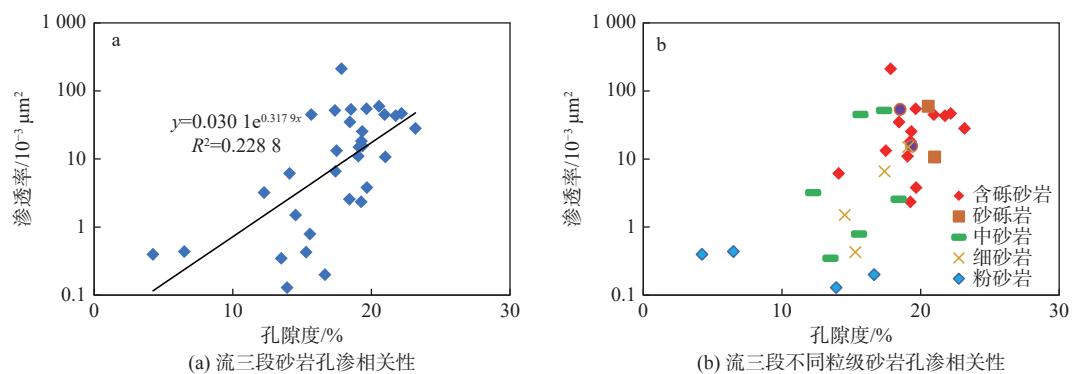


图3 乌石W油田流三段砂岩孔渗相关性

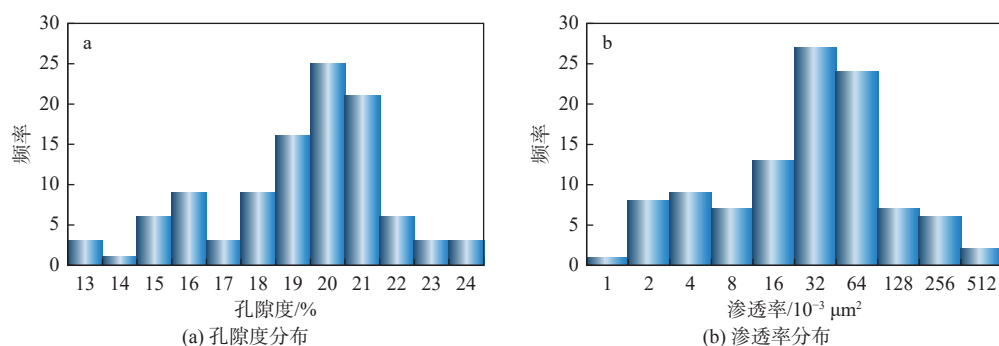
Fig.3 Correlation of porosity and permeability in the E_2l^3 Member of Wushi W Oilfield

图4 乌石W油田流三段砂岩物性分布

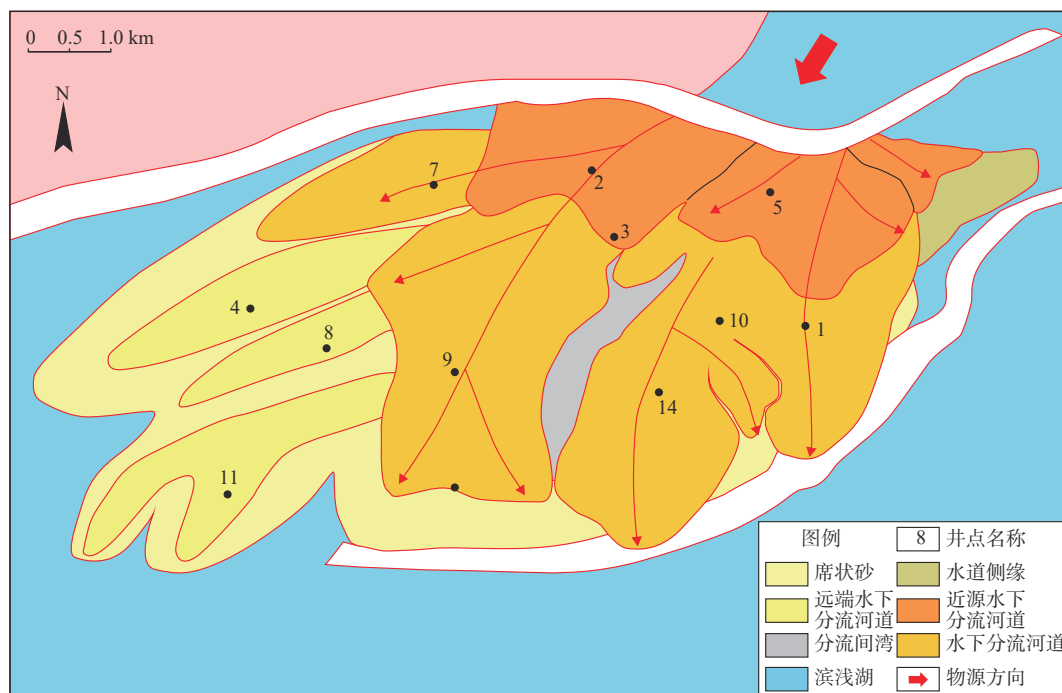
Fig.4 Distribution histogram of porosity and permeability in the E_2l^3 of Wushi W Oilfield

图5 乌石W油田流三段II油组沉积微相平面图

Fig.5 Sedimentary microfacies plan of II oil formation in the E_2l^3 of Wushi W Oilfield

