

冻取心技术对储层流体饱和度及物性参数的影响机理

宋 璠¹,文桢科¹,苏妮娜¹,邱隆伟¹,陈晓燕²,张艺珈¹

[1. 中国石油大学(华东) 深层油气全国重点实验室,山东 青岛 266580;2. 中国石化 江苏油田分公司 采油二厂,江苏 淮安 211600]

摘要:随着浅层疏松砂岩稠油资源的大规模开发,常规密闭取心方法难以解决疏松砂岩储层岩心不易成型的问题。为此,从取心工艺上入手进行改进,提出并应用了密闭冷冻保形取心技术。然而,现场实践发现,冷冻取心技术在测定储层含油饱和度与物性参数时存在偏差。本文通过系统开展不同冷冻温度条件下人造岩心的对比实验,深入分析了岩心含油饱和度与物性参数在不同冷冻条件下的变化规律及其影响机制。实验结果表明,含油饱和度随冷冻温度变化呈现显著的非线性特征:−10 °C ~ −20 °C处理条件下普遍下降,−40 °C时略有回升,−60 °C深冷条件下则明显升高;而孔隙度在低温作用下总体呈下降趋势。基于实验现象与机理分析,探讨了原油组分相变、冰晶封堵效应、微裂缝发育及岩石-流体相互作用等多因素耦合对含油饱和度与孔隙度的影响,并依据实验数据建立了分温度区间的含油饱和度线性校正模型。该模型可在一定程度上修正因冷冻处理引入的测量偏差,为还原岩心原始流体赋存状态、提高浅层疏松砂岩油藏储量评估的准确性提供了实验依据与参考。

关键词:冷冻取心;疏松砂岩;含油饱和度;孔隙度;校正模型

中图分类号:TE 311 **文献标识码:**A

Impact mechanism of frozen coring technology on reservoir fluid saturation and petrophysical parameters

SONG Fan¹, WEN Zhenke¹, SU Nina¹, QIU Longwei¹, CHEN Xiaoyan², ZHANG Yijia¹[1. State Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China;
2. No. 2 Oil Production Plant, Jiangsu Oilfield, SINOPEC, Huai'an, Jiangsu 211600, China]

Abstract: With the extensive development of shallow unconsolidated sandstone heavy oil resources, conventional sealed coring methods have struggled to address the issue of getting intact cores from unconsolidated sandstone reservoirs. Consequently, improvements in coring techniques have been made, resulting in the development and application of sealed cryogenic pressure-maintaining coring technology. However, field practice has shown that cryogenic coring may introduce deviations in the determination of reservoir oil saturation and petrophysical parameters. In this study, comparative experiments on artificial cores were systematically conducted at different freezing temperatures, and correspondingly the variation patterns of core oil saturation and petrophysical parameters, together with the impact mechanism, were analyzed in depth. The experimental results show that oil saturation exhibits significant nonlinear variation with freezing temperature: it generally decreases between −10 and −20 °C, slightly increases again at −40 °C, and rises markedly under cryogenic conditions at −60 °C. Porosity, by contrast, shows an overall decreasing trend under low-temperature conditions. Based on the experimental observation and mechanism analysis, this study delves into the coupled influence of multiple factors, including phase transitions of crude oil components, ice-crystal plugging, microfracture development, and rock-fluid interactions, on oil saturation and porosity. A temperature-interval-based linear correction model for oil saturation was established using the experimental data. This model can, to a certain extent, correct measurement deviations introduced by freezing treatment, and provides experimental evidence and reference for restoring the original fluid

收稿日期:XXXX-XX-XX;修回日期:XXXX-XX-XX。

第一作者简介:宋璠(1982—),男,博士、副教授,沉积储层与油藏描述研究。E-mail: songfan0026@163.com。

通信作者简介:宋璠(1982—),男,博士、副教授,沉积储层与油藏描述研究。E-mail: songfan0026@163.com。

基金项目:油气重大专项(2025ZD1407700);国家自然科学基金项目(41702158);山东省自然科学基金项目(ZR2017QD010)。

occurrence state of cores and improving the accuracy of reserve evaluation for shallow unconsolidated sandstone reservoirs.

Key words: cryogenic coring, unconsolidated sandstone, oil saturation, porosity, correction model

引用格式:宋璠,文桢科,苏妮娜等. 冻取心技术对储层流体饱和度及物性参数的影响机理[J]. 石油与天然气地质, DOI: 10. 11743/oggXXXXXX01.

SONG Fan, WEN Zhenke, SU Nina, et al. Impact mechanism of frozen coring technology on reservoir fluid saturation and petrophysical parameters [J]. Oil & Gas Geology, DOI: 10. 11743/oggXXXXXX01.

碎屑岩储层的油、水饱和度及物性参数是石油勘探与开发中的核心参数,对储量计算、开发方案制定以及提高采收率研究具有重要意义^[1-3]。为了获取真实准确的油水饱和度数据,通常采用密闭取心技术获取岩心,进而在实验室测试原地地层的油水饱和度和孔隙度参数。然而,对于浅埋藏的疏松含油砂岩,岩心采出后常因结构松散而难以保持完成形态,导致常规实验测试难以开展^[4-5]。针对这一问题,目前普遍采用低温冷冻保形处理技术:岩心出筒后立刻在低温环境下冷冻,使其固结并保持原始形态,避免岩心松散;随后在冷冻状态下利用液氮钻取样品,并在固结状态下完成油水饱和度的测定^[6-8]。该技术已在中国大庆油田、辽河油田、胜利油田以及新疆油田等得到了广泛应用^[9-13]。

然而,近年来胜利油田在渤海湾盆地东营凹陷和准噶尔盆地西北缘的浅层稠油开发中发现,采用冷冻取心技术获取的储量计算参数与预期值存在较大偏差^[14]。前人虽对比研究过冷冻前、后储层物性与含油性的变化^[15-16],但其冷冻处理温度多设定为单一值(如 20℃~40℃),针对不同冷冻温度区间的岩心对比测试较少,导致含油饱和度等参数随温度降低的变化规律尚不明确。笔者在相关实验中发现,岩心经不同冷冻温度处理后,测试获得的含油饱和度数值存在显著差异。针对上述问题,本研究对疏松砂岩油藏岩心的储层参数开展冷冻对比实验,系统探讨不同冷冻温度对储层流体饱和度及物性参数的影响机制,并建立适用于不同冷冻温度的含油饱和度校正模型,旨在揭示冷冻保形技术对实验数据的潜在影响规律,以期为浅层疏松砂岩油藏的储量精准评估及高效开发提供理论依据和技术支撑。

1 样品采集与实验过程

本研究采用地下天然岩心与人工岩心对比实验方案。天然岩心及原油样品取自胜利油田林樊家地区和滨南地区(图 1a),均属于浅层高孔、高渗砂岩储层(图 1b,c)。鉴于天然岩心在注油过程中存在原油分

层固化和岩石润湿性变化等复杂油藏物理、化学效应,可能对驱替实验产生干扰;同时,天然岩心的均质性难以保证,组间物性差异可能干扰实验结果的归因分析。采用人造岩心可有效控制变量,从而聚焦冷冻温度对储层参数的影响机制研究^[17-18]。为此,本研究同步开展人造岩心模拟实验以进行机理验证。人造岩心制备选用山东省青岛市灵山湾白果树河砂样为原料(图 1d),首先通过激光粒度分析获得目标储层岩石的粒度分布特征(中值粒径 0.18 mm,分选系数 1.35),随后采用筛析-压实法,严格遵循原岩粒度分布特征进行人工配比(图 1e),确保所制岩心的孔隙度(28%~32%)和渗透率 $[(1\ 200 \sim 1\ 500) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2]$ 与目标储层保持良好一致性。

