

https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.578



孔喉半径对松辽盆地南部青一段 特低—超低渗透储层质量的控制作用

吕 洲¹, 王玉普², 李 莉¹, 张文旗¹, 顾 斐¹, 张 洋¹, 于利民³, 林晓海³

1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

2. 中国工程院, 北京 100088

3. 中国石油吉林油田公司, 吉林松原 138000

摘要: 针对青山口组一段特低—超低渗透储层开发时, 仍然存在储层认识程度低的问题. 其中, 明确特低—超低渗透储层物性、含油性及流动性的主控因素是亟待解决的重要问题. 利用常规压汞、核磁共振、孔渗测定、粒度分析和X衍射等实验方法, 对松辽盆地南部青山口组一段特低—超低渗透储层特征参数进行定量表征. 结果表明: 松辽盆地南部青山口组一段特低—超低渗透储层平均孔喉半径主要分布于0.3~1.7 μm之间. 大于1.5 μm的孔喉半径对应常规低渗透储层, 以细粒长石岩屑砂岩为主; 0.5~1.5 μm孔喉半径对应特低渗透储层, 以极细粒长石岩屑砂岩和粗粉砂岩为主, 可动流体饱和度大于65%; 0.1~0.5 μm孔喉半径对应超低渗透储层, 以粗—细粉砂岩为主, 可动流体饱和度介于50%~60%. 孔喉半径决定了储层物性和流体饱和度特征, 并在宏观上受控于沉积相带, 应作为特低—超低渗透储层评价的重要参数.

关键词: 孔喉半径; 特低—超低渗透储层; 松辽盆地; 青山口组一段; 石油地质.

中图分类号: P588.21

文章编号: 1000-2383(2018)11-4204-11

收稿日期: 2017-12-25

Control Effect of Pore Throat Radius on Quality of Extra-Low and Ultra-Low Permeability Reservoir in Member 1 of Qingshankou Formation, Southern Songliao Basin

Lü Zhou¹, Wang Yupu², Li Li¹, Zhang Wenqi¹, Gu Fei¹, Zhang Yang¹, Yu Limin³, Lin Xiaohai³

1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China

2. Chinese Academy of Engineering, Beijing 100088, China

3. Jilin Oilfield Company, Petro China, Songyuan 138000, China

Abstract: Among the uncertainties in development of extra-low and ultra-low permeability reservoirs in the Qingshankou Formation, it is clear that the main controlling factors of the porosity, permeability, oil saturation and mobility are important issues to be solved. The characteristic parameters of extra-low and ultra-low permeability reservoirs in the Qingshankou Formation of the southern Songliao basin were quantitatively characterized by mercury intrusion, nuclear magnetic resonance, pore-permeability measurement, grain size analysis and X-ray diffraction test in this study. The results show that the pore throat size of the ultra-low permeability reservoir in southern Songliao basin is mainly distributed between 0.3 μm and 1.7 μm, which is the main controlling factor of reservoir property and fluidity. The pore throat radius of more than 1.5 μm corresponds to the conventional low permeability reservoir, and the rock type of the reservoir is mainly composed of fine feldspar lithic sandstone.

基金项目: 国家科技重大专项大型油气田及煤层气开发“低渗—超低渗油藏有效开发关键技术”项目课题六“低渗、特低渗复杂油藏规模有效动用关键技术”(No.2017ZX05013-006); 中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目“低/超低渗透油田有效开发关键技术”(No.2016B-1306).

作者简介: 吕洲(1990—), 男, 工程师, 主要从事油气田开发地质研究. ORCID: 0000-0002-9371-6205. E-mail: lvzhou827@163.com

引用格式: 吕洲, 王玉普, 李莉, 等, 2018. 孔喉半径对松辽盆地南部青一段特低—超低渗透储层质量的控制作用. 地球科学, 43(11): 4204-4214.

0.5—1.5 μm pore throat corresponds to ultra-low permeability reservoir. The rock type is mainly composed of very fine feldspathic lithic sandstone and coarse siltstone. The moveable fluid saturation is more than 65%; 0.1—0.5 μm pore throat corresponds to ultra-low permeability reservoir, and the rock type is mainly coarse-fine siltstone, moveable fluid saturation between 50%—60%. It is concluded that pore throat radius which has been controlled by the sedimentary facies determines the characteristics of reservoir physical properties and fluid saturation, and it should be used as a significant parameter of reservoir evaluation.

Key words: pore throat radius; extra-low and ultra-low permeability reservoir; Songliao basin; Member 1 of Qingshankou Formation; petroleum geology.

在当前油气资源劣质化和油价长期低迷的现状下,特低—超低渗油藏的效益开发面临巨大的挑战。特低—超低渗砂岩储层通常受沉积、成岩作用的影响,具有物性差、含油饱和度低、储层流体流动性差及微观孔隙结构复杂等特征,这些特征往往制约了特低—超低渗油藏的效益开发。借助岩心室内实验手段,如常规压汞、核磁共振、粒度分析等,获取并分析相关储层特征参数,是认识特低—超低渗储层特征的直接手段(Lai *et al.*, 2016),可以为破解特低—超低渗油藏的开发难题提供地质基础。

松辽盆地南部大情字井油田作为特低—超低渗油藏开发的典型,前人研究已经取得了良好的进展(李群, 2002; 赵艳军等, 2011; 黄振凯等, 2013)。但针对青山口组一段特低—超低渗储层的开发,仍然存在储层认识程度低的问题。其中,明确特低—超低渗储层物性、含油性、流动性的主控因素是亟待解决的重要问题。前人研究表明,孔喉半径及微观孔隙结构是特低—超低渗透储层质量的重要控制因素,是特低—超低渗透储层特征研究和分类评价的核心

参数(杨正明等, 2006; 李海燕等, 2012; 王改云等, 2016)。其研究方法主要分为毛管压力曲线法(Purcell, 1949)、图像分析法(Knackstedt *et al.*, 2004)和数字岩心模拟法(杨永飞等, 2016)。本文利用常规压汞、核磁共振、孔渗测定、粒度分析和 X 衍射测试等实验方法,对松辽盆地南部青山口组一段特低—超低渗透储层的孔隙结构特征进行定量表征,并讨论孔喉半径的分布范围及其与岩石粒度、物性、流体饱和度特征之间的相关性,旨在为提高特低—超低渗储层的勘探开发提供基础资料与地质依据。

1 地质背景

20 世纪 50 年代至今,松辽盆地南部勘探开发的主要目标已经从常规中高渗构造油藏转为特低—超低渗岩性油藏(李群, 2002)。大情字井油田是松辽盆地南部典型的特低—超低渗油藏,而青山口组一段是大情字井油田主要的开发层系。