所以粒径中值与孔隙度的相关性要比其与渗透率的相关性弱(图8)。在流三段储层内部,含砾/砂砾

岩储层表现为中孔中低渗,中/粗砂岩储层表现为中孔低渗,粉细砂岩储层表现为中孔低渗或特低渗。

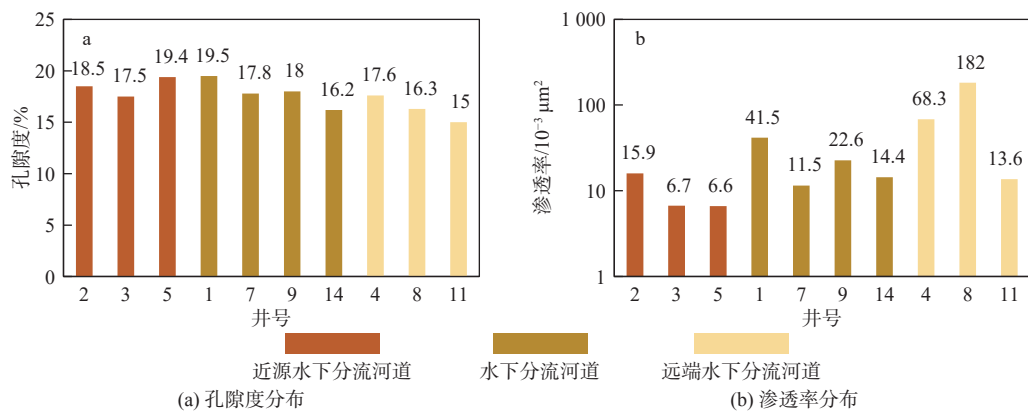


图 6 乌石 W 油田流三段 II 油组不同沉积微相储层物性分布

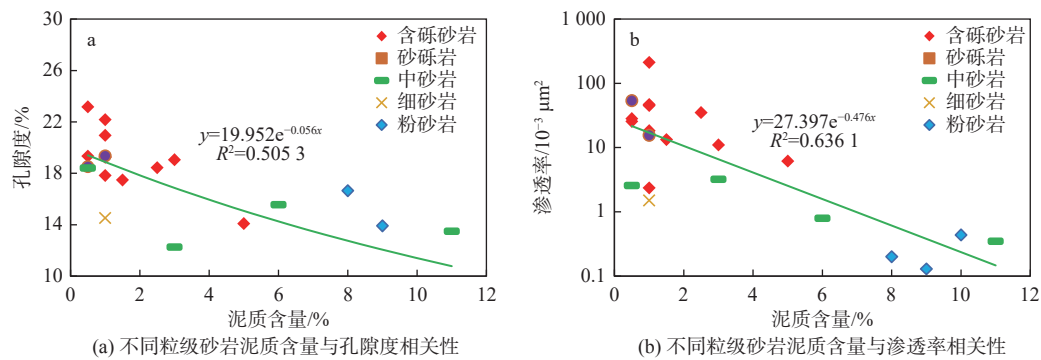
Fig.6 Porosity and permeability distribution of different sedimentary microfacies in the E_2f^3 group II of Wushi W Oilfield

图 7 乌石 W 油田流三段泥质含量与储层物性关系

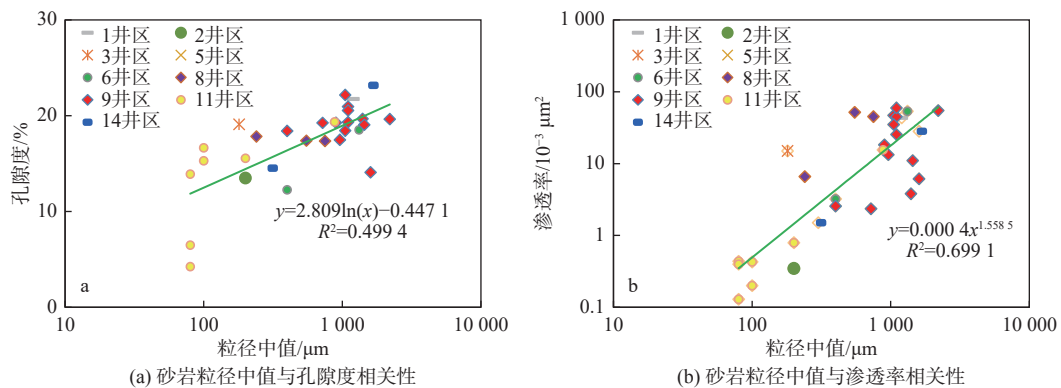
Fig.7 Relationship between shale content and reservoir physical properties in the E_2f^3 of Wushi W Oilfield

图 8 乌石 W 油田流三段粒径中值与储层物性关系

Fig.8 Relationship between median particle size and reservoir physical properties in the E_2f^3 of Wushi W Oilfield

含砾砂岩/砂砾岩储层物性整体好于中砂岩,中砂岩储层物性整体又好于粉细砂岩(图 3b)。

3.1.4 碎屑组分

(1) 石英含量

研究区流三段多晶石英含量高,砾石和较粗的颗粒成分为多晶石英;中细砂岩和粉砂岩多晶石英含量明显减少,以单晶石英为主。储层物性随单晶石英含量的增加而逐渐降低,两者负相关,其中渗

透率降低幅度尤其明显,相关系数 R^2 达到-0.79(图 9a、b);储层物性随多晶石英含量的增加而逐渐升高,两者正相关,其中,渗透率升高幅度尤其明显,相关系数 R^2 达到 0.78(图 9c、d)。石英中多晶石英砾石相对含量与储层物性明显正相关,推测因为扇三角洲快速堆积,多晶石英的脆性和难压实性造成孔隙空间得到一定程度保留,砾石颗粒脆性大,在压应力作用下发生沿加大边破裂(图 2g、h),改善