实验采用全直径含油人造岩心制备系统(图 2a)进行样品制备。具体流程如下:首先在模具内壁均匀涂覆脱模剂;根据目标岩心的粒度分布,精确称取环氧树脂粘合剂、EP 固化剂、邻苯二甲酸二丁酯(增塑剂)及丙酮(稀释剂)。通过正交试验优化各组分分配比,并结合压力(10~30 MPa)和保压时间(15~60 min)的协同调控,使所制岩心的孔隙度和渗透率等关键物性参数与目标储层取心段天然岩心良好匹配。将原料经真空搅拌机充分混合后注入模具(图 2b),在液压系统控制下施加预设压力。脱模后的样品置于恒温干燥箱中完成脱水固化,最终获得结构均质且力学性能稳定的标准岩心试样。已有研究表明,基于环氧树脂胶结的人造砂岩在物理力学性能上与天然砂岩具有良好相似性^[19]。本研究分别采用地下天然岩心与人工制备岩心进行饱和油实验。首先配制含 3% 乳化剂 OP-10(辛基酚聚氧乙烯醚)与 1% 异丙醇(分析纯)的复配降凝体系,通过高速剪切搅拌机(转速 3 000 rpm)使油、水体系充分乳化。在恒温(40.0±0.5℃)条件下,采用高压饱和装置以 0.5 mL/min 的注入速率对岩心实施真空饱和注油。该工艺可有效降低原油凝点(由 32℃降至 18℃),提高原油的低温流动性,从而为后续驱替实验提供合格的饱和油岩心样品(图 2c,d)。

为了探究冷冻温度对岩心的综合影响,将制备好的岩心样品分为 8 组,分别在-10℃、-20℃、-40℃和

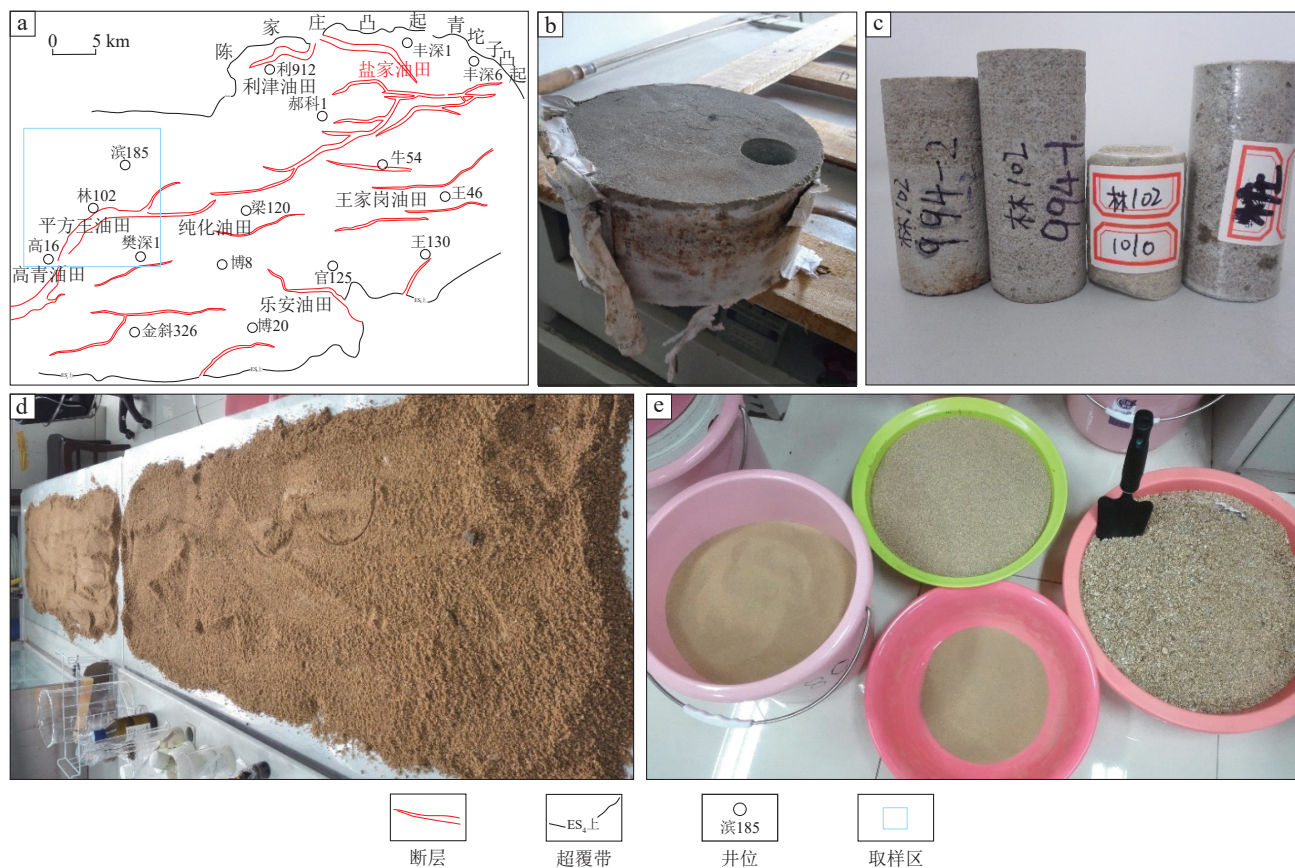


图1 天然岩心及人造岩心样品采集与砂样处理

Fig. 1 Collection of natural and artificial core samples and treatment of sand samples

a. 胜利油田平方王油田(天然岩心取样位置); b. 天然岩心, 滨185井, 埋深1 043.5 m; c. 天然岩心, 林102井, 埋深994.0 m; d. 河道砂样品; e. 筛析后的不同粒径砂样

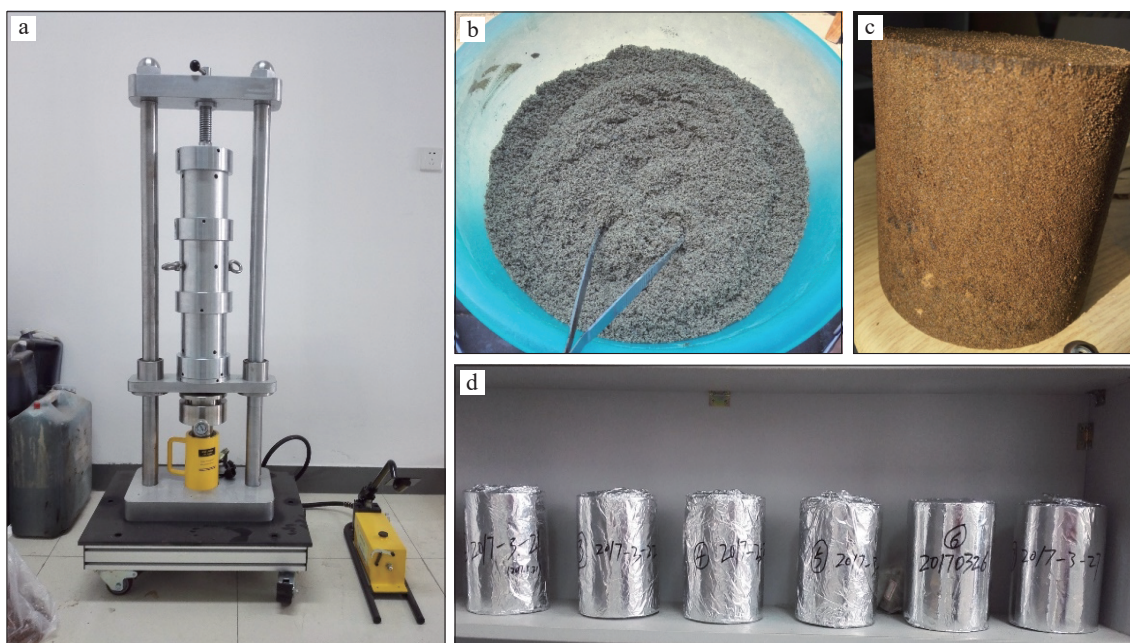


图2 饱和油岩心样品制备

Fig. 2 Preparation of oil-saturated core samples

a. 全直径含油人造岩心制备系统; b. 搅拌后的原料; c. 饱和油岩心样品; d. 锡箔纸密封保存饱和油岩心样品.