大情字井油田位于松辽盆地南部中央坳陷区长

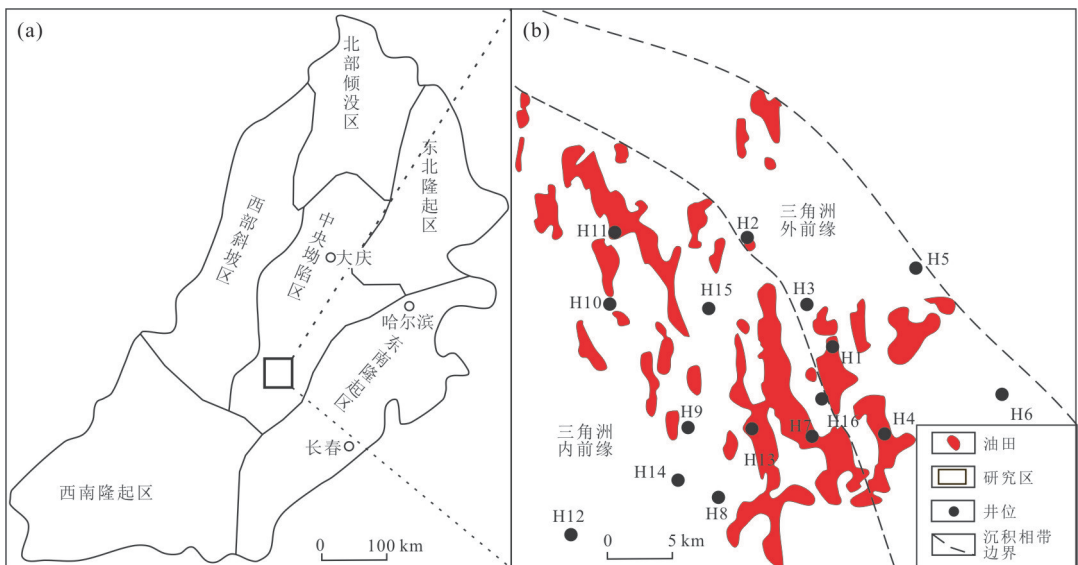


图 1 松辽盆地构造分区图及取心井位置

Fig.1 Tectonic division of Songliao basin and the location of the samples

图 a 修改自参考文献 Feng *et al.* (2010)

岭凹陷中部(图 1a).南部为黑帝庙次凹陷,北部为乾安次凹陷.大情字井构造位于南北两个次凹陷间相对隆起部位.构造形态总体表现为轴向北北东、东缓西陡不对称的向斜.大情字井油田地层发育较全,钻遇的地层自下而上为白垩系泉头组、青山口组、姚家组、嫩江组、四方台组、明水组,古近系的大安组,新近系的泰康组和第四系.青山口组形成于松辽盆地拗陷期的快速沉降阶段(赵艳军等,2011).青山口组早期沉积期水体较深,沉积了较厚的暗色泥岩,随着青山口组一段沉积末期基准面下降,三角洲自南西向北东方向推进,在大情字井地区形成三角洲前缘砂体.在与青山口组一段优质烃源岩紧密接触的条件下,形成了大规模超低—特低渗透岩性油藏.

2 样品与实验方法

2.1 样品

本次实验样品来自大情字井油田 16 口探井的钻井取心(图 1b),总计 46 块岩心栓塞样,样品岩性以极细粒长石岩屑砂岩和粗粉砂岩为主.

2.2 实验条件

常规压汞实验依据行业标准 SY/T 5346-2005《岩石毛管压力曲线的测定(压汞)》,于中油辽河油田公司勘探开发研究院试验中心,使用 HD-505 高压孔隙结构仪检测设备,测定岩心孔隙结构参数.实验步骤包括:(1)岩心栓塞样高温蒸馏抽提除油后烘干待检;(2)称量样品长度、直径并记录,设备标块标定之后,测量样品的孔隙度、渗透率;(3)上机进行压汞退汞实验,测定求取各项孔隙结构参数.

核磁共振实验依据行业标准 SY/T 6490-2007《岩样核磁共振参数实验室测量规范》,于中油辽河油田公司勘探开发研究院试验中心,使用 RecCore-04 型低磁场核磁共振岩心分析仪,测定岩心储层及流体参数.实验步骤包括:(1)对待测岩心进行烘干,80 °C 下烘干 24 h;(2)测量岩心干重、长度、直径、气测渗透率;(3)使用真空加压饱和装置对岩心进行饱和模拟地层水,抽真空 30 min,使用模拟地层水进行饱和,在 30 MPa 的压力下饱和 24 h;(4)取出饱和好的岩心,测湿重,计算孔隙体积 V_p ,并测量此状态下的核磁 T_2 谱;(5)选取重量接近的岩心进行离心实验,离心时间 1 h;(6)离心结束后测量离心状态下的核磁 T_2 谱.

其他实验内容包括孔隙度、空气渗透率、激光法粒度,全岩 X 衍射均按照行业标准进行实验.保证每块压汞样品在测试前完成孔隙度和渗透率测试,并

将其两端各截取一段岩心栓塞样品用于粒度和 X 衍射测试,以减少不同实验参数进行相关性分析的系统误差.

2.3 统计分析方法

采用 SPSS26.0 软件.对样品的储层特征参数进行相关因素分析.单因素分析采用线性回归和非线性回归.多因素分析采用多重线性回归分析, $p < 0.05$ 具有统计学意义.为了确认对应变量影响最大的因素,故采用逐步回归方法,使回归模型中的所有自变量都具有统计学意义,而未引入模型的自变量很可能与应变量的相关性较弱或与其他自变量相关.

3 实验结果

3.1 孔喉半径

实验所得孔隙结构参数如表 1 所示.实验结果显示:(1)本次实验所取青山口组一段压汞岩心样品孔隙度介于 3.8%~18.6%,渗透率介于 $0.01 \times 10^{-3} \sim 16.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,涵盖了研究区低渗—特低渗—超低渗—致密储层的物性序列.(2)本次实验排驱压力介于 0.138~8.362 MPa,平均 1.300 MPa.最大孔喉半径介于 0.088~5.311 μm ,平均 2.463 μm .中值孔喉半径介于 0.031~1.541 μm ,平均 0.650 μm .平均孔喉半径介于 0.037~1.738 μm ,平均 0.828 μm .

不同物性样品典型毛管压力曲线见图 2.从样品 I~III,孔隙度和渗透逐渐降低.相应地,排驱压力增大,毛管压力曲线平直段变短,曲线整体向右上方偏移.通过毛管压力曲线计算所得的最大、中值、平均孔喉均随之减小,孔喉半径非均质性随之增强.

3.2 孔喉半径与岩石粒度

粒度实验结果显示,粒度中值介于 12~83 μm ,平均 34 μm ,粒度级别从细粉砂到粗粉砂再到极细砂;粒度分选系数(粒度累计曲线上 25%和 75%处所对应的颗粒直径的比值)介于 1.350~4.590,平均 2.449,该参数表示粒度分布的均匀程度,本次实验样品的粒度分析相对较好.

综合常规压汞实验结果和粒度实验结果,选取最大、平均、中值孔喉半径代表孔喉半径的分布规律,选取粒度中值代表岩石粒度特征,建立相关性(Nelson, 2009),见图 3.实验样品总计 40 块,每块样品均截为两段,分别进行压汞实验和粒度实验,据此认为其实验数据的系统误差在合理范围内.矩形状实验数据点来自 A1~A6 井,平面位置上均位于三角洲外前缘相带.圆圈状实验数据点来自 A7~

表 1 松辽盆地南部大情字油田青山口组一段储层特征参数表
Table 1 The characteristic parameters of ultra-low permeability reservoirs in the member 1 of Qingshankou Formation of the southern Songliao basin