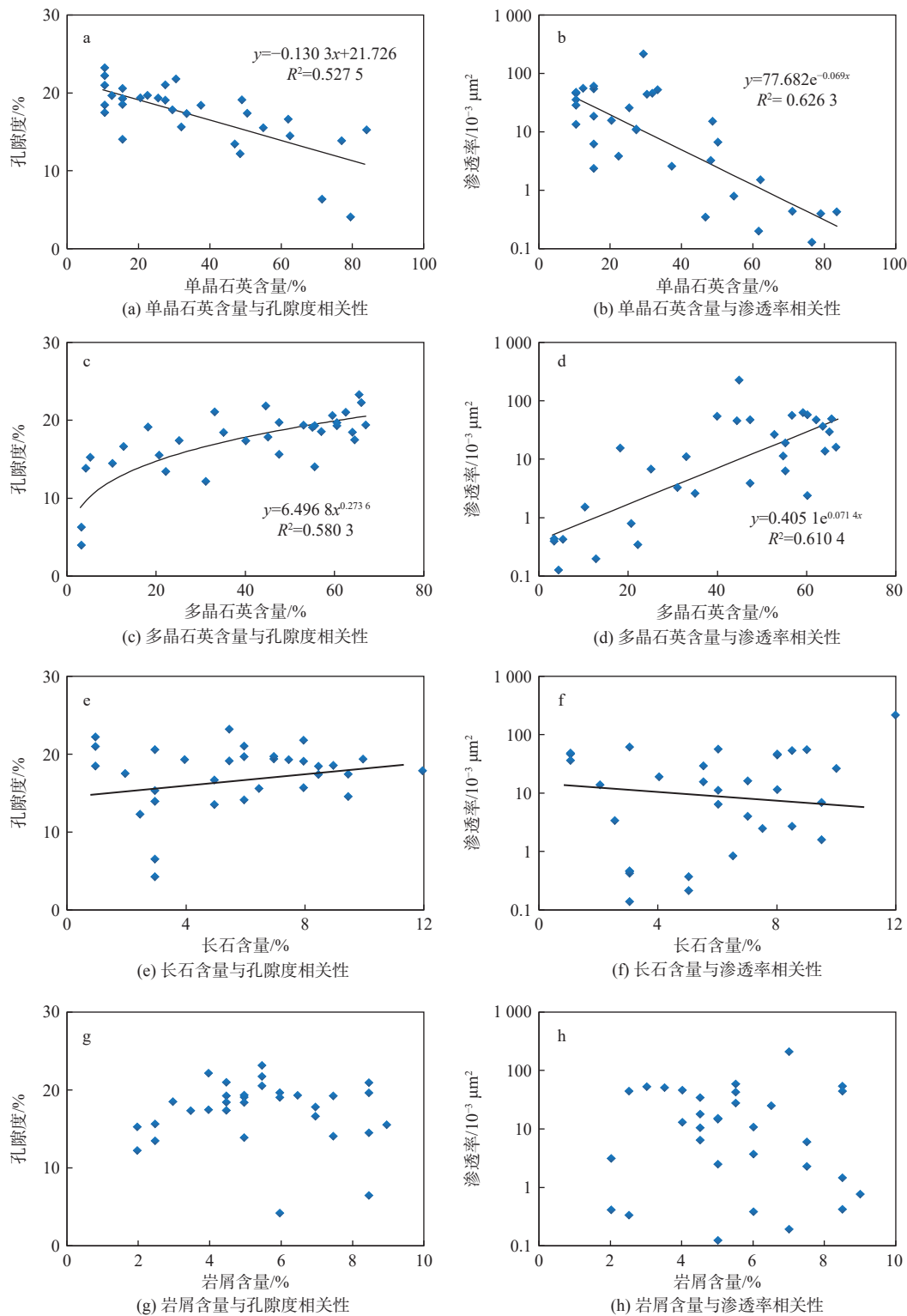


图9 乌石W油田流三段颗粒含量与储层物性关系

Fig.9 Relationship between grain content and reservoir physical properties in the E_2l^3 of Wushi W Oilfield

了砂岩物性。

(2) 长石含量

流三段长石含量为0~22%,平均为6.2%,储层孔隙度随长石含量增加有相对增加趋势,而渗透率随长石含量增加无增加趋势,甚至有降低的趋势

(图9e、f)。镜下可以看到,研究区广泛发育长石溶蚀残骸,形成粒内溶孔、铸模孔(图2e、f),导致储层孔隙度增大的同时,喉道结构变得更加复杂,渗透性不增反而有一定程度降低。由于长石含量在全区相差不大,且储层物性受到多种因素影响,造成

储层物性与长石含量相关性不是特别明显,但长石的存在确实对储层物性有改善作用。

(3) 岩屑

流三段岩屑以低变质的云母片岩、云母石英片岩等变质岩岩屑为主,见少量酸性喷出岩岩屑及花岗岩岩屑。由于研究区流三段分析化验的样品较少,不同井区不同岩性物性影响因素多,岩屑含量与物性相关性不明显(图 9g、h)。

综上所述认为,宏观沉积相带对储层物性展布有明显控制作用,扇三角洲前缘远端水下分流河道为有利的沉积相带,储层物性较好;微观方面储层物性的好坏受到泥质杂基含量、粒径大小、碎屑矿物成分含量等综合控制。

3.2 成岩作用对储层储集物性的影响

压实作用和胶结作用是造成乌石 W 油田流三段储层孔隙度降低的最为重要的 2 种成岩作用,而溶蚀作用可以改变孔隙结构,储层物性的大小受这 3 种成岩作用的综合影响,在某个时期时,通常是某种成岩作用占主导作用。

3.2.1 压实和胶结作用

薄片定量分析显示,压实作用是导致乌石 W 油田流三段储层物性偏低的主要成岩作用。相比压实作用,胶结作用对物性的影响相对较弱,除 7

井区为中等胶结以外,其余井区均为弱胶结,流三段储层的胶结率与储层物性无明显相关性(图 10c、d),表明胶结作用不是控制储层物性的主要因素。

沉积物的埋藏成岩是不断受上覆岩石重力与流体压力的作用过程。由于岩石压实,导致了原始孔隙的减少^[29-30],由研究区流三段压实率与孔隙度和渗透率关系图可以看出,两者呈一定的负相关关系(图 10a、b)。压实时间或埋藏深度不同,对孔隙的影响也不尽相同。总体上,研究区流三段随埋深加大,压实作用变强,物性降低明显。埋深大的 1/9/11/14 井区被压实作用消除的孔隙体积大,压实率高,属于强压实区(图 10a、b)。镜下铸体薄片观察可见,石英、长石、花岗岩等抗机械压实能力强的刚性颗粒呈定向排列,泥岩岩屑、云母等抗机械压实能力弱的塑性组分变形,颗粒呈凹凸-线接触(图 2a、b)。同时,当中粗砂岩储层埋深 > 2 600 m 时,渗透率下降趋势比细粉砂岩储层更快(图 11b、c)。

3.2.2 溶蚀和破裂作用

溶蚀和破裂作用是改善流三段储层物性最主要的成岩作用。

乌石 W 油田流三段广泛发育长石溶蚀残骸,形成长石粒内溶孔、铸模孔,溶蚀作用对储层的孔隙度有较大的贡献,而对渗透率在整体上无明显改善作用,甚至在局部使喉道变得更加复杂,储层连