-60 ℃温度下恒温冷冻。采用热电偶监测岩心中心温度变化,结果表明:各冷冻温度下,岩心内部温度在48 h内均可达到设定值 ± 0.5 ℃的均衡状态;继续冷冻至96 h,岩心含油饱和度及孔隙度测试结果的相对偏差小于2%,表明延长冷冻时间对物性参数无显著影响。为确保所有样品均达到充分且一致的冷冻状态,统一设定冷冻时间为96 h。采用液氮低温钻柱技术进行无损取样,以避免取样过程对岩心微观结构造成机械扰动。取样后按温度梯度编号,并采用改进型高温干馏法测定含油饱和度。具体步骤如下:将样品置于特制合金岩心筒内,通过程序控温装置以5 ℃/min的速率升温至320 ℃,并恒温维持120 min。在此过程中,孔隙流体经相变转化为蒸汽,随后经由四级冷凝系统(包括水冷初凝、乙二醇深冷、液氮终凝及分子筛吸附装置)实现油、水的高效分离与回收。采用精度为0.01 mL的数字量筒进行体积计量,并依据ASTM D7271标准建立原油体积校正曲线($R^2 = 0.998$),对挥发性组分损失进行补偿校准。依据孔隙体积计算公式(孔隙体积 = 油体积 + 水体积)及含油饱和度公式(含油饱和度 = 油体积/孔隙体积 $\times 100\%$),得出最终的油

水饱和度测试结果。实验结束后,纵向对比同一样品冷冻前、后的质量变化,横向对比不同冷冻周期岩心样品的饱和度差异,并进行多梯度温度下岩心物性参数的系统分析,从而全面评估超低温冷冻对岩心流体保存效果及物理性质的影响机制,为疏松砂岩含油饱和度测定提供标准化的预处理方案。

2 实验结果

通过系统对比不同冷冻温度(-10 ℃, -20 ℃, -40 ℃和-60 ℃)下岩心样品的含油饱和度及孔隙度变化,分析低温冷冻技术对储层属性参数的影响。具体实验结果如表1所示:编号①~⑧分别为8组人造岩心样品的原始参数,其下方次级编号对应各冷冻温度处理后的多组测试结果;通过求取平均值并与原始参数对比,即可分析冷冻前、后的参数变化规律(图3),编号⑨~⑪为3组天然岩心样品的原始参数,其中⑨取自滨185井,埋深1 043.5 m;⑩和⑪取自林102井,埋深994 m。其下方次级编号为对应该冷冻温度处理后的测试结果。

表1 冷冻实验参数

Table 1 Freezing experiment parameter statistics

样品 编号	冷冻 温度/℃	砂样/g			饱和油含量				固化剂含量/g				孔隙 度/%	含油 饱和 度/%
		≥ 40目	40~80目	小于80	地层 水/mL	原油/ mL	乳化剂 OP-10/g	异丙 醇/g	EP固 化剂	环氧 树脂	二丁醇	丙酮		
①	-20	320	1 600	80	20	30	1.50	0.50	85	85	30	50	29.95	40.51
1-1		320	1 600	80	20	30	1.50	0.50	85	85	30	50	24.88	8.85
1-2		320	1 600	80	20	30	1.50	0.50	85	85	30	50	24.78	14.32
1-3		320	1 600	80	20	30	1.50	0.50	85	85	30	50	26.54	5.97
1-4		320	1 600	80	20	30	1.50	0.50	85	85	30	50	24.61	52.84
1-5		320	1 600	80	20	30	1.50	0.50	85	85	30	50	25.60	47.69
1-6		320	1 600	80	20	30	1.50	0.50	85	85	30	50	21.23	46.84
②	-60	320	1 600	80	20	30	1.50	0.50	85	85	35	55	30.70	24.12
2-1		320	1 600	80	20	30	1.50	0.50	85	85	35	55	24.25	27.46
2-2		320	1 600	80	20	30	1.50	0.50	85	85	35	55	26.04	34.14
2-3		320	1 600	80	20	30	1.50	0.50	85	85	35	55	20.04	70.95
2-4		320	1 600	80	20	30	1.50	0.50	85	85	35	55	25.07	40.40
③	-40	320	1 600	80	40	60	3.00	1.00	85	85	30	45	38.82	28.78
3-1		320	1 600	80	40	60	3.00	1.00	85	85	30	45	20.91	34.79
3-2		320	1 600	80	40	60	3.00	1.00	85	85	30	45	24.07	20.49
3-3		320	1 600	80	40	60	3.00	1.00	85	85	30	45	24.98	37.17
3-4		320	1 600	80	40	60	3.00	1.00	85	85	30	45	17.58	26.00
3-5		320	1 600	80	40	60	3.00	1.00	85	85	30	45	22.90	55.43
3-6		320	1 600	80	40	60	3.00	1.00	85	85	30	45	20.71	61.69
④	-40	350	1 600	50	40	60	3.00	1.00	75	75	30	50	21.08	27.74
4-1		350	1 600	50	40	60	3.00	1.00	75	75	30	50	21.69	39.20
4-2		350	1 600	50	40	60	3.00	1.00	75	75	30	50	16.41	32.25