井号	沉积相带	深度 (m)	排驱压力 (MPa)	最大孔喉半径 (μm)	平均孔喉半径 (μm)	中值孔喉半径 (μm)	粒度中值 (μm)	分选系数	粘土矿物含量 (%)	石英/长石	RQI (μm)
H1	外前缘	2 337.05~2 337.13	5.740	0.128	0.056	0.053	39.555	2.600	9.800	0.268	0.696
H2	外前缘	2 453.09~2 453.19	8.362	0.088	0.037	0.031	12.430	2.870	4.400	0.227	0.513
H2	外前缘	2 457.93~2 458.03	2.059	0.357	0.125	0.122	50.067	2.100	2.600	0.197	0.810
H3	外前缘	2 427.80~2 427.90	6.908	0.106	0.046	0.043	27.776	2.630	10.600	0.202	0.477
H4	外前缘	2 569.85~2 569.95	2.771	0.265	0.080	0.061	51.119	2.310	—	—	0.693
H5	外前缘	2 262.82~2 262.90	10.360	0.071	0.036	0.033	22.097	2.850	6.400	0.213	0.546
H6	外前缘	2 410.87~2 410.99	2.774	0.265	0.105	0.092	21.197	2.830	8.400	0.161	0.797
H7	外前缘	2 415.30~2 415.40	6.926	0.106	0.046	0.043	20.193	1.880	13.900	0.205	0.650
H8	内前缘	2 352.10~2 352.20	0.138	5.311	1.435	0.729	83.043	2.410	5.700	0.204	7.906
H9	内前缘	2 457.47~2 457.57	0.345	2.132	0.455	0.272	31.686	2.260	—	—	3.002
H9	内前缘	2 460.42~2 460.52	0.487	1.510	0.591	0.536	20.761	2.460	—	—	2.993
H9	内前缘	2 463.02~2 463.12	1.374	0.535	0.186	0.127	16.176	2.590	6.700	0.141	0.942
H9	内前缘	2 467.02~2 467.12	0.345	2.130	0.708	0.519	23.848	2.430	4.900	0.140	3.330
H9	内前缘	2 469.32~2 469.44	0.211	3.481	1.057	0.684	25.033	2.380	3.700	0.183	5.137
H10	内前缘	2 421.80~2 421.90	0.345	2.131	0.889	0.858	16.980	2.610	6.800	0.177	4.275
H10	内前缘	2 427.50~2 427.60	0.481	1.528	0.539	0.584	19.505	2.570	3.500	0.221	2.206
H10	内前缘	2 435.30~2 435.40	0.207	3.550	1.033	0.995	34.674	2.450	3.800	0.205	4.368
H10	内前缘	2 436.65~2 436.75	0.207	3.559	1.199	1.113	28.756	1.580	3.900	0.176	5.634
H10	内前缘	2 441.00~2 441.10	0.207	3.544	1.282	1.082	17.824	1.350	3.100	0.236	6.258
H11	内前缘	2 370.54~2 370.62	0.482	1.524	0.468	0.312	47.039	3.600	2.500	0.217	1.745
H11	内前缘	2 373.95~2 374.05	0.139	5.304	1.868	1.376	33.262	3.190	—	—	9.924
H11	内前缘	2 374.15~2 374.23	0.209	3.525	1.474	1.541	47.696	1.850	2.600	0.212	8.069
H11	内前缘	2 374.47~2 374.55	0.207	3.553	1.433	1.317	51.474	2.950	—	—	7.786
H11	内前缘	2 375.10~2 375.18	0.139	5.307	1.589	0.784	29.770	3.120	3.900	0.200	7.313
H11	内前缘	2 406.65~2 406.75	0.208	3.540	1.168	0.661	68.393	2.090	2.500	0.196	5.761
H11	内前缘	2 436.08~2 436.16	0.208	3.538	1.241	0.788	52.922	1.770	3.300	0.177	5.025
H12	内前缘	2 360.40~2 360.50	0.208	3.530	0.950	0.616	27.970	1.580	—	—	4.202
H12	内前缘	2 363.80~2 363.90	0.208	3.533	1.148	0.740	32.352	2.790	2.000	0.207	3.519
H12	内前缘	2 413.40~2 413.50	0.206	3.566	0.610	0.440	25.737	2.450	4.400	0.176	2.498
H12	内前缘	2 417.40~2 417.50	0.206	3.566	1.114	0.626	25.737	2.360	4.000	0.129	4.437
H13	内前缘	2 423.20~2 423.30	0.207	3.556	1.318	1.071	39.555	4.590	6.200	0.220	6.035
H13	内前缘	2 438.00~2 438.10	0.351	2.093	0.611	0.389	19.777	2.810	9.800	0.151	2.770
H13	内前缘	2 436.42~2 436.53	0.208	3.530	1.336	1.336	35.649	2.380	7.000	0.194	6.348
H13	内前缘	2 437.92~2 438.04	0.483	1.521	0.437	0.437	20.333	2.220	5.600	0.192	1.951
H13	内前缘	2 441.22~2 441.32	1.038	0.708	0.213	0.213	23.683	2.110	5.100	0.129	1.144
H13	内前缘	2 442.20~2 442.30	0.346	2.126	0.562	0.562	18.199	2.710	4.200	0.142	2.774
H14	内前缘	2 439.45~2 439.55	0.208	3.540	1.234	0.912	40.950	1.850	2.600	0.192	5.883
H14	内前缘	2 450.62~2 450.75	0.139	5.306	1.738	1.404	73.302	1.570	2.600	0.202	9.333
H15	内前缘	2 486.60~2 486.70	0.206	3.566	1.499	1.510	31.034	2.810	7.000	0.225	7.646

注:“—”表示样品未做 X 衍射实验。

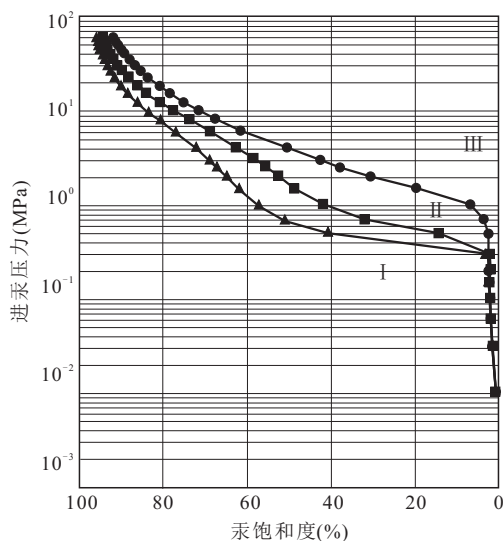


图 2 典型毛管压力曲线特征

Fig.2 Typical capillary curve characteristics

(I) $\varphi=14.50\%$, $K=9.44 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 排驱压力 $P_c=0.209 \text{ MPa}$, 中值孔喉半径 $R_{50}=1.541 \mu\text{m}$, 平均孔喉半径 $R_p=1.474 \mu\text{m}$, H11 井, 样品深度 2 374.15~2 374.23 m; (II) $\varphi=12.9\%$, $K=2.54 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 排驱压力 $P_c=0.206 \text{ MPa}$, 中值孔喉半径 $R_{50}=0.626 \mu\text{m}$, 平均孔喉半径 $R_p=1.114 \mu\text{m}$, H12 井, 样品深度 2 417.40~2 417.50 m; (III) $\varphi=9.1\%$, $K=0.82 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 排驱压力 $P_c=0.345 \text{ MPa}$, 中值孔喉半径 $R_{50}=0.272 \mu\text{m}$, 平均孔喉半径 $R_p=0.454 \mu\text{m}$, H9 井, 样品深度 2 457.47~2 457.57 m