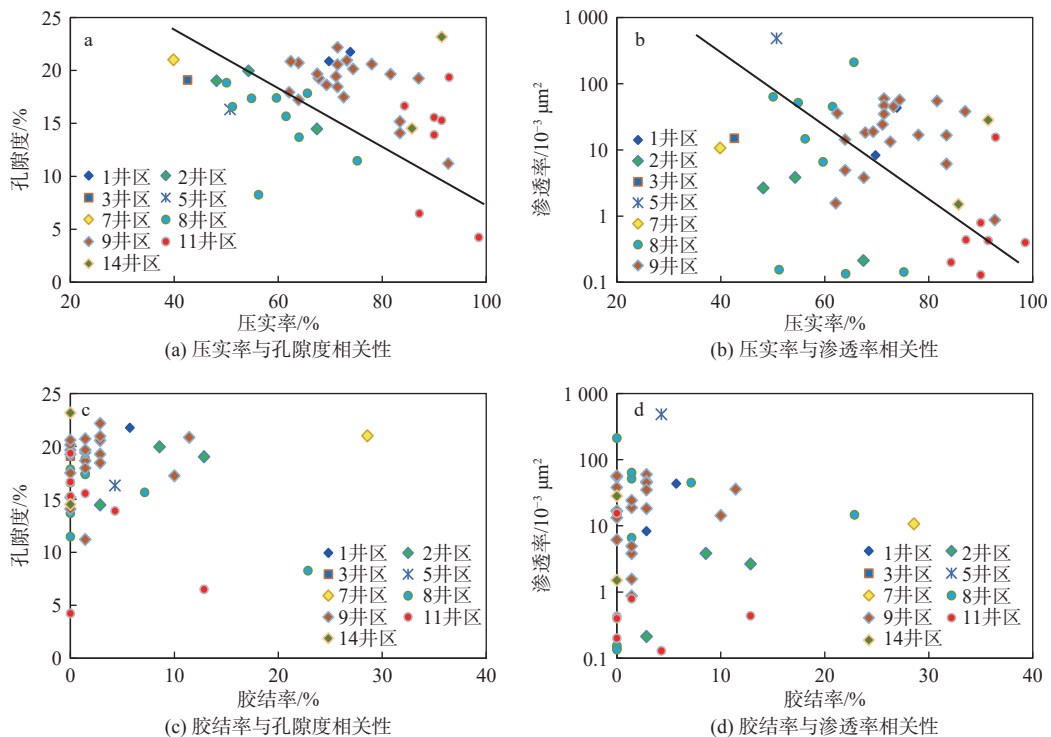


图 10 乌石 W 油田流三段成岩作用与储层物性关系

Fig.10 Relationship between diagenesis and reservoir physical properties in the E_2^3 of Wushi W Oilfield

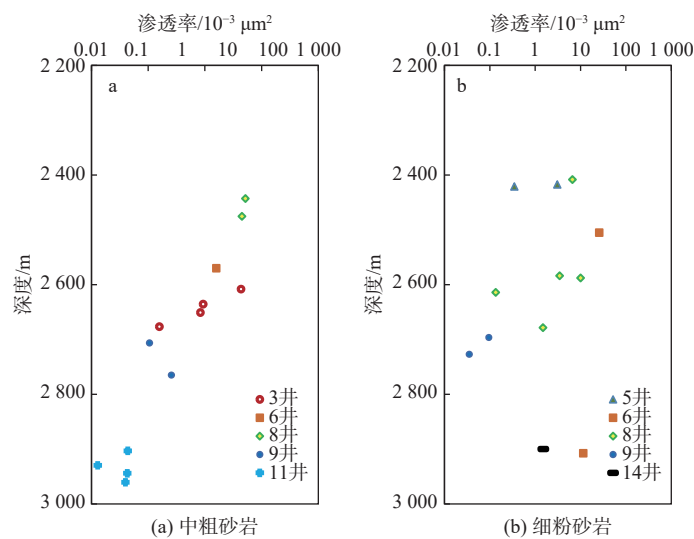


图 11 乌石 W 油田流三段渗透率与埋深关系

Fig. 11 Relationship between permeability and buried depth in the E_2l^3 of Wushi W Oilfield

通性变差,导致了渗透率降低,这也是流三段储层渗透率与孔隙度相关性差(图 3a)的原因之一。

扇三角洲快速堆积过程中,多晶石英颗粒的脆性和难压实性造成孔隙空间得到一定程度保留。砾石颗粒脆性大,在压应力作用下发生沿加大边破裂(图 2g、h),改善了砂岩渗透性。这也是造成多晶石英含量与储层物性(尤其是渗透率)呈现明显的正相关关系的原因(图 9c、d)。

3.3 储层储集物性主控因素分析

如上所述,流三段物性主控因素为埋深(压实)、岩性(粒度、岩石成分)、溶蚀的非均质性。原始沉积特征(如沉积微相、成分、粒度、泥质含量等)是储层物性的先决控制因素,成岩作用(压实、溶蚀和破裂)则对储层储集物性具有后期改造作用。

L_3 II 油组储层物性受沉积微相和成岩作用的共同控制,可以划分出近源混杂堆积中孔低—特低渗区、前缘中部深埋中孔低渗区、中孔中渗甜点区、远源中孔特低渗区 4 个区带,各区带渗透率的平面分布特征如下:

(1) 2/3/5 井区(近源混杂堆积中孔低—特低渗区)为近源水下分流河道,近物源快速堆积,分选差,碎屑杂基充填孔隙;埋深中等,压实作用中等—弱;储层段孔隙度 18.5%~19.4%,为中等孔隙度;渗透率很低,为 $(1.6\sim15.9)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙连通性较差。储层物性主要受沉积微相控制,微观上受泥质杂基含量影响。

(2) 4/8 井区(外前缘中孔中渗区)为扇三角洲前缘远端水下分流河道沉积,杂基含量明显减

少,分选中等;埋深较大,压实作用更强,长石含量高且长石溶蚀作用强,储层孔隙度 16.3%~17.6%,为中等孔隙度;储层渗透率为 $(68.3\sim182)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,为油田内最高的渗透率发育区。宏观上,物性主要受沉积微相控制(扇三角洲外前缘水下分流河道为有利的沉积微相);微观上,溶蚀破裂作用改善了储集空间和渗流通道。

(3) 7/9/14/1 井区(前缘中孔低渗区)为扇三角洲前缘水下分流河道发育区,分选较好;埋深适中,压实作用中等—强烈,溶蚀作用较强。虽然水动力搬运作用和溶蚀作用对孔隙有一定的改善,但压实起到更为主导的作用,导致孔隙和喉道减少,渗透率迅速降低,储层段孔隙度为 16.2%~19.5%,渗透率为 $(11.5\sim41.5)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。14 井区储层因为溶蚀作用很强,使喉道变得更加复杂,导致渗透率更低。物性主要受控于沉积相,微观上受压实作用影响。

(4) 11 井区(中低孔低渗区)为扇三角洲外前缘远源沉积,岩性变细,泥质含量增加;埋深大,压实作用强烈,储层渗透率很低;储层孔隙度为 15%,渗透率为 $13.6\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。物性主要受粒度、泥质含量和压实作用综合控制。

4 流三段低渗储层物性井间分析预测

储层物性井间预测一直是油田勘探开发钻前储层研究的难点^[1-2]。除了地震储层物性预测外,利用沉积、成岩等地质规律,通过经验公式、地质建模的方法进行储层物性井间预测也具有一定的现实

意义^[3,5]。

4.1 孔隙度井间预测

4.1.1 孔隙度影响因素定量表征

由于上述储层物性主控因素很难在无取芯无取样的层段获得,很难量化;而岩性、泥质含量等参数可以通过测井参数计算得到;埋深、胶结物含量等参数可以间接地通过密度、声波测井参数获得^[31-32]。因此,利用测井参数进行孔隙度预测是可行的。事实上,井上储层孔隙度与 GR、DEN、VCL 及 IMP 负相关。

考虑到孔隙度影响因素众多,乌石 W 油田不同断块或井区储层沉积微相变化较大,因此分井区建立储层物性预测模型。选取自然伽玛(GR)、密度(DEN)、VCL(泥质含量)、声波(DT)等采取多元统计回归方法进行 L₃ II 油组井间孔隙度(φ)预测:

- 1 井: $\varphi=0.918-0.333\text{DEN}-0.1\text{VCL}+0.001\text{DT}$
- 2 井: $\varphi=1.381-0.001\text{GR}-0.496\text{DEN}+0.029\text{VCL}$
- 3 井: $\varphi=-1.209-0.001\text{GR}+0.595\text{DEN}-0.019\text{VCL}$

$+0.001\text{DT}$

4 井: $\varphi=0.894-0.001\text{GR}-0.288\text{DEN}+0.016\text{VCL}+0.001\text{DT}$

5 井: $\varphi=1.132+0\times\text{GR}-0.397\text{DEN}-0.079\text{VCL}$

7 井: $\varphi=0.423+0\times\text{GR}-0.133\text{DEN}-0.125\text{VCL}+0.001\text{DT}$

8 井: $\varphi=0.641-0.001\text{GR}-0.186\text{DEN}+0.019\text{VCL}+0.001\text{DT}$

9 井: $\varphi=1.056-2.675\text{E}(-5)\text{GR}-0.376\text{DEN}-0.068\text{VCL}$

11 井: $\varphi=0.641-0.236\text{DEN}-0.118\text{VCL}+0.001\text{DT}$

14 井: $\varphi=0.895+2.231\text{E}(-5)\text{GR}-0.343\text{DEN}-0.092\text{VCL}+0.001\text{DT}$

应用上述回归公式,得到 L₃ II 油组 3D 孔隙度模型(图 12)。对 L₃ II 油组有效储层进行孔隙度平均,得到该油组平均孔隙度平面分布预测图(图 13)。该图与井点平均孔隙度吻合较好,预测的相对高孔隙度发育区位于 2/3/5 井区、7 井以南小断块。

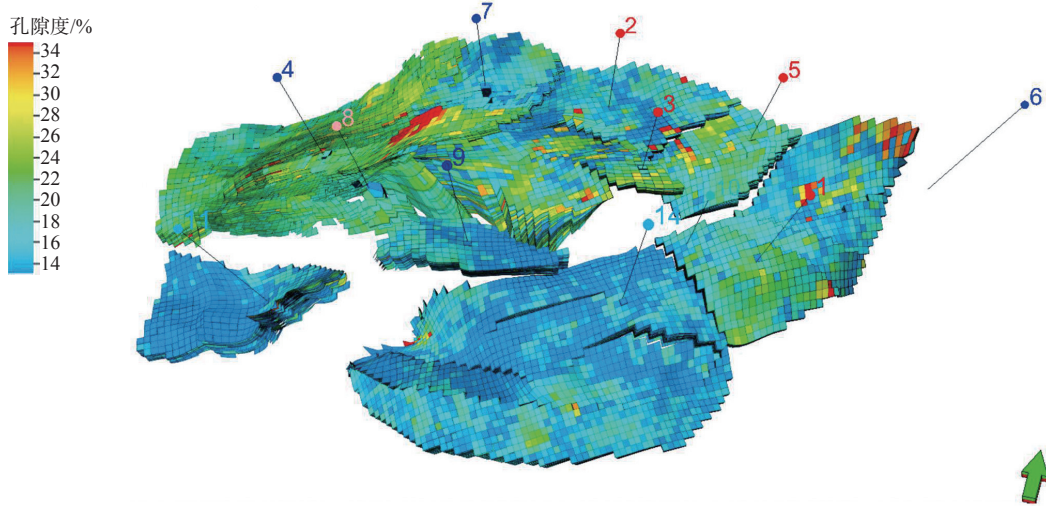


图 12 乌石 W 油田 L₃ II 油组回归得到的 3D 孔隙度模型

Fig.12 3D porosity model obtained from regression in L₃ II oil group in Wushi W Oilfield

4.2 渗透率井间分析预测

通过 L₃ II 油组储层岩芯样品微观分析,可以得出渗透率主要与孔隙度、岩性、泥质含量等有相关性,与对应的测井曲线参数(DEN、DT、GR 等)具有一定的相关关系,故选取孔隙度(φ)、密度(DEN)、声波(DT)、自然伽玛(GR)等对渗透率进行分井区、分岩性拟合,得到渗透率解释模型。

不同井区、岩性、孔隙结构的储层孔隙度-渗透率关系不同,根据 L₃ II 油组储层沉积微相、储层物性、孔隙结构特征、埋深等平面分布特征,细分不同井区进行分区渗透率预测。通过多元回归,建立不同井区 L₃ II 油组岩芯物性回归渗透率(K)模型如下:

2/3/5 井区: 近源粗碎屑混杂堆积低渗区

$K=-425.341+5.277\varphi+365.769\text{DEN}-3.133\text{DT}-2.887\text{GR}$

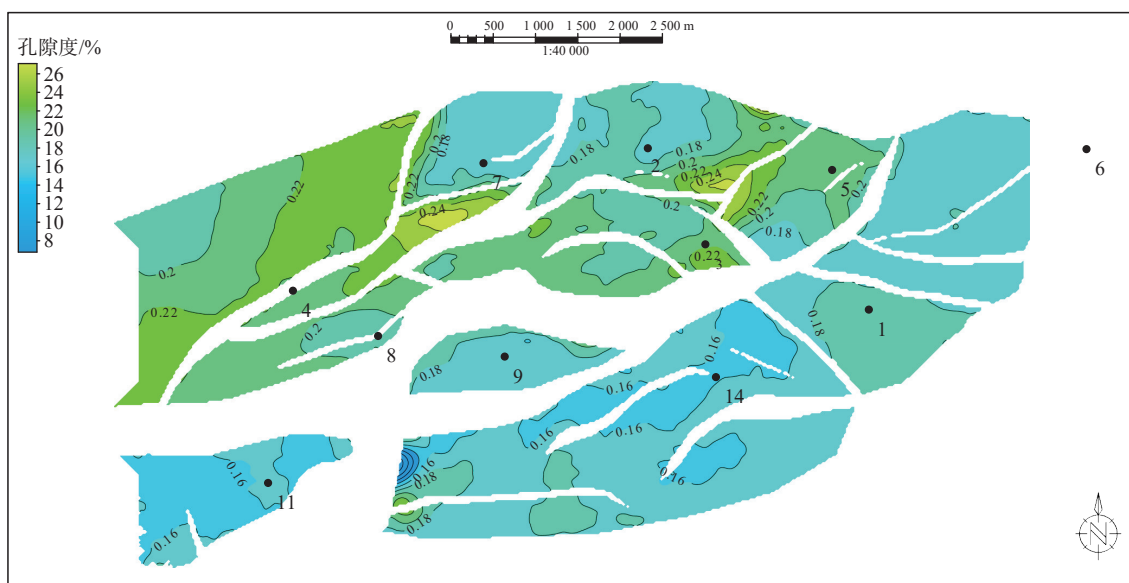


图 13 乌石 W 油田 L_3 II 油组孔隙度平面分布预测

Fig.13 Prediction of porosity distribution in L_3 II oil group in Wushi W Oilfield