续表

样品 编号	冷冻 温度/℃	砂样/g			饱和油含量				固化剂含量/g				孔隙 度/%	含油 饱和 度/%
		≥ 40 目	40 ~ 80 目	小于 80	地层 水/mL	原油/ mL	乳化剂 OP-10/g	异丙 醇/g	EP固 化剂	环氧 树脂	二丁醇	丙酮		
4-3		350	1 600	50	40	60	3.00	1.00	75	75	30	50	25.45	35.90
4-4		350	1 600	50	40	60	3.00	1.00	75	75	30	50	25.49	43.77
4-5		350	1 600	50	40	60	3.00	1.00	75	75	30	50	25.84	51.09
4-6		350	1 600	50	40	60	3.00	1.00	75	75	30	50	23.03	44.24
⑤		350	1 600	50	60	90	4.50	1.50	70	70	35	55	26.63	41.56
5-1		350	1 600	50	60	90	4.50	1.50	70	70	35	55	26.92	23.01
5-2		350	1 600	50	60	90	4.50	1.50	70	70	35	55	25.62	44.34
5-3	-10	350	1 600	50	60	90	4.50	1.50	70	70	35	55	25.54	17.89
5-4		350	1 600	50	60	90	4.50	1.50	70	70	35	55	22.70	18.56
5-5		350	1 600	50	60	90	4.50	1.50	70	70	35	55	27.04	32.87
5-6		350	1 600	50	60	90	4.50	1.50	70	70	35	55	24.27	49.34
⑥		350	1 600	50	80	120	6.00	2.00	70	70	35	45	10.88	64.01
6-1		350	1 600	50	80	120	6.00	2.00	70	70	35	45	20.79	44.18
6-2		350	1 600	50	80	120	6.00	2.00	70	70	35	45	21.47	71.99
6-3	-20	350	1 600	50	80	120	6.00	2.00	70	70	35	45	19.58	46.13
6-4		350	1 600	50	80	120	6.00	2.00	70	70	35	45	24.35	53.52
6-5		350	1 600	50	80	120	6.00	2.00	70	70	35	45	24.41	50.90
6-6		350	1 600	50	80	120	6.00	2.00	70	70	35	45	19.42	72.59
⑦		350	1 600	50	90	135	6.75	2.25	65	65	30	40	39.28	25.20
7-1		350	1 600	50	90	135	6.75	2.25	65	65	30	40	20.36	48.42
7-2		350	1 600	50	90	135	6.75	2.25	65	65	30	40	33.37	77.68
7-3	-60	350	1 600	50	90	135	6.75	2.25	65	65	30	40	19.95	57.39
7-4		350	1 600	50	90	135	6.75	2.25	65	65	30	40	20.76	73.06
7-5		350	1 600	50	90	135	6.75	2.25	65	65	30	40	22.23	71.55
7-6		350	1 600	50	90	135	6.75	2.25	65	65	30	40	17.33	72.65
⑧		400	1 600	50	80	120	6.00	2.00	35	35	15	20	32.90	9.90
8-1	-60	400	1 600	50	80	120	6.00	2.00	35	35	15	20	33.31	18.45
⑨		—	—	—	20	30	1.50	0.50	—	—	—	—	28.27	41.20
9-1	-20	—	—	—	20	30	1.50	0.50	—	—	—	—	25.31	25.22
⑩		—	—	—	40	60	3.00	1.00	—	—	—	—	22.40	27.94
10-1	-40	—	—	—	40	60	3.00	1.00	—	—	—	—	24.71	36.75
⑪		—	—	—	90	135	6.75	2.25	—	—	—	—	31.57	24.32
11-1	-60	—	—	—	90	135	6.75	2.25	—	—	—	—	16.45	60.83

注:“—”表示该项目不适用天然岩心无砂样配比及固化剂数据;主编号①~⑧为人造岩心,⑨~⑪为天然岩心;次级编号(如1-1、1-2)表示对应主编号岩心在指定冷冻温度处理后的平行测试样;各主编号右侧标注的冷冻温度即为该组所有次级编号样品的统一实验条件,原始参数行为冷冻实验前测量值,其下方次级编号行为冷冻实验后的测量值。

实验结果表明,不同冷冻温度对含油饱和度与孔隙度的影响显著且具有差异性。在-20℃条件下,含油饱和度普遍小幅下降(如第①组由40.51%降至平均29.42%),孔隙度也同步小幅降低(第①组由29.95%降至平均24.61%)。而在-40℃处理组(第③和④组)中,含油饱和度呈现小幅增加趋势:(第③组由28.78%升至平均37.59%、第④组由27.74%升至平均41.08%)。而在-60℃深冷处理下,含油饱和度出现大幅上升(如第②组由24.12%增至平均43.23%,第⑦组由25.20%升至平均66.79%),但孔隙度则明显减小

(如第②组由30.7%降至平均23.85%)。此外,基于天然岩心的复核实验结果,人造岩心与天然岩心在含油饱和度随温度变化的趋势上表现一致,进一步验证了人造岩心模拟结果的可靠性。

3 影响机理探讨

3.1 含油饱和度变化的影响因素及原因分析

含油饱和度的变化主要受冷冻温度、流体物理性质、

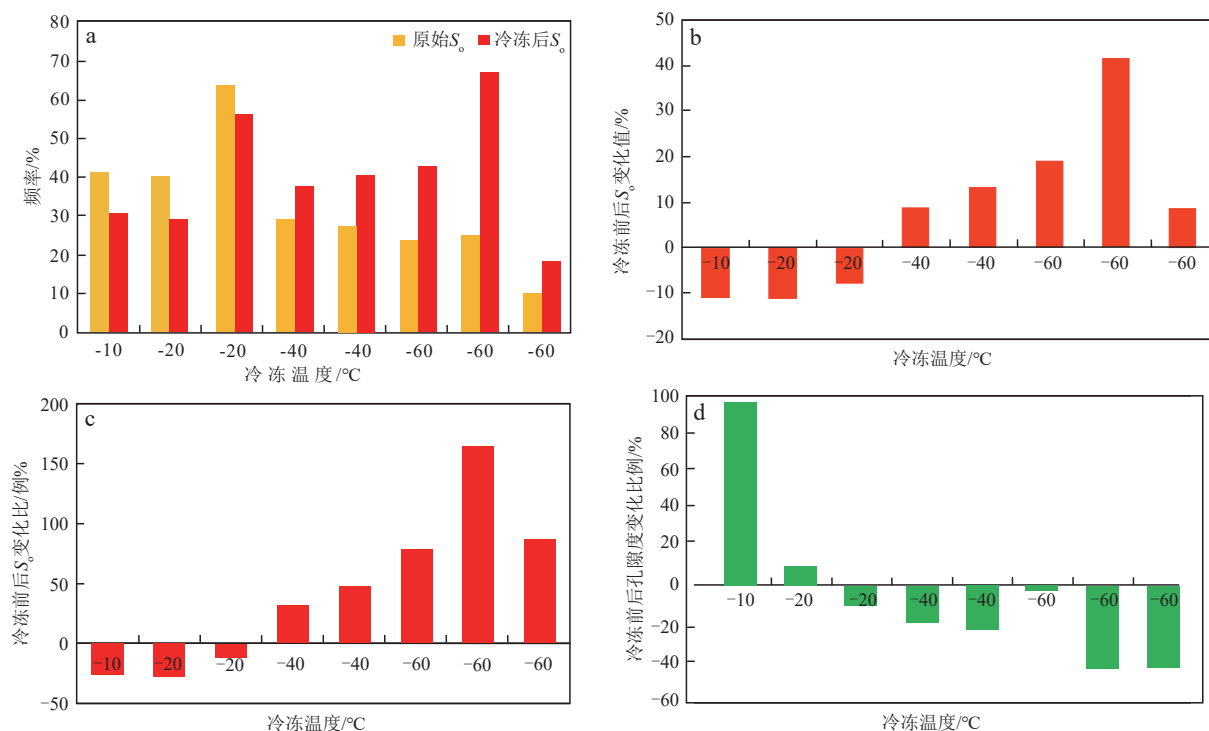


图3 不同冷冻温度对含油饱和度的影响

Fig. 3 Influence of diverse freezing temperatures on oil saturation

a. 冷冻前、后 S_o 对比柱状图;b. 冷冻前、后 S_o 变化率随冷冻温度的变化;c. 冷冻前、后 S_o 变化比例;d. 冷冻前、后孔隙度变化比例
(S_o 为含油饱和度。)