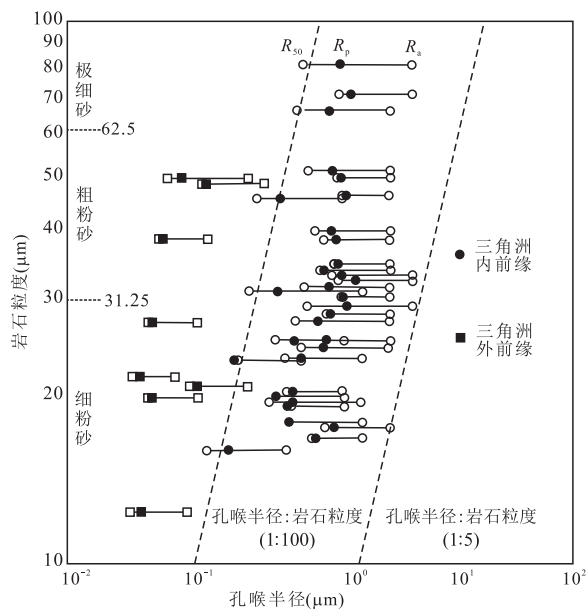


图 3 孔喉半径与粒度关系

Fig.3 Cross plot showing the relationship between pore throat radius and grain size

图中 R_a 为最大孔喉半径, R_p 为平均孔喉半径, R_{50} 为中值孔喉半径

A15 井, 平面位置上均位于三角洲内前缘相带。

结果显示: 总体上, 孔喉半径与岩石粒度呈正相

关关系, 随着粒度中值的增加, 最大、平均、中值孔喉半径均增加。不同沉积相带的样品参数有着明显的区别。三角洲外前缘岩心样品的孔喉半径明显小于三角洲内前缘岩心样品。三角洲外前缘岩心样品数据点位于孔喉半径/岩石粒度(1:100)的趋势线左侧, 而三角洲内前缘岩心样品数据点位于孔喉半径/岩石粒度(1:100)与(1:5)两条趋势线以内。说明在相同粒度中值条件下, 三角洲外前缘岩心孔喉半径明显小于三角洲内前缘岩心样品。

3.3 孔喉半径与矿物组分

全岩 X 衍射实验结果显示, 样品粘土矿物含量介于 2.0%~13.9%, 平均 5.3%; 石英含量介于 8.1%~18.3%, 平均 14.4%; 钾长石含量介于 49.4%~72.0%, 平均 63.0%; 钠长石含量介于 4.9%~17.9%, 平均 12.7%。

建立平均孔喉半径与粘土矿物含量的相关关系(图 4a), 结果显示, 平均孔喉半径与粘土矿物含量并没有明显的相关性, 仅在平均孔喉半径小于 0.4 μm 时, 两者具有一定的负相关性, 即平均孔喉半径减小, 粘土矿物含量增加。建立平均孔喉半径与石英—长石含量比值的相关关系(图 4b), 结果显示, 平均孔喉半径与石英—长石含量比值并没有明显的相关性。

3.4 孔喉半径与物性

综合常规压汞实验结果和孔渗测试结果, 分别建立平均孔喉半径与渗透率、孔隙度的关系(图 5)。结果显示: 平均孔喉半径与渗透率具有较好的相关性, 随着样品平均孔喉半径从 0.036 μm 增加至 1.868 μm , 样品渗透率也从 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 增加至 $16.20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。而平均孔喉半径与孔隙度同样具有正相关的趋势, 但是相关性较差, 随着平均孔喉半径的增加, 样品孔隙度也从 3.8% 增加至 18.6%。

为了利用单一参数表征储层物性, 选择储层质量指数(RQI)作为物性表征参数。Amaefule *et al.* (1993) 提出该参数可用于表征储层质量, 当 K 的单位为 $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, 储层质量指数的定义为公式(1), 并可用于划分储层流动单元。一般来说, 储层质量指数越大, 储层的储集性与流动性越好。

$$\text{RQI} = 0.0316 \sqrt{\frac{K}{\varphi}}, \quad (1)$$

式中: RQI 为储层质量指数, μm ; K 为(克式)渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; φ 为孔隙度, %。

建立平均孔喉半径与储层质量指数的相关关系(图 5c), 结果显示, 相比平均孔喉半径与储层质量

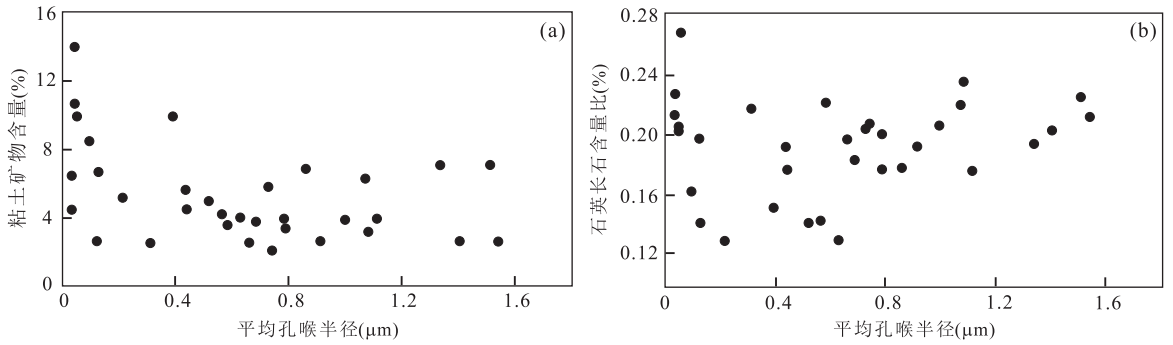


图 4 平均孔喉半径与粘土矿物含量(a)和石英—长石含量比值(b)关系

Fig.4 Cross plots showing the relationship between average pore throat radius and clay content(a), average pore throat radius and ratio of quartz and feldspar(b)

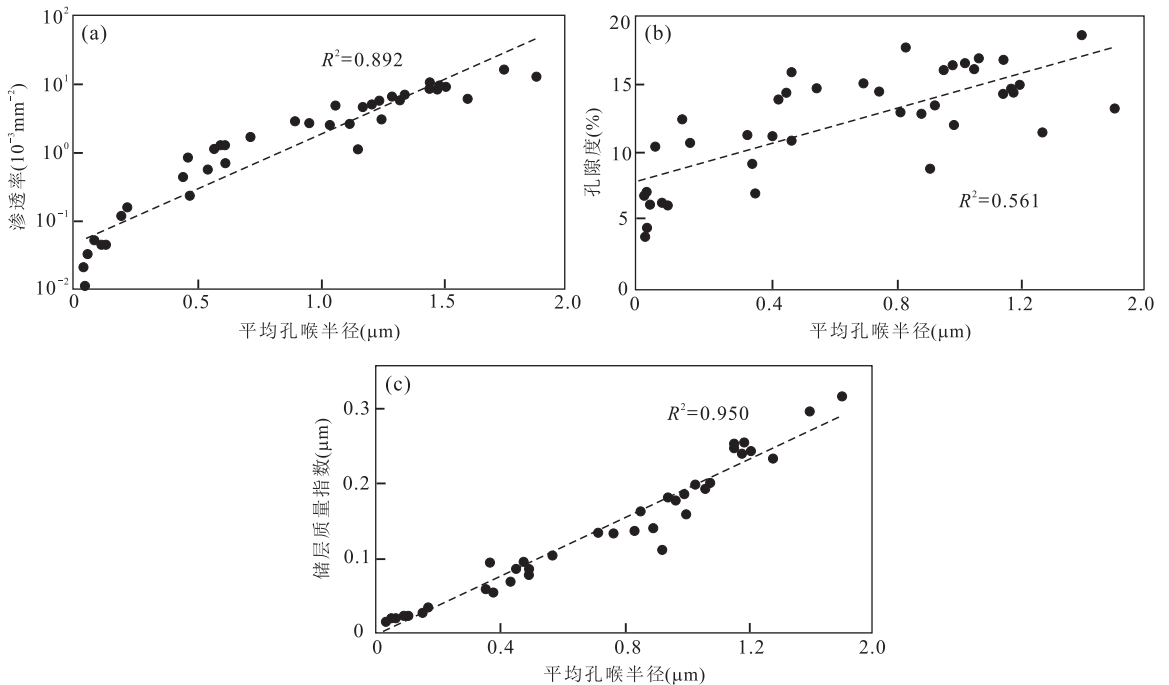


图 5 平均孔喉半径与渗透率(a)、孔隙度(b)和储层质量指数(c)的关系

Fig.5 Cross plots showing the relationship between average pore throat radius and permeability(a), average pore throat radius and porosity(b), average pore throat radius and reservoir quality index(c)