4/8 井区: 扇三角洲外前缘中渗区

$$K = -4091.016 - 1.73\phi + 1480.741DEN + 9.603DT - 0.389GR$$

9 井区: 扇三角洲前缘低渗区

$$K = -628.349 + 3.065\phi + 225.928DEN + 0.784DT - 0.259GR$$

1/7 井区: 扇三角洲前缘低渗区

$$K = -358.357 + 0.38GR + 178.87DEN - 0.921DT$$

14 井区: 扇三角洲前缘低渗区

$$K = -240.974 + 0.753GR + 2.035DT$$

11 井区: 扇三角洲外前缘低渗区

$$K = 174.072 - 0.159\phi - 44.81DEN - 0.639DT - 0.095GR$$

应用上述回归公式, 得到 L_3 II 油组 3D 渗透率模型(图 14)。对有效层的渗透率进行平均, 得到 L_3 II 油组平均渗透率平面分布预测图(图 15)。结合各断块的测试流度和产能(表 1), 确定出甜点储层平面主要分布在 8、9 井区。

5 结论

(1) 始新统流三段 II 油组储层总体为中孔低渗。近物源区储层为中孔特低渗, 中部(近物源与远物源之间)储层为中孔低渗, 远物源区储层为中低孔中渗。渗透率平面变化趋势与孔隙度变化趋势不同, 储层孔隙度和渗透率之间的相关性较小。

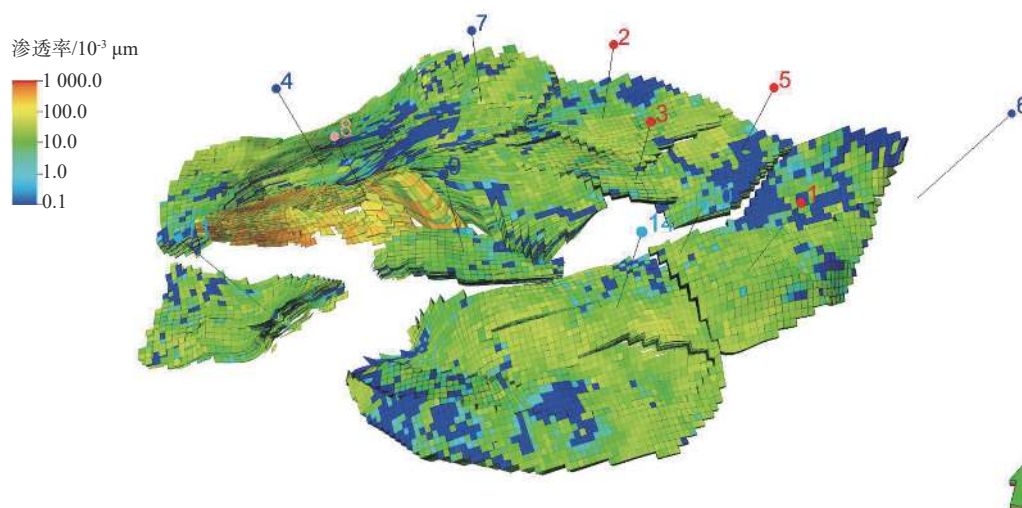
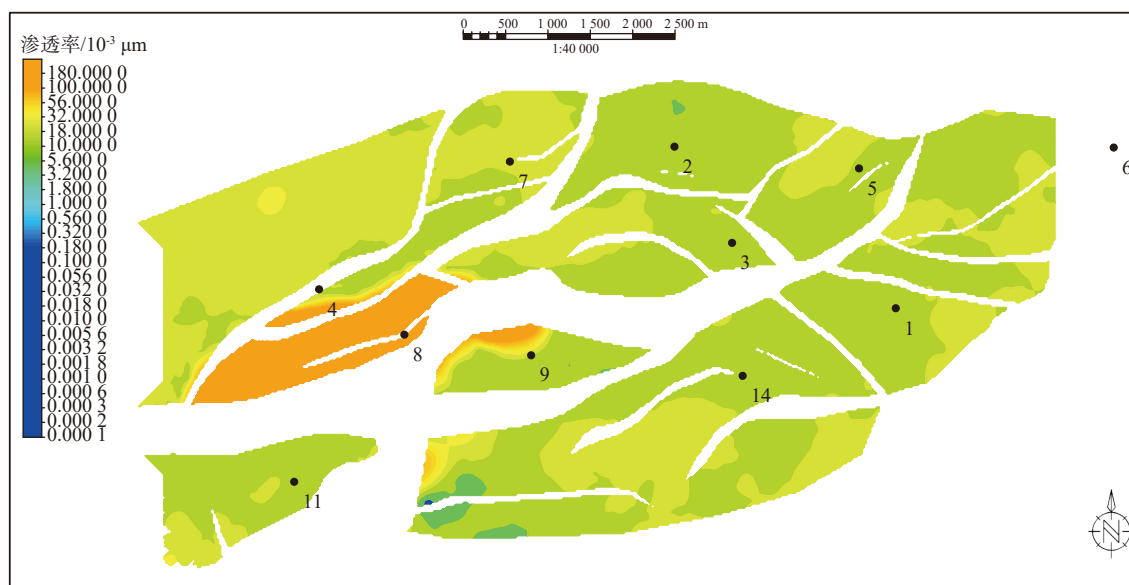


图 14 乌石 W 油田 L_3 II 油组回归得到的 3D 渗透率模型

Fig.14 3D permeability model obtained from regression in L_3 II oil group in Wushi W Oilfield

图 15 乌石 W 油田 L₃ II 油组渗透率平面分布预测Fig.15 Prediction of permeability plane distribution in L₃ II oil group in Wushi W Oilfield

(2) 储层储集物性受沉积微相和成岩作用的共同控制, 主控因素为埋深(压实)、岩性(粒度、岩石成分)、溶蚀的非均质性。其中, 原始沉积特征(如沉积微相、成分、粒度、泥质含量等)是储层物性的先决控制因素, 其次受成岩作用(压实、溶蚀和破裂)影响。

(3) 应用测井参数多元回归对物性进行拟合, 通过地质建模建立不同井区储层物性预测模型, 进而预测流三段 II 油组储层相对高孔渗区分布, 有利于部署和优选最佳油田开发生产井。