岩石润湿性及孔隙结构演变的影响。实验结果显示,不同冷冻温度下含油饱和度的响应存在显著差异。

在 -20°C 冷冻温度下(如第①组和第⑥组),含油饱和度呈下降趋势(40.51%降低至29.42%;64.01%降低至56.55%),这可能与冷冻过程中油、水两相流体的相变行为有关。当温度低于 10°C 时,蜡开始结晶,形成宏观或微晶蜡,这些蜡晶会堵塞孔隙喉道;同时,沥青质可能因树脂与蜡的协同作用而发生絮凝,形成随机聚集体。这些絮凝体可能吸附油相,若其尺寸小,也可能在冷冻过程中随水相逸散,从而导致含油饱和度降低。低温条件下,孔隙中束缚水的冻结膨胀会改变岩石的润湿性,使油相更易被驱替或发生局部逸散^[20]。此外,冰晶占据孔隙空间,压缩油相分布区域。但在较高温度区间($-10^{\circ}\text{C} \sim -20^{\circ}\text{C}$),冰晶生成量有限,不足以形成显著封堵,反而可能因孔隙收缩和润湿性变化导致油相流失;同时,冷冻引起的岩石骨架收缩可能诱发微裂缝(图4),为油相逃逸提供通道。值得注意的是, -40°C 处理组(如第③组和第④组)的含油饱和度小幅增加(28.78%增加至37.59%;27.74%增加至41.08%),表明该温度区间可能处于油相滞留与逸散的临界状态,其具体机制可能与冰晶生成速率和原油黏度变化的动态平衡有关。由于冷冻温度降低且

存在适当的树脂,沥青质絮凝体可形成空间胶体网络,这种胶体具有较高的稳定性,能够有效包裹油相;同时,蜡晶与沥青质胶体可能形成复合网络结构,一方面封堵孔隙喉道,另一方面防止油相流失。此外,随着温度进一步降低,冰晶生成量增加,开始形成有效的物理封堵,从而阻止油相流失。

在 -60°C 的极低温条件下(如第②组和第⑦组),含油饱和度显著上升(分别从24.12%增加至43.23%;25.20%增加至66.79%),这可能与低温环境下原油黏度的急剧升高有关^[21]。原油在极低温下流动性降低,导致油相在孔隙中的滞留量增加。同时,沥青质可能形成胶束或胶束共聚体,这些结构具有极高的稳定性,能够将大量油相包裹在胶束内部,形成“油包胶束”结构,从而显著提高油相在孔隙中的滞留能力^[22],进一步阻碍流体流动,形成“封堵效应”(图5)。此外,冷冻过程中冰晶的形成不仅占据孔隙空间,还改变了微观孔隙结构,压缩了油相的分布区域,同时阻碍了后期含油饱和度测量过程中水蒸气的高效逸出和回收,从而间接提高了含油饱和度的测量值。综上所述,含油饱和度的变化是低温条件下流体物理性质、孔隙结构动态调整及岩石-流体相互作用综合作用的结果。

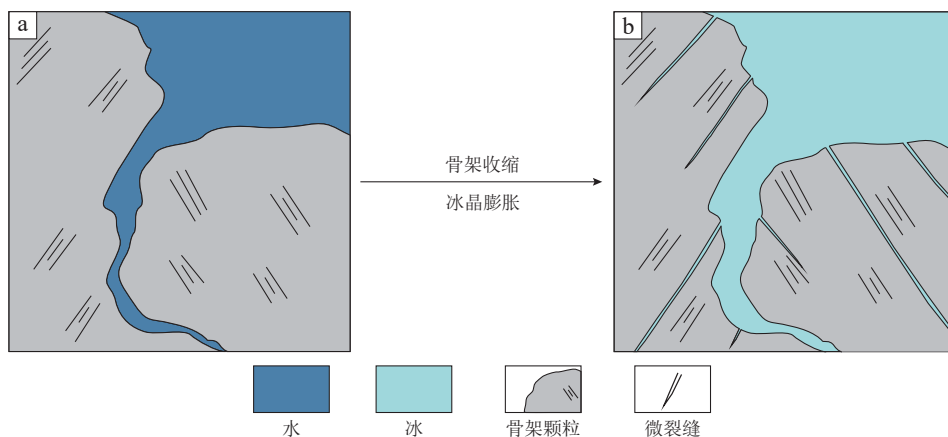


图4 岩心微观孔隙结构示意图

Fig. 4 Schematic diagram showing the microscopic pore structure of cores

a. 常温状态; b. 冷冻状态.

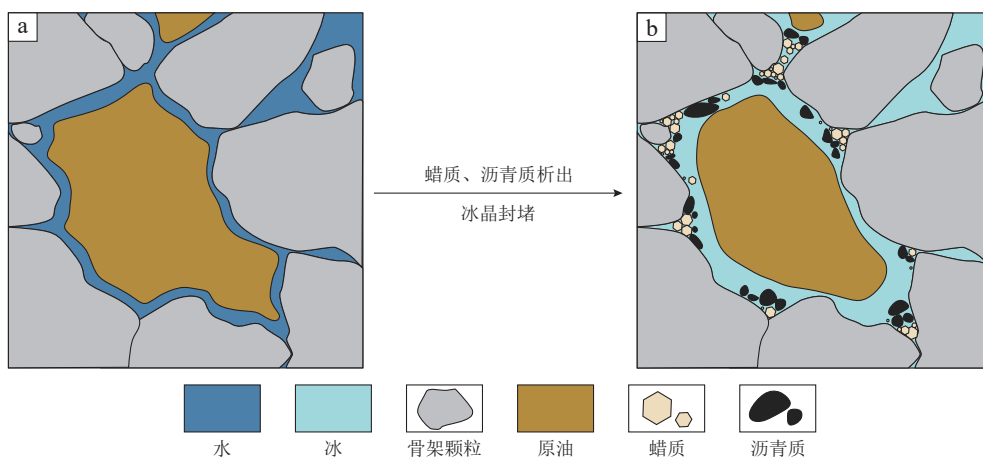


图5 流体相态与分布示意图

Fig. 5 Schematic diagram of fluid phase state and distribution

a. 常温状态; b. 冷冻状态.

3.2 孔隙度变化的影响因素及原因分析

孔隙度的变化主要受冷冻温度引起的岩石骨架物理压缩、冰晶生成以及材料热力学性质的共同影响。实验数据表明,在 $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的深冷条件下(如第②组和第⑦组),孔隙度显著降低(30.7%降低至23.85%;39.28%降低至22.33%),这主要归因于低温导致的岩石骨架收缩与冰晶占据孔隙的双重作用。极低温环境下,岩石矿物颗粒因热胀冷缩发生收缩,使颗粒间接触应力增大(图6),孔隙体积被压缩;同时,孔隙中束缚水冻结膨胀形成冰晶,其体积膨胀率可达9%,直接占据孔隙空间并挤压原有孔隙结构。此外,人造岩心中使用的环氧树脂在低温下可能发生脆化,导致胶结强度下降,进一步加剧孔隙闭合。在 $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 和 $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的中低温区间(如第①组和第③组),孔隙度变化呈现非均

质性:第①组孔隙度从29.95%降至24.61%,而第③组从38.82%骤降至21.86%。这种差异可能与不同温度下冰晶生成速率的不同有关。在较高冷冻温度(如 $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$)下(第⑤组),孔隙度保持稳定(26.63%降低至约25.00%),说明该温度条件下冰晶生成量有限,且岩石骨架收缩效应较弱,不足以显著改变孔隙结构。

值得注意的是,第⑥组在 $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 冷冻后孔隙度出现反常增大(10.88%增大至21.67%),这可能与冷冻过程中微裂隙的发育有关。低温条件下,树脂-砂粒界面因热应力差异产生微裂缝,或冰晶生长对原有封闭孔隙产生“撑开”作用,反而增加了有效孔隙体积^[23]。此外,实验材料的制备工艺(如固化剂配比、压力参数)也会影响低温下的孔隙响应。例如,第⑧组在 $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ 下孔隙度仅发生小幅变化(32.90%增加至33.31%),可能与其较低的环氧树脂含量(35 g)和较高