指数具有很强的相关性,储层质量指数随着平均孔喉半径的增加而增加。

3.5 孔喉半径与可动流体饱和度

根据核磁共振测定可动流体 T_2 谱特征,计算可动流体饱和度参数(表 2)。结果显示:样品的 T_2 平均值介于 $7.127 \sim 38.703 \text{ ms}$,对应平均孔喉半径介于 $0.105 \sim 0.561 \mu\text{m}$ 。计算所得束缚流体饱和度介于 $31.27\% \sim 48.29\%$,平均 40.36% ,对应的可动流体饱和度介于 $51.71\% \sim 68.73\%$,平均 59.64% 。

根据实验结果,建立 T_2 平均值与储层质量指数及可动流体饱和度的关系图(图 6),结果显示: T_2

平均值与储层质量指数具有很强的相关性,储层质量指数随着 T_2 平均值的增加而增加。 T_2 平均值与可动流体饱和度也具有很强的相关性,可动流体饱和度随着 T_2 平均值的增加而增加。

建立 T_2 平均值对应平均孔喉半径与可动流体饱和度的关系(图 7),结果显示: T_2 平均值对应平均孔喉半径与可动流体饱和度同样具有很强的相关性。可动流体饱和度随着 T_2 平均值对应平均孔喉半径的增加而增加。

3.6 统计学综合分析

通过以上实验结果分析,可以定性地认为孔喉

表 2 H16 井核磁共振可动流体饱和度测定结果

Table 2 Results of nuclear magnetic resonance test of well H16

深度(m)	岩性	长度 (cm)	直径 (cm)	岩石密度 (g/cm ³)	渗透率 (10 ⁻³ μm ²)	孔隙度 (%)	可动流体饱和度(%)	束缚流体饱和度(%)	RQI (μm)	T ₂ 平均 值(ms)	对应孔喉平 均半径(μm)
2 327.56~2 327.68	褐色粉砂岩	7.52	2.526	2.41	0.207 2	9.96	60.87	39.13	0.046	22.409	0.304
2 332.26~2 332.45	褐色粉砂岩	7.95	2.526	1.59	0.006 2	2.50	51.71	48.29	0.016	7.127	0.105
2 335.97~2 336.08	褐色粉砂岩	7.932	2.526	2.47	0.062 2	6.88	58.08	41.92	0.030	12.235	0.200
2 336.73~2 336.83	灰褐色粉砂岩	5.234	2.526	2.35	0.939 1	13.24	68.73	31.27	0.084	38.703	0.561
2 373.89~2 374.05	灰褐色粉砂岩	7.592	2.528	2.31	0.236 2	13.98	58.83	41.17	0.041	16.932	0.274

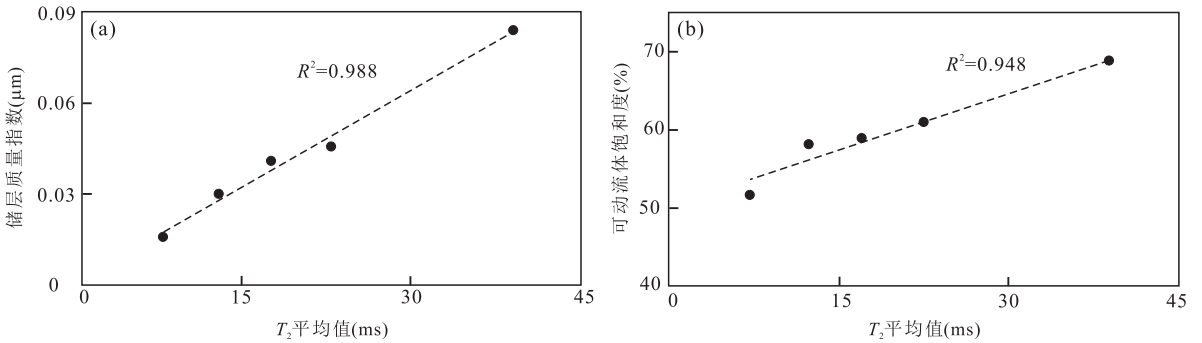


图 6 T₂ 平均值与储层质量参数(a)和可动流体饱和度(b)的关系

Fig.6 Cross plots showing the relationship between average T₂ and reservoir quality index(a), and average T₂ and moveable fluid saturation(b)

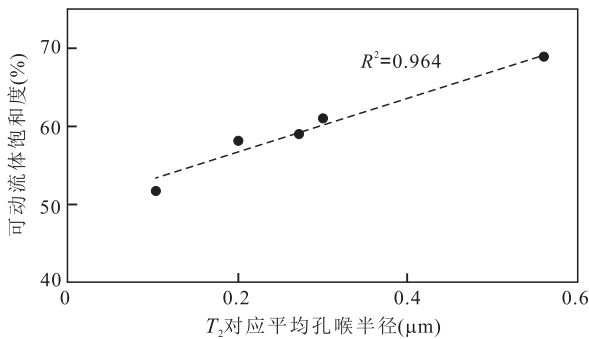


图 7 平均孔喉半径与可动流体饱和度关系

Fig.7 Cross plot showing the relationship between average pore throat radius and moveable fluid saturation

表 3 单因素分析结果

Table 3 Results of single factor analysis

因素	R ²	P
排驱压力	0.918	0.000
最大孔喉半径	0.887	0.000
平均孔喉半径	0.950	0.000
中值孔喉半径	0.827	0.000

表 4 多因素分析结果

Table 4 Results of multi factor analysis

参数	回归系数	P 值	95%可信区间
平均孔喉半径	0.150	0.000	0.137~0.163

半径与物性具有相关性,随着孔喉半径的减小,储层物性出现变差的趋势.但是,储层物性同时受控于储层矿物组分、结构、粒度、成岩作用等一系列因素的影响.为了明确孔喉半径与物性的定量关系,选择储层质量指数(RQI)作为应变变量,选取排驱压力、粒度中值、粒度分选系数、石英含量/长石含量、泥质含量,与最大、中值及平均孔喉半径,共计 8 项参数作为自变量.

首先对以上参数进行单因素分析,结果如表 3 所示,排驱压力、最大、平均及中值孔喉半径具有较

好的拟合度且具有统计学意义.

然后对全部参数进行多因素分析(表 4,表 5).结果显示平均孔喉半径每增加 1 μm,储层质量指数的估计值增加 0.150 μm.由于平均孔喉半径的回归系数对应的 P 值小于 0.05,具有统计学意义,故认为平均孔喉半径和储层质量指数间存在线性回归关系,说明平均孔喉半径可以显著影响储层质量指数.而其他 7 项参数的 P 值均大于 0.05,无法进入相关性方程,故认为平均孔喉半径对储层质量指数的影响最大.