参考文献:

- [1] BLOCH S, HELMOD K P. Approaches to pre-drying reservoir quality in sandstones[J]. AAPG Bulletin, 1995, 79: 97-115.
- [2] WALDERHAUG O, ELIASSEN A, AASE N E. Prediction of permeability in quartz-rich sandstones; examples from the Norwegian continental shelf and the Fontainebleau sandstone[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2012, 82: 899-912.
- [3] 孟元林, 焦金鹤, 田伟志, 等. 松辽盆地北部泉头组三、四段储层质量预测[J]. 沉积学报, 2011, 29(6): 1023-1030.
MENG Yuanlin, JIAO Jinhe, TIAN Weizhi, et al. Reservoir quality prediction of the Member 3 and Member 4 of the Quantou Formation in the northern Songliao Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2011, 29(6): 1023-1030.
- [4] 孟元林, 胡越, 李新宁, 等. 致密火山岩物性影响因素分析与储层质量预测: 以马朗-条湖凹陷条湖组为例[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 244-252.
MENG Yuanlin, HU Yue, LIN Xinning, et al. Controlling factors on physical property of tight volcanic rocks and reservoir quality prediction: a case study of the Tiaohu Formation in Marlang-Tiaohu Sag[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(2): 244-252.
- [5] 林承焰, 王文广, 董春梅, 等. 储层成岩数值模拟研究现状及进展[J]. 中国矿业大学学报, 2017, 46(5): 1084-1143.
LIN Chengyan, WANG Wenguang, DONG Chunmei, et al. State quo of reservoir diagenetic numerical simulation and its advancement[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2017, 46(5): 1084-1143.
- [6] 许月明, 袁丙龙, 张辉, 等. 北部湾盆地涠洲 12-X 油田涠洲组三段储层物性特征与影响因素[J]. 东北石油大学学报, 2020, 44(3): 46-56.
XU Yueming, YUAN Binglong, ZHANG Hui, et al. Reservoir physical characteristics and influencing factors of the third Member of Weizhou Formation in Weizhou 12-X Oilfield, Beibu Gulf Basin[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2020, 44(3): 46-56.
- [7] 邹金来, 杨丽, 代百祥, 等. 乌石凹陷 X 油田流沙港组三段储层敏感性分析[J]. 石油地质与工程, 2020, 34(5): 49-53.
HUAN Jinlai, YANG Li, DAI Baixiang, et al. Reservoir sensitivity analysis of the third Member of Liushagang Formation in X Oilfield of Wushi Depression[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2020, 34(5): 49-53.
- [8] 胡德胜, 邓勇, 张建新, 等. 乌石凹陷东区古近系断裂系统与油气成藏[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(4): 27-36.
HU Desheng, DENG Yong, ZHANG Jianxin, et al. Palaeogene fault system and hydrocarbon accumulation in eastern Wushi Sag[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2016, 38(4): 27-36.
- [9] 韩帅. 乌石凹陷构造特征及成因机制[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2014.
HAN Shuai. The tectonic characteristics and forming mechanism of Wushi Sag[D]. Qingdao: China University of Petroleum

- (East China), 2014.
- [10] 杨海长, 梁建设, 胡望水. 乌石凹陷构造特征及其对油气成藏的影响 [J]. 西南石油大学学报 (自然科学版), 2011, 33(3): 41-46.
- YANG Haichang, LIANG Jianshe, HU Wangshui. Structural features and impacts on hydrocarbon accumulation in Wushi Sag[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 2011, 33(3): 41-46.
- [11] 张建新, 胡德胜, 何卫军, 等. 北部湾盆地乌石凹陷东区流三段沉积体系发育特征及控制因素分析 [J]. 地质科技情报, 2015, 34(5): 8-15.
- ZHANG Jianxin, HU Desheng, HE Weijun, et al. Development characteristics of sedimentary system and control factors analysis of the third Member of Liushagang Formation in eastern Wushi Depression, Beibuwan Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34(5): 8-15.
- [12] 漆智, 邹金来, 王猛, 等. 乌石 W 油田流沙港组复杂储层精细研究 [R]. 湛江: 中海石油 (中国) 有限公司湛江分公司, 2018.
- QI Zhi, HUAN Jinlai, WANG Meng, et al. Detailed study on complex reservoir of Liushagang Formation in Wushi W Oilfield Group [R] Zhanjiang: Zhanjiang Branch of CNOOC China Limited, 2018.
- [13] 任延广, 王成, 吴海波, 等. 中华人民共和国石油天然气行业标准并油气储层评价方法 SY/T6285—2011[S]. 北京: 石油工业出版社, 2011: 1-15.
- REN Yanguang, WANG Cheng, WU Haibo, et al. Evaluating methods of oil and gas reservoirs according to the oil and gas industry standard of the People's Republic of China SY/T6285-2011[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 1-15.
- [14] 裘怿楠, 薛叔浩, 应凤祥, 等. 中国陆相油气储集层 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 158-197.
- QIU Yinan, XUE Shuhao, YING Fengxiang, et al. Terrestrial Hydrocarbon Reservoir in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 158-197.
- [15] 李慧勇, 胡安文, 于海波, 等. 石臼坨凸起西段陡坡带东营组三段储层特征及控制因素 [J]. 东北石油大学学报, 2018, 42(4): 75-84.
- LI Huiyong, HU Anwen, YU Haibo, et al. Reservoir characteristics and controlling factors of the third Member of Dongying Formation in western steep slope, Shijiutou Uplift[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2018, 42(4): 75-84.
- [16] BJØRLYKKE K. Petroleum Geoscience: from sedimentary environments to rock physics[M]. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010: 113-141.
- [17] 余加松, 纪友亮, 刘君龙, 等. L 凹陷古近系文昌组储层物性控制因素研究 [J]. 特种油气藏, 2017, 24(5): 72-77.
- YU Jiasong, JI Youliang, LIU Junlong, et al. Study on controlling factors of reservoir properties of the Paleogene Wenchang formation in L sag[J]. Special Oil & Gas Reservoir, 2017, 24(5): 72-77.
- [18] 陈薪凯, 刘景彦, 林晓海, 等. 三角洲前缘薄层特低渗储层构型特征: 以大情字井油田黑 60 区块青山口组为例 [J]. 东北石油大学学报, 2019, 43(3): 78-89.
- CHEN Xinkai, LIU Jinyan, LIN Xiaoanhai, et al. Architecture analysis of extra-low permeability thin sandstone reservoir in delta outer-front): taking Qingshankou Formation of H60 oil block in Daqingzijing Oilfield as an example[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2019, 43(3): 78-89.
- [19] 吴仕玖, 尤丽, 招湛杰, 等. 涠西南凹陷斜阳斜坡带流三段储层特征与有利储层分布 [J]. 东北石油大学学报, 2017, 41(4): 24-31.
- WU Shijiu, YOU Li, ZHAO Zhanjie, et al. Reservoir characteristics and favorable reservoir distribution of the third Member of Liushagang Formation of Xieyang Slope in Weixinan Sag[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2017, 41(4): 24-31.
- [20] 罗兰, 王兴志, 李勇, 等. 川西北地区中二叠统沉积相及其对储层的影响 [J]. 特种油气藏, 2017, 24(4): 60-66.
- LUO Lan, WANG Xingzhi, LI Yong, et al. Sedimentary facies in middle Permian series in northwest Sichuan and its effect on reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoir, 2017, 24(4): 60-66.
- [21] 孟元林, 王维安, 高煜婷, 等. 松辽盆地北部泉三四段储层物性影响因素分析 [J]. 地质科学, 2011, 46(4): 1025-1041.
- MENG Yuanlin, WANG Weian, GAO Yuting, et al. Controls of reservoir physical properties of the Quan3 and Quan4 Members in Northern Songliao Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2011, 46(4): 1025-1041.
- [22] 冯增昭. 中国沉积学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2013: 26-79.
- FENG Zengzhao. Sedimentology of China (second edition)[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013: 47-93.
- [23] Surdam R C, Boese S W, Crossey L J. The chemistry of secondary porosity (in clastic diagenesis)[J]. AAPG Memoir, 1984, 37: 127-149.
- [24] 高志勇, 冯佳睿, 崔京钢, 等. 深层储集层长石溶蚀增孔的物理模拟与定量计算 [J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(3): 359-369.
- GAO Zhiyong, FENG Jiarui, CUI Jinggang, et al. Physical simulation and quantitative calculation of increased feldspar dissolution pores in deep reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(3): 359-369.
- [25] CHEN G S, MENG Y L, HUAN J L, et al. Distribution and origin of anomalously high permeability zones in Weizhou Formation, Weizhou 12-X Oilfield, Weixinan Sag, China[J]. Earth Science Informatics, 2021, 14(4): 1-13.
- [26] 邹金来, 漆智, 杨朝强, 等. 莺歌海盆地东方区黄流组一段储层成岩作用机理及孔隙演化 [J]. 地质科技情报, 2016, 35(1): 87-93.
- HUAN Jinlai, QI Zhi, YANG Chaoqiang, et al. Diagenesis mechanism and porosity evolution of the first Member of Huangliu Formation reservoirs in Dongfang area, Yinggehai Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2016, 35(1): 87-93.
- [27] 邹金来, 黄思静, 黄可可, 等. 川西须二段碎屑岩钾长石钠长石化的热力学解释 [J]. 断块油气田, 2011, 18(3): 292-295.
- HUAN Jinlai, HUANG Sijing, HUANG Keke, et al. Thermody-