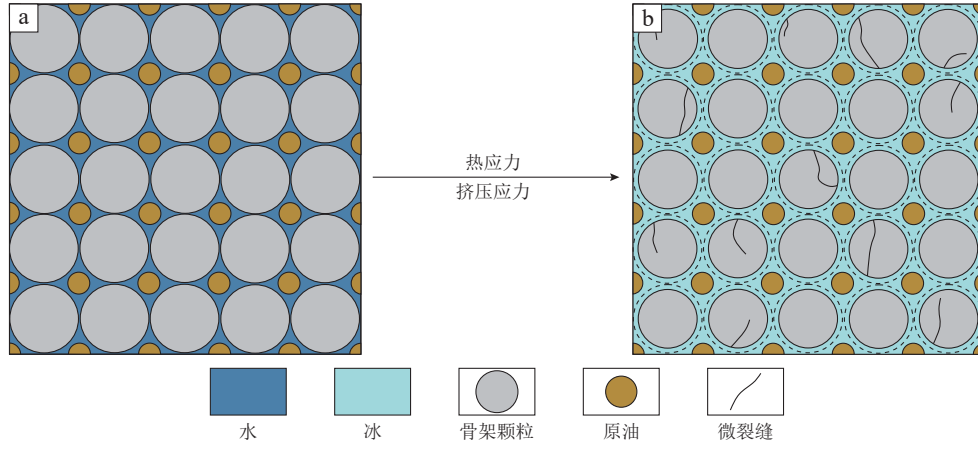


图6 岩石骨架应力响应示意图

Fig. 6 Schematic diagram of stress responses of the rock skeleton

a. 常温状态; b. 冷冻状态.

的砂粒强度有关,表明材料对比对孔隙稳定性具有调控作用。综上所述,孔隙度的变化是岩石骨架热力学响应、冰晶相变行为及材料制备参数协同作用的结果,需结合具体储层条件优化冷冻工艺,以降低测量偏差。

4 含油饱和度校正方法

上述实验结果与机理分析表明,不同冷冻温度对岩心含油饱和度的影响具有显著差异,并呈现出非线性响应特征。为准确评估冷冻取心技术对储层流体饱和度参数的干扰,需建立适用于不同冷冻温度区间的含油饱和度校正模型。本基于实验数据,本文提出了一种针对不同冷冻温度的含油饱和度校正模型,旨在还原岩心原始含油状态,从而提高储量计算的准确性。

4.1 校正模型的建立

通过对8组岩心样品在不同冷冻温度($-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ 和 $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$)下含油饱和度变化趋势的系统分析,发现含油饱和度(S_o)既有升高也有降低,表明油、水两相均发生了损失。在冻结过程中,油相与水相的相对损失率(f_o, f_w)满足以下公式^[24]:

$$f_o = \frac{\frac{k_{ro}}{\mu_o}}{\frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rw}}{\mu_w}} = \frac{1}{1 + \frac{k_{rw}}{k_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_w}} \times 100\% \quad (1)$$

$$f_w = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o}} = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}}{k_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}} \times 100\% \quad (2)$$

式中: f_o 为油的相对损失率,%; f_w 为水的相对损失率,%; k_{ro} 为油的相渗,无量纲; k_{rw} 为水的相渗,无量纲;

μ_o 为油的黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; μ_w 为水的黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

在 $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ 及以下时,水已冻结成冰,此时无法用黏度来定义冰内部层间发生剪切变形时的内摩擦力。在 $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,冰的剪切模量约为 3.25 GPa ,且随着温度降低而增大^[25],可将其视为一种极高黏度的非线性流体(塑性流体),其黏度远大于原油的黏度,即 $\mu_w \gg \mu_o$,因此 $f_o \approx 1, f_w \approx 0$ 。水相的损失主要源于冷冻过程中冰晶形成所导致的微裂缝封堵,使得水相难以被完全提取。因此,实验前、后的含油饱和度公式如下:

$$S_{o1} = \frac{V_o}{V_{p1}} \times 100\% = \frac{V_o}{V_o + V_w} \times 100\% \quad (3)$$

$$S_{o2} = \frac{V_{o2}}{V_{p2}} \times 100\% = \frac{V_o - \Delta V_o}{V_o - \Delta V_o + V_w - \Delta V_w} \times 100\% \quad (4)$$

式中: S_{o1} 为原始含油饱和度,%; S_{o2} 为冷冻实验后岩心样品的含油饱和度,%; V_{p1} 为原始孔隙体积, cm^3 ; V_{p2} 为冷冻实验后岩心样品的孔隙体积, cm^3 ; V_o 为原始含油体积, cm^3 ; V_{o2} 为冷冻实验后岩心样品的含油体积, cm^3 ; V_w 为原始含水体积, cm^3 ; ΔV_o 为损失油体积, cm^3 ; ΔV_w 为损失水体积, cm^3 。

将公式(4)代入公式(3),得:

$$S_{o1} = \frac{(V_o - \Delta V_o + V_w - \Delta V_w)S_{o2} + \Delta V_o}{V_o + V_w} = \frac{V_o - \Delta V_o + V_w - \Delta V_w}{V_o + V_w} S_{o2} + \frac{\Delta V_o}{V_o + V_w} \quad (5)$$

可见, S_{o2} 与 S_{o1} 满足一次函数关系,引入 a, b 作为拟合系数,可得到校正模型为:

$$S_{o1} = aS_{o2} + b \quad (6)$$

式中: $a = \frac{V_o - \Delta V_o + V_w - \Delta V_w}{V_o + V_w}$,无量纲; $b = \frac{\Delta V_o}{V_o + V_w}$,无量纲。

4.2 校正系数的确定

根据实验数据,不同温度区间的校正系数存在一定差异。为此,将实验数据代入校正模型,并按温度区间分别进行拟合,获得参数a和b。由于部分实验组数据离散程度较高,为增强拟合的稳健性,采用加权最小二乘法进行线性回归分析。权重设置为组内权重与组间权重的乘积:组内权重为各数据点与组内中位数距离的倒数,组间权重为各组方差的倒数。最终计算得到校正方程如下(图7):

$$-10\text{ }^{\circ}\text{C} \sim -20\text{ }^{\circ}\text{C}: S_{o1} = 0.625 S_{o2} + 29.25;$$

$$\text{约}-40\text{ }^{\circ}\text{C}: S_{o1} = -0.050 S_{o2} + 29.919;$$

$$\text{约}-60\text{ }^{\circ}\text{C}: S_{o1} = 0.242 S_{o2} + 7.79。$$

根据校正前、后的含油饱和度(S_o)分布图(图8)可见,校正后同一实验组内的含油饱和度数据分布更加集中,表明所建立的校正模型能够在一定程度上修正由冷冻处理引入的测量偏差,从而提升数据的一致性和可靠性。此外,该校正方程对真实岩心样品同样表

现出良好的回归性,验证了其在不同岩心介质中的适用性。为定量评价各温度区间校正模型的预测精度,计算了拟合方程的平均均方根误差(RMSE)。结果显示:在 $-10\text{ }^{\circ}\text{C} \sim -20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 区间, RMSE为11.07%;在 $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ 区间, RMSE为0.84%,拟合效果优异;在 $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ 区间, RMSE为4.80%,满足工程应用要求。模型在 $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ 及 $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ 条件下具有较高的可靠性,而在 $-10\text{ }^{\circ}\text{C} \sim -20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 区间,建议结合多组平行样使用。校正后的含油饱和度值更接近岩石的原始饱和状态,有助于更准确地进行储量评估与开发决策。本校正方法适用于浅层疏松砂岩储层,尤其适合高孔、高渗、原油黏度中等偏高的油藏。需要注意的是,本研究人造岩心采用环氧树脂胶结体系,因此应用于真实储层时,需结合天然岩心的复核结果进行相应修正。