表 5 多因素分析中被排除的参数

Table 5 Excluded factors in multi factor analysis

参数	P 值
排驱压力	0.062
最大孔喉半径	0.569
中值孔喉半径	0.182
粒度中值	0.061
粒度分选系数	0.165
石英含量/长石含量	0.302
泥质含量	0.100

4 讨论

4.1 孔喉半径的分布范围

压汞实验结果中,能够描述孔喉半径大小的参数主要为最大孔喉半径、中值孔喉半径和平均孔喉半径。这 3 个参数的计算方法各不相同,在表征孔喉半径大小时也存在差异。为了优选能够更准确表征孔喉半径的参数,现讨论如下:

最大孔喉半径计算的是汞开始进入样品时的孔喉半径,表征样品孔喉半径分布区间中的最大值。虽然本次研究所取岩心样品裂缝并不发育,但是受控于储层非均质性,在孔喉分选较差的情况下,最大孔喉半径与孔喉半径的主要分布区间仍有较大差异。如图 2 所示 I 号样品和 II 号样品,这两个样品的排驱压力十分接近,因此计算所得的最大孔喉半径也基本一致。但随着汞饱和度的不断增加,可以发现 I 号样品的注入压力明显小于 II 号样品,即 I 号样品的孔喉半径明显大于 II 号样品,相应地孔渗测试也表明 I 号样品的物性好于 II 号样品。由此可以说明,最大孔喉半径这一参数在表征非均质性较强样品的孔喉半径时具有一定的偏差。

中值孔喉半径计算的是汞饱和度达到 50% 时对应的孔喉半径,表征样品孔喉半径分布区间的中位数。该参数若能准确地表征孔喉半径分布特征,需要满足两个假设条件:(1)孔喉半径满足正态分布;(2)孔喉半径分布区间的中位数对应汞饱和度为 50% 时对应的孔喉半径。显然,假设(1)为理想状况,而假设(2)受限于实验条件,无法将汞注入所有孔喉之中,在计算过程中只能人为地忽略那部分极小的孔喉半径。因此,中值孔喉半径表征孔喉半径分布同样存在一定偏差。但相较于最大孔喉半径,中值孔喉半径减小了非均质性带来的影响。

平均孔喉半径根据孔喉半径对汞饱和度的权重

求出,如公式(2)所示。

$$R_p = \frac{\sum (r_{i-1} + r_i)(S_i - S_{i-1})}{2 \sum (S_i - S_{i-1})}, \quad (2)$$

式中: R_p 为平均孔喉半径, μm ; r_i 为某点的孔喉半径, μm ; S_i 为某点的汞饱和度,%。

该参数表征孔喉半径的加权平均值,计算过程中涉及到样品的全部测试数据点,考虑了不同孔喉半径所占的比例。因此,在表征孔喉分布特征上,平均孔喉半径所表征的数据范围与合理性均高于其他两个参数。当然,该参数也存在一定的缺陷,即与中值孔喉半径同样忽略了汞无法注入的那部分孔喉。综合判断,平均孔喉半径是压汞实验所得孔喉半径参数中能够较合理表征孔喉半径分布特征的参数。

实验结果显示,本次研究实验样品的平均孔喉半径介于 $0.037 \sim 1.738 \mu\text{m}$, 平均 $0.828 \mu\text{m}$ 。如何对孔喉半径分级评价则取决于选择何种分级方案。目前已有的孔喉分级评价主要有以下两个特征:(1)不同学科之间孔喉分级差异大,由于研究对象与研究尺度存在巨大差异,孔隙分级方案也存在明显差别;(2)不同孔喉分级方案基于的实验方法不同,即使采用相同的实验方法,所采用的孔喉参数也有所不同。本论文的目的在于研究孔喉半径对特低—超低渗透储层质量的控制作用,故需确认所选的孔喉分级方案满足以下条件:(1)研究范围属于石油地质领域,研究方法包括本研究所涉及的实验手段,研究尺度涵盖本次实验所得的数据;(2)所选的孔喉分级能够反映储层质量特征,包括储层的储集性与流动性。综合上述条件,选择朱如凯等(2016)提出的分级标准,将孔喉分为 4 个级别,分别为毫米级(大于 1 mm)、微米级($1 \sim 1\,000 \mu\text{m}$)、亚微米级($100 \sim 1\,000 \text{ nm}$)与纳米级($2 \sim 100 \text{ nm}$),其中微米孔进一步可划分为微米大孔($62.5 \sim 1\,000 \mu\text{m}$)、微米中孔($10 \sim 62.5 \mu\text{m}$)与微米小孔($1 \sim 10 \mu\text{m}$)。根据此标准,松辽盆地南部大情字油田特低—超低渗储层的平均孔喉半径属于亚微米孔到微米小孔级别。其中特低渗储层孔喉半径分布以微米小孔为主,毛管力作用明显大于重力作用,且影响到储层流体的渗流作用。超低渗储层孔喉半径以亚微米孔为主,在该孔喉半径范围内,毛细管作用会显著影响储层流体的渗流作用。

4.2 岩石粒度与矿物组分对孔喉半径的影响

岩石粒度与矿物组分特征主要取决于沉积作用,该作用构成了储层孔隙结构的物质基础与原始状态。早期沉积物在此基础上经历了不同类型和程

度的成岩作用的改造,进而形成了现今的储层孔隙结构,并具有相应的孔喉半径大小及分布特征。

如图 3 所示,不同粒度的样品具有不同的孔喉半径,随着粒度逐渐变细,孔喉半径呈减小的趋势,且不同沉积相带样品具有显著的差别。由于粒度大小直接受控于沉积过程中的水动力大小,从三角洲内前缘向三角洲外前缘过渡,水动力逐渐减弱,粒度逐渐减小,相应地孔喉半径也随之减小。此外,孔喉半径均小于粒度中值,即实验数据点均在 1:5 线左侧,即便是最大孔喉半径也远小于粒度中值,说明样品中不发育大于碎屑颗粒半径的特大孔,总体孔喉特征以小孔、细喉道为主。说明从三角洲内前缘向三角洲外前缘过渡,不仅粒度逐渐减小,相应地原生孔隙也变小,加上近源快速沉积的特点,导致颗粒分析性变差,结构成熟度低。孔喉半径受控于沉积作用,呈现随粒度减小而减小的趋势。

研究区典型铸体薄片样品显示:孔隙类型以粒间孔为主,并发育部分粒内孔和铸模孔,喉道类型呈缩颈状、片状或弯片状;碎屑颗粒间以线接触为主,分选性中等,磨圆度为次棱一次圆状,石英多具次生加大,方解石胶结(图 8)。说明压实作用与胶结作用使原生粒间孔隙大量减少,同样影响了孔喉半径。

如图 4 示,孔喉半径与矿物组分并没有显著的相关性,主要体现在两个方面:首先,孔喉半径与粘土矿物含量没有明显相关性,仅在平均孔喉半径小于 $0.4 \mu\text{m}$ 时,两者具有一定的负相关性;其次,孔喉半径与石英/长石含量比值同样没有明显相关性。出

现以上现象的原因主要有两点:一是取心井在平面上最大的间距 $< 10 \text{ km}$,远小于沉积物搬运的距离,物理风化与化学风化程度相近,使得实验样品在矿物组分上均十分相近;二是沉积相带上虽然有内前缘与外前缘之分,但总体上均属于三角洲前缘亚相,相应地沉积环境差异不大,并未对矿物组分产生明显影响。