- namic interpretation of K-feldspar albitization of clastic rocks in the second Member of Xu Formation in western Sichuan[J]. Fault Block Oil and Gas Field, 2011, 18(3): 292-295.
- [28] BEARD D C, WEYL P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand[J]. AAPG Bulletin, 1973, 57: 349-369.
- [29] 林承焰, 王文广, 董春梅, 等. 砂岩压实作用研究现状及进展 [J]. 沉积学报, 2020, 38(3): 538-553.
- LIN Chengyan, WANG Wenguang, DONG Chunmei, et al. Status quo of sandstone compaction research and its advancement[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2020, 38(3): 538-553.
- [30] 夏鲁, 刘震, 李维莲, 等. 砂岩压实三元解析减孔模型及其石油地质意义: 以鄂尔多斯盆地十里加汗地区二叠系下石盒子组致密砂岩为例 [J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(2): 275-286.
- XIA Lu, LIU Zhen, LI Weilian, et al. Ternary analytic porosity-reduction model of sandstone compaction trend and its significance in petroleum geology: a case study of tight sandstones in Permian Lower Shihezi Formation of Shilijiahan area, Ordos Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(2): 275-286.
- [31] 李浩, 刘双莲. 测井曲线地质含义解析 [M]. 北京: 中国石化出版社, 2015.
- LI Hao, LIU Shuanglian. Analysis of Geological Meaning of Logging Curve[M]. Beijing: SINOPEC Press, 2015.
- [32] 刘建敏, 王慧萍, 齐宝艳. 测井资料综合解释 [M]. 北京: 中国石油大学出版社, 2013.
- LIU Jianmin, WANG Huiping, QI Baoyan. Comprehensive Interpretation and Analysis of Logging Data[M]. Beijing: China University of Petroleum Press, 2013.

Main controlling factors and favorable reservoir prediction of low permeability reservoir in the third Member of Liushagang Formation in Wushi W Oilfield, Beibu Gulf Basin

WANG Yu¹, HUAN Jinlai^{2*}, FENG Dan³, YE Qing¹, ZHOU Wei¹, DAI Baixiang²

(1 Hainan Branch of CNOOC (China) Ltd., Haikou 570312, China; 2 Zhanjiang Branch of CNOOC (China) Ltd., Zhanjiang 524057, China;

3 Engineer Technology Research Institute, BHDC, Renqiu 062552, China)

Abstract: By using cast thin section, scanning electron microscope, cathodoluminescence, and other technical means, an in-depth study was conducted on the causes of heterogeneity of reservoir physical properties of thick sandy conglomerate low-permeability reservoir in the third member of Eocene Liushagang Formation in the Wushi W Oilfield, Beibu Gulf Basin, South China Sea, and reservoir physical property prediction models were established for different well areas via geological modeling with logging parameters, so as to predict the distribution characteristics of favorable oil-gas reservoirs. Result shows that: ① The II oil group of reservoir in the third member of Liushagang Formation has medium porosity and low permeability in general. The reservoir in near provenance area is characterized by medium porosity and ultra-low permeability, while in the middle area between near and far provenance areas is characterized by medium porosity and low permeability. The far provenance area is characterized by medium to low porosity and permeability, and the trend of permeability variation is different from that of porosity variation. ② The physical properties of the reservoir are controlled jointly by sedimentary microfacies and diagenesis. The main controlling factors are burial depth (compaction), shale content, lithology (grain size, rock composition), heterogeneity of dissolution and fracture et and so on. ③ The relatively high porosity reservoir area was located in the areas of Wells 2, 3, and 5, and in small fault-block to the south of Well 7, which is a favorable reservoir development area, while the relatively high permeability reservoir area is located mostly in Wells 8 and 9, which is a potential oil-gas reservoir development area.

Key words: the third Member of Liushagang Formation of Eocene; low permeability reservoir; main controlling factors; geological modeling; reservoir prediction; Beibu Gulf Basin