5 结论

1) 不同冷冻温度对岩心含油饱和度的影响存在

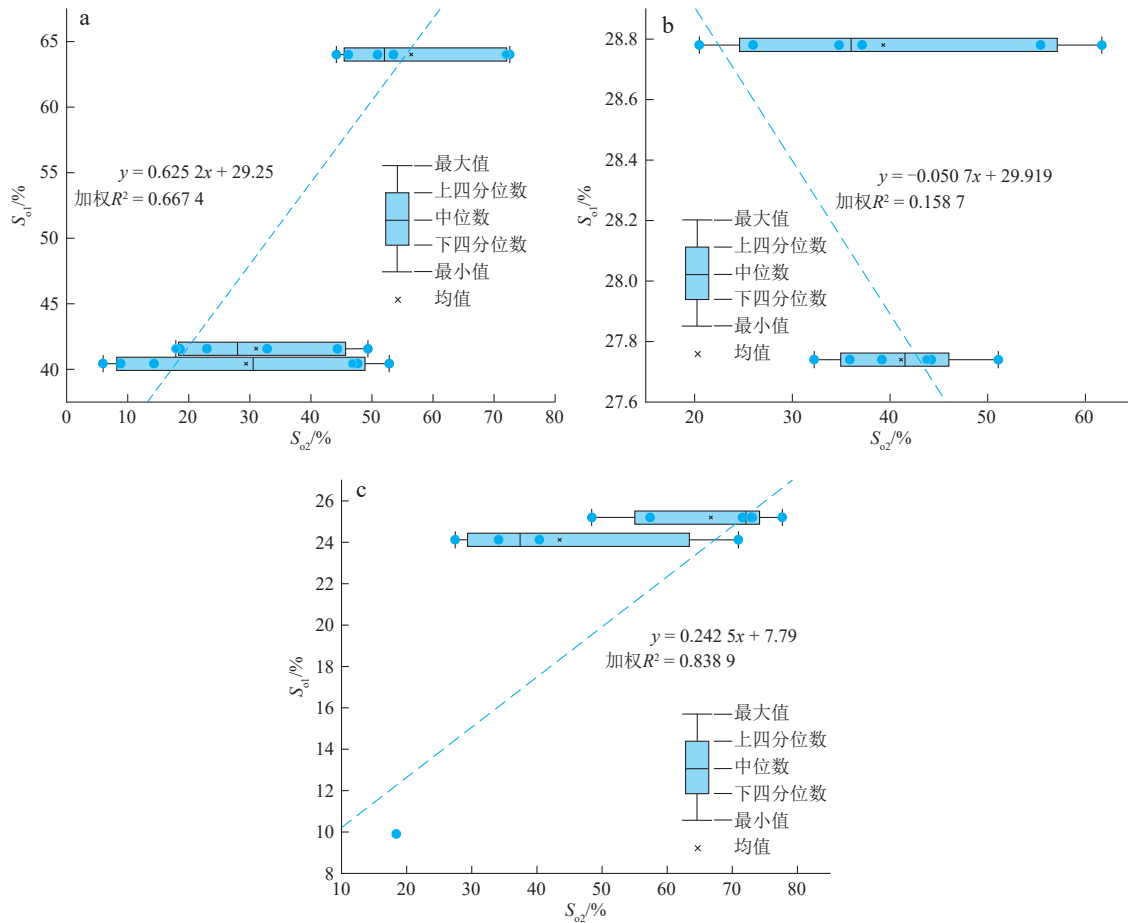
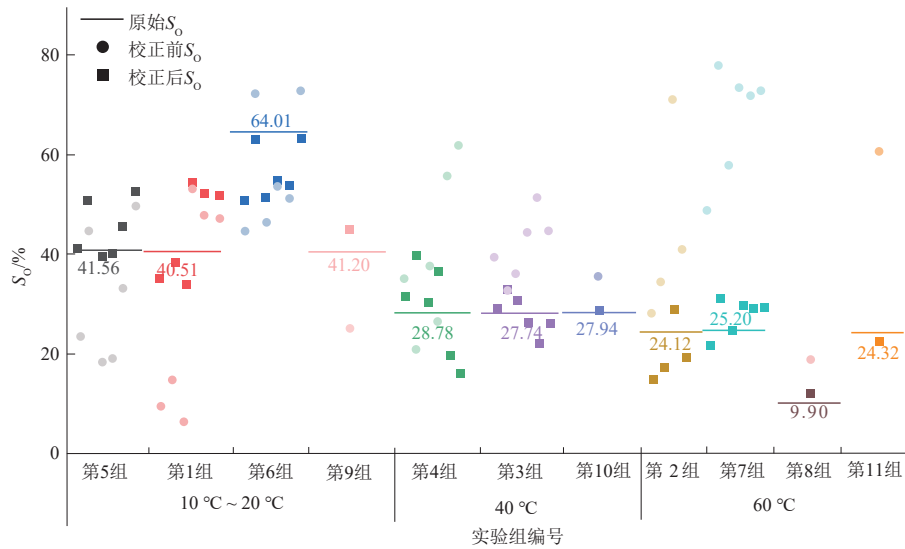


图7 不同冷冻温度下的校正模型

Fig. 7 Correction models at different freezing temperatures

a. $-10\text{ }^{\circ}\text{C} \sim -20\text{ }^{\circ}\text{C}$; b. 约 $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$; c. 约 $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$

图8 校正前、后 S_o 分布图Fig. 8 Oil saturation (S_o) distribution before and after correction

颜色对应实验岩心样品编号: 第1组; 第2组; 第3组; 第4组; 第5组; 第6组; 第7组; 第8组; 第9组; 第10组; 第11组

显著差异: $-10\text{ }^{\circ}\text{C} \sim -20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 处理导致含油饱和度下降, $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ 处理略有上升, $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ 深冷处理则显著升高。该变化与原油组分相变、冰晶封堵效应及微裂缝发育等因素密切相关。

2) 低温冷冻过程中, 岩心孔隙度总体呈下降趋势, 尤以 $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ 条件下下降最为明显, 主要归因于岩石骨架收缩、冰晶占据孔隙空间以及胶结材料脆化等物理效应。

3) 基于实验数据, 建立了分温度区间的含油饱和度校正模型, 并提出了线性校正公式。该模型可有效还原岩心原始含油状态, 提高浅层高孔、高渗疏松砂岩油藏储量计算的准确性。