4.3 孔喉半径对物性的控制作用

如图 5a、图 5b 所示,孔喉半径与渗透率和孔隙度均呈正相关关系。其中孔喉半径与渗透率的相关性较高,说明随着孔喉半径的增大,渗透率相应增大。为了进一步说明孔喉半径对物性的影响作用,引入储层质量指数(RQI)。相比其他物性表征参数,储层质量指数具有两项优势:(1)结合储层孔隙度与渗透率参数,同时表征储层的储集性与渗透性;(2)该参数可用于划分储层流动单元,可以通过岩心标定测井并进行储层评价。因此选择储层质量指数作为表征储层物性乃至储层质量的关键参数。通过统计分析和理论分析,对储层质量指数的控制因素进行分析。

首先,统计分析(见本文 3.6 节多因素分析)的结果表明,随着平均孔喉半径的增大,储层质量指数也增加。相关性分析参数显示,平均孔喉半径与储层质量指数在统计学上具有显著的线性相关关系。

其次,理论分析根据泊肃叶方程和达西定律可知:

$$K = \frac{\varphi r^2}{8\tau^2}, \quad (3)$$

式中: K 的单位为, μm^2 , 当 K 的单位为 $10^{-3} \mu\text{m}^2$

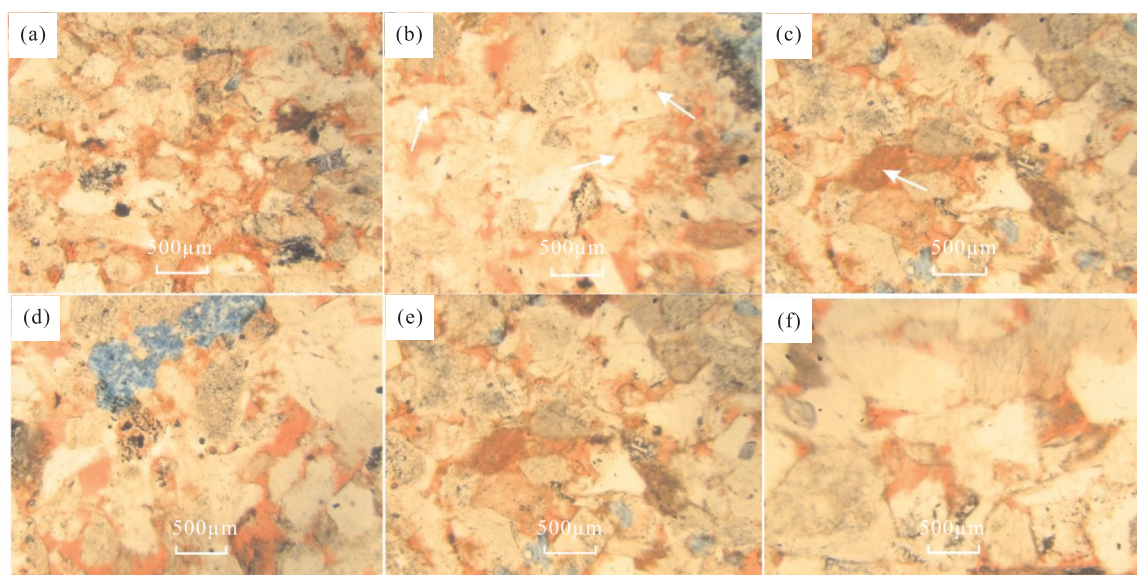


图 8 典型铸体薄片镜下照片

Fig.8 Typical photographs of casting section

时,将公式(2)变形得:

$$RQI = 0.0316 \sqrt{\frac{K}{\varphi}} = \frac{r}{2.83\tau}, \quad (4)$$

式中:RQI 为储层质量指数, μm ; K 为(克式)渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; φ 为孔隙度, %; r 为平均孔喉半径, μm ; τ 为迂曲度, 无因次。

在沉积环境与成岩作用相近的情况下, 迂曲度 τ 可以认为是定值, 故储层质量指数与平均孔喉半径呈线性关系, 理论分析结果与统计分析结果相一致。

4.4 孔喉半径与可动流体饱和度的关系

根据核磁共振实验原理, 氢原子核在多孔介质中主要发生横向弛豫, 弛豫时间既与岩石的弛豫率 ρ 呈反比, 还与孔隙体积 V 与表面积 S 的比值有关, 而 V/S 与孔隙半径 r 呈正比(肖佃师等, 2016)。因此, 横向弛豫时间 T_2 可表达为

$$T_2 = \frac{1}{\rho} \frac{V}{S} = \frac{1}{\rho} \frac{r}{c}, \quad (5)$$

式中: T_2 为横向弛豫时间, ms; ρ 为弛豫率, $\mu\text{m}/\text{ms}$; V 为孔隙体积, μm^3 ; S 为孔隙表面积, μm^2 ; r 为孔喉半径, μm ; c 为孔喉形状因子, 无因次。

由公式(5)可知, 核磁共振实验测的 T_2 频谱与孔喉半径 r 正相关, 弛豫率 ρ 与岩石矿物组分相关, 根据本文 3.3 节的实验结果与 4.2 节的讨论结果, 本研究区样品的岩石矿物组分并无明显差异, 故认为弛豫率 ρ 为定值。 c 为孔喉形状因子与前文提及的迂曲度 τ 相类似。在沉积环境与成岩作用相近的情况下, 同样可以认为是定值。故认为核磁共振实验测的 T_2 频谱与孔喉半径 r 呈线性关系, 理论上可利用 T_2 平均值表征平均孔喉半径。

$$T_2^{\bar{}} = \frac{\sum T_2^i f^i}{2 \sum f^i}, \quad (6)$$

式中: $T_2^{\bar{}}$ 为平均横向弛豫时间, ms; T_2^i 为某点的横向弛豫时间, ms; f^i 为某点的频率, %。

图 6 显示, T_2 平均值与储层质量指数及可动流体饱和度均呈线性正相关关系。结合本文 3.6 节的统计分析结果和 4.3 节孔喉半径与物性关系的讨论结果, 平均孔喉半径与储层质量指数呈线性正相关关系, 故认为 T_2 平均值与平均孔喉半径具有统计学上的相关性, 进而可以得出平均孔喉半径与可动流体饱和度的关系, 如图 7 所示。结果显示, $0.5 \sim 1.5 \mu\text{m}$ 孔喉半径对于可动流体饱和度大于 65%, $0.1 \sim 0.5 \mu\text{m}$ 孔喉半径对应可动流体饱和度介于 50%~60%。

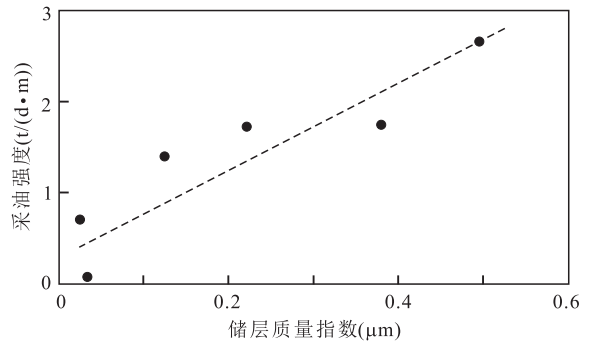


图 9 储层质量指数与采油强度的关系

Fig.9 Cross plot showing the relationship between reservoir quality index and oil production perunit thickness

4.5 储层质量与生产动态的关系

上述讨论根据室内实验数据说明了孔喉半径对储层质量的控制作用。在此基础上, 通过生产动态数据进行验证。因为单井生产动态受到的影响因素较多, 为了尽可能排除射孔段长度、储层改造程度、生产压差、油井工作制度等与储层质量关系不大的因素的影响, 选择了研究区 6 口评价井的试油数据。这 6 口井试油时间均早于研究区正式投产时间, 井间距 3 km 以上, 避免了相邻井生产的干扰; 试油阶段的储层改造措施均为压裂投产, 压裂规模与工作制度基本一致; 射孔段地层深度差别在 100 m 以内, 地层压力基本相同。此外, 为了避免射孔段长度差异带来的影响, 选择采油强度作为衡量单井产能的参数, 即单井射孔段每米储层每天所产原油量。取心段储层质量指数和试油阶段采油强度关系如图 9 所示, 随着储层质量指数的增大, 采油强度上升, 即储层质量与单井产能呈正相关关系。

5 结论

(1) 松辽盆地南部青山口组一段特低—超低渗透储层孔喉半径主要分布于 $0.3 \sim 1.7 \mu\text{m}$ 之间, 是控制储层储集性和流动性的独立主控因素。其中大于 $1.5 \mu\text{m}$ 的孔喉半径对应常规低渗储层, 储层的岩石类型以细粒长石岩屑砂岩为主; $0.5 \sim 1.5 \mu\text{m}$ 孔喉半径对应特低渗透储层, 岩石类型以极细粒长石岩屑砂岩和粗粉砂岩为主, 可动流体饱和度大于 65%, 主要分布于三角洲内前缘亚相中; $0.1 \sim 0.5 \mu\text{m}$ 孔喉半径对应超低渗透储层, 岩石类型以粗—细粉砂岩为主, 可动流体饱和度介于 50%~60%, 主要分布于三角洲外前缘亚相中。

(2) 相对于最大孔喉半径和中值孔喉半径, 平均孔喉半径更适用于表征孔喉半径与储层物性之间的关系。

(3) 储层质量指数(RQI)是表征储层质量的重要参数, 通过该参数与孔喉半径之间的关系, 可以建立压汞实验结果和核磁共振实验结果之间的相关性, 进而得出孔喉半径与可动流体饱和度之间的关系。

(4) 孔喉半径决定了储层物性和流体饱和度特征, 反映了储层岩性、储集性, 流体饱和度及流动性特征, 并在宏观上受控于沉积相带, 应作为特低—超低渗透储层评价的重要参数。

References

Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab, D., et al., 1993. Enhanced Reservoir Description: Using 402 Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 11: 205–220.

Huang, Z.K., Chen, J.P., Wang, Y.J., et al., 2013. Characteristics of Micropores in Mudstones of Cretaceous Qingshankou Formation, Songliao Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 34(1): 30–36 (in Chinese with English abstract).

Feng, Z.Q., Jia, C.Z., Xie, X.N., et al., 2010. Tectonostratigraphic Units and Stratigraphic Sequences of the Non-marine Songliao Basin, Northeast China. *Basin Research*, 22(1): 79–95.

Knackstedt, M.A., Arns, C.H., Limaye, A., et al., 2004. Digital Core Laboratory: Properties of Reservoir Core Derived from 3D Images. *SPE Annual Logging Symposium*, 56(5): 66–68.

Lai, J., Wang, G.W., Fan, Z.Y., et al., 2016. Insight into the Pore Structure of Tight Sandstones Using NMR and HPMT Measurements. *Energy & Fuels*, 30(12): 10200–10214.

Li, H.Y., Yue D.L., Zhang, X.J., 2012. Characteristics of Pore Structure and Reservoir Evaluation of Low Permeability Reservoir in Sulige Gas Field. *Earth Science Frontiers*, 19(2): 133–140 (in Chinese with English abstract).

Li, Q., 2002. Study of Subtle Oil/Gas Reservoirs Exploration in Changling Sag of Songliao Basin. *Earth Science*, 27(6): 770–774 (in Chinese with English abstract).

Nelson, P.H., 2009. Pore-Throat Sizes in Sandstones, Tight Sandstones, and Shales. *AAPG Bulletin*, 93(3): 329–340.

Purcell, W.R., 1949. Capillary Pressures—Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom. *Journal of Petroleum Technology*, 1(2): 39–48.

Wang, G.Y., Liu, J.P., Jian, X.L., et al., 2016. Characteristics and Genetic Mechanism of Tight Sandstone Reservoirs of Lower Cretaceous in North Yellow Sea Basin. *Earth Science*, 41(3): 523–532 (in Chinese with English abstract).

Xiao, D.S., Lu, S.F., Lu, Z.Y., et al., 2016. Combining Nuclear Magnetic Resonance and Rate-Controlled Porosimetry to Probe the Pore-Throat Structure of Tight Sandstones. *Petroleum Exploration and Development*, 43(6): 961–970 (in Chinese with English abstract).

Yang, Y.F., Wang, C.C., Yao, J., et al., 2016. A New Method for Microscopic Pore Structure Analysis in Shale Matrix. *Earth Science*, 41(6): 1067–1073 (in Chinese with English abstract).

Yang, Z.M., Zhang, Y.Z., Hao, M.Q., et al., 2006. Comprehensive Evaluation of Reservoir in Low-Permeability Oilfields. *Acta Petrolei Sinica*, 27(2): 64–67 (in Chinese with English abstract).

Zhao, Y.J., Bao, Z.D., Wang, Z.Q., et al., 2011. Genesis of Eq₂ Low Permeability Reservoir in Daqingzijing Oilfield in Southern Songliao Basin. *Journal of Oil and Gas Technology*, 33(7): 32–36 (in Chinese with English abstract).

Zhu, R.K., Wu, S.T., Cui, J.W., et al., 2016. Classification and Evaluation of Pore Size in Oil & Gas Reservoir Rocks. *Geological Science and Technology Information*, 35(3): 133–144 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

黄振凯, 陈建平, 王义军, 等, 2013. 松辽盆地白垩系青山口组泥岩微观孔隙特征. *石油学报*, 34(1): 30–36.

李海燕, 岳大力, 张秀娟, 2012. 苏里格气田低渗透储层微观孔隙结构特征及其分类评价方法. *地学前缘*, 19(2): 133–140.

李群, 2002. 松辽盆地长岭凹陷隐蔽油气藏勘探研究. *地球科学*, 27(6): 770–774.

王改云, 刘金萍, 简晓玲, 等, 2016. 北黄海盆地地下白垩统致密砂岩储层特征及成因. *地球科学*, 41(3): 523–532.

肖佃师, 卢双舫, 陆正元, 等, 2016. 联合核磁共振和恒速压汞方法测定致密砂岩孔喉结构. *石油勘探与开发*, 43(6): 961–970.

杨永飞, 王晨晨, 姚军, 等, 2016. 页岩基质微观孔隙结构分析新方法. *地球科学*, 41(6): 1067–1073.

杨正明, 张英芝, 郝明强, 等, 2006. 低渗透油田储层综合评价方法. *石油学报*, 27(2): 64–67.

赵艳军, 鲍志东, 王志强, 等, 2011. 松辽盆地南部大情字井油田青二段低渗透储层成因. *石油天然气学报*, 33(7): 32–36.

朱如凯, 吴松涛, 崔景伟, 等, 2016. 油气储层中孔隙尺寸分级评价的讨论. *地质科技情报*, 35(3): 133–144.