参 考 文 献

- [1] 王永诗, 高阳, 李军亮, 等. 渤海湾盆地济阳拗陷古近系碎屑岩致密油勘探新领域及资源潜力[J]. 石油学报, 2025, 46(1): 118-136.
WANG Yongshi, GAO Yang, LI Junliang, et al. New exploration fields and resource potential of Paleogene elastic tight oil in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(1): 118-136.
- [2] 李志军, 肖阳, 田建章, 等. 渤海湾盆地冀中拗陷新领域、新类型油气勘探潜力及有利方向[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 69-98.
LI Zhijun, XIAO Yang, TIAN Jianzhang, et al. Potentials and favorable directions for new fields, new types of oil-gas exploration in Jizhong Depression, Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 69-98.
- [3] 刘显阳, 李士祥, 周新平, 等. 鄂尔多斯盆地石油勘探新领域、新类型及资源潜力[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2070-2090.
LIU Xianyang, LI Shixiang, ZHOU Xinping, et al. New fields, new types and resource potentials of petroleum exploration in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2070-2090.
- [4] 李芳, 孙万元, 汪锐, 等. 超深水超浅层疏松砂岩储层地震岩石物理建模及储层关键参数预测[J]. 天然气工业, 2025, 45(6): 112-120.
LI Fang, SUN Wanyuan, WANG Rui, et al. Seismic petrophysical modeling and key reservoir parameter prediction of ultra-deepwater and ultra-shallow unconsolidated sandstone reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(6): 112-120.
- [5] 宋伟, 奎明清, 李江涛, 等. 柴达木盆地涩北强水侵气藏稳产关键技术与开发对策[J]. 天然气工业, 2023, 43(12): 37-45.
SONG Wei, KUI Mingqing, LI Jiangtao, et al. Stable production technologies and development strategies for the Sebei gas pool with severe water intrusion in the Qaidam Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(12): 37-45.
- [6] 刘金, 曹剑, 王剑, 等. 陆相页岩油微观赋存特征与自封闭机理——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组为例[J]. 石油学报, 2025, 46(7): 1355-1368.
LIU Jin, CAO Jian, WANG Jian, et al. Microscopic occurrence and self-containment mechanism of continental shale oil: Case study of Lucaogou Formation in Jimusaer sag, Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(7): 1355-1368.
- [7] 刘萍, 赵庆, 张紫阳, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组 7_3 亚段页岩孔隙结构与流体赋存特征[J]. 天然气地球科学, 2025, 36(6): 1157-1168.
LIU Ping, ZHAO Qing, ZHANG Ziyang, et al. Pore structure and fluid occurrence characteristics of shale in the Chang 7_3 submember of Yanchang Formation, Longdong area, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2025, 36(6): 1157-1168.
- [8] 高文彬, 李宜强, 何书梅, 等. 基于荧光薄片的剩余油赋存形

- 态分类方法[J]. 石油学报, 2020, 41(11): 1406-1415.
- GAO Wenbin, LI Yiqiang, HE Shumei, et al. Classification method of occurrence mode of remaining oil based on fluorescence thin sections [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(11): 1406-1415.
- [9] 姚秀田, 王超, 闫森, 等. 渤海湾盆地沾化凹陷新近系馆陶组储层敏感性[J]. 岩性油气藏, 2023, 35(2): 159-168.
- YAO Xiutian, WANG Chao, YAN Sen, et al. Reservoir sensitivity of Neogene Guantao Formation in Zhanhua Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2023, 35(2): 159-168.
- [10] 马力宁, 李江涛, 华锐湘, 等. 保压取心储层流体饱和度分析方法-以柴达木盆地台南气田第四系生物成因气藏为例[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 76-80.
- MA Lining, LI Jiangtao, HUA Ruixiang, et al. An analysis method for reservoir fluid saturation by pressure coring: A case study from Quaternary biogenetic gas reservoirs in the Tainan Gas Field, Qaidam Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(1): 76-80.
- [11] 才业, 樊佐春. 辽河油田边顶水超稠油油藏特征及其成因探讨[J]. 岩性油气藏, 2011, 23(4): 129-132.
- CAI Ye, FAN Zuochun. Characteristics and genesis of super heavy oil reservoir with top water and edge water in Liaohe Oilfield [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2011, 23(4): 129-132.
- [12] 刘丽黎, 陈燕霞, 蒋庆祥, 等. 胜利保形取心技术在南海油田应用[J]. 钻采工艺, 1999, 22(6): 90-92.
- LIU Lili, CHEN Yanxia, JIANG Qingxiang, et al. Application of victory conformal centering technology in the South China Sea oilfield [J]. *Drilling & Production Technology*, 1999, 22(6): 90-92.
- [13] 林伯韬, 陈森, 潘竞军, 等. 风城陆相超稠油油砂微压裂扩容机理实验研究[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(3): 359-364, 408.
- LIN Botao, CHEN Sen, PAN Jingjun, et al. Experimental study on dilation mechanism of micro-fracturing in continental ultra-heavy oil sand reservoir, Fengcheng Oilfield [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2016, 38(3): 359-364, 408.
- [14] 杨勇. 胜利油田稠油开发技术新进展及发展方向[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(6): 1-11.
- YANG Yong. New progress and next development directions of heavy oil development technologies in Shengli Oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2021, 28(6): 1-11.
- [15] 赵富贞, 曾翔敏, 陈新华. 冷冻工艺对岩心物性参数的影响及其校正[J]. 新疆石油地质, 1997, 18(4): 389-391.
- ZHAO Fuzhen, ZENG Xiangmin, CHEN Xinhua. Effect of refreezing technology on core physical parameters and their correction [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 1997, 18(4): 389-391.
- [16] 李武广, 杨胜来, 李芳, 等. 冷冻与常规岩心油水相对渗透率实验对比[J]. 中国海上油气, 2012, 24(3): 41-44.
- LI Wuguang, YANG Shenglai, LI Fang, et al. An experimental comparison of oil-water relative permeability between frozen and conventional cores [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2012, 24(3): 41-44.
- [17] 王敬, 张洪权, 姬泽敏, 等. 低渗-致密油藏注气吞吐 CO₂-原油相互作用与传质规律[J]. 石油学报, 2025, 46(1): 265-278.
- WANG Jing, ZHANG Hongquan, JI Zemin, et al. Law of interaction and mass transfer of CO₂ and crude oil during gas injection huff and puff in low permeability tight reservoirs [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2025, 46(1): 265-278.
- [18] 梁灿, 肖立志, 周灿灿, 等. 岩石润湿性的核磁共振表征方法与初步实验结果[J]. 地球物理学报, 2019, 62(11): 4472-4481.
- LIANG Can, XIAO Lizhi, ZHOU Cancan, et al. Nuclear magnetic resonance characterizes rock wettability: Preliminary experimental results [J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2019, 62(11): 4472-4481.
- [19] YAN Min, DENG Jinggen, TIAN Deliang, et al. Preparation of synthetic sandstones with weak to moderate strength for sand production experiments [C]//55th U. S. Rock Mechanics/ Geomechanics Symposium. Alexandria: American Rock Mechanics Association, 2021: ARMA-2021-1311.
- [20] LI Xiaozhao, YAN Yujie, QI Chengzhi. Frozen effect of microcrack growth on compressive fracture in saturated brittle rocks [J]. *Theoretical and Applied Fracture Mechanics*, 2025, 139: 105037.
- [21] GAO Xiaodong, JIANG Tianwen, LI Yang. A generalized model for estimating the viscosity of crude oil [J]. *Processes*, 2025, 13(5): 1433.
- [22] 何宇轩, 苏怀, 张成, 等. 基于集成机器学习模型的混合原油凝点预测方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2025, 49(2): 214-222.
- HE Yuxuan, SU Huai, ZHANG Cheng, et al. Gel point estimation method of mixed crude oil based on ensemble machine learning model [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2025, 49(2): 214-222.
- [23] 隋微波, 权子涵, 侯亚南, 等. 利用数字岩心抽象孔隙模型计算孔隙体积压缩系数[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(3): 564-572.
- SUI Weibo, QUAN Zihan, HOU Yanan, et al. Estimating pore volume compressibility by spheroidal pore modeling of digital rocks [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(3): 564-572.
- [24] 辛治国, 侯加根, 冯伟光. 密闭取心饱和度校正数学模型[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2012, 42(3): 698-704.
- XIN Zhiguo, HOU Jiagen, FENG Weiguang. Correction model of oil and water saturation in sealing core [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2012, 42(3): 698-704.
- [25] 李艳, 常晓敏, 窦银科, 等. 基于超声波的淡水冰力学性能参数研究[J]. 中国测试, 2019, 45(3): 36-40.
- LI Yan, CHANG Xiaomin, DOU Yinke, et al. Research of ice mechanical properties parameters based on ultrasonic wave [J]. *China Measurement & Test*, 2019, 45(3): 36-40.