

ICS 75.020
E12

团 体 标 准

T/CNPC10019-2023

复杂断块油田二次开发与三次采油 结合效果评价规范

The evaluation specification of combination of secondary development and
tertiary oil recovery in complex faulted oil field

2023-09-01 发布

2023-10-01 实施

中国石油和化工自动化应用协会

发 布

前 言

本文件依据 GB/T 1.1-2020 《标准化工作导则 第 1 部分：标准化文件的结构和起草原则》的规定起草。

本文件的某些内容涉及专利技术，本文件的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本文件由中国石油和化工自动化应用协会标准化工作委员会提出并归口。

本文件起草单位：中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司、中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司、中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司、中国石油大学（北京）。

本文件主要起草人：武玺、蔡明俊、罗波、张家良、王晓光、王奎斌、刘同敬、张津、吕建荣、唐海龙、朱红云、李健、张志明、柳敏、王伟、郑小雄、吴辉、赵秀娟、冯金义。

复杂断块油田二次开发与三次采油结合效果评价规范

1 范围

本文件规定了复杂断块碎屑岩油藏二次开发（水驱）与三次采油（化学驱）结合效果评价的主要方法和技术要求。

本文件适用于复杂断块碎屑岩油藏二次开发（水驱）与三次采油（化学驱）结合开发动态分析与效果评价。

2 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

2.1 复杂断块油田 complex fault block oil field

油田内断裂十分发育、断块破碎，油层受断层分割，含油连片性差，由多个复杂断块油藏组成，油水分布复杂，且以含油面积不大于 1.0km^2 的自然断块为主、其地质储量占油田总储量 50% 以上的油田。

2.2 二次开发与三次采油结合（以下简称“二三结合”） the combination of secondary development and tertiary oil recovery

“二三结合”是指油田进入高/特高含水开发阶段，以“重构地下认识体系、重建层系井网结构、重置油藏渗流场、重组地面工艺流程、重塑效益评价模型、智能化油田建设”为核心理念，将二次开发与三次采油的层系井网整体结合优化部署，前期立足精细注水开发，优选时机转入三次采油开发，发挥二次开发井网完整性与三次采油提高波及体积和驱油效率的协同增效作用，实现油田开发水平和总体效益最优化。通过全生命周期的项目管理与效益评价，最大限度地获取地下油气资源，将老油田中潜在储量变成经济有效产量，促进国有资产保值增值。

3 效果评价方法

3.1 基础指标与分类

3.1.1 基础指标

根据油藏、驱油体系、工艺与管理对效果的影响程度，由 70 项单项指标构成效果评价基础指标，制定了每个指标对应的区间等级（详见附录 A、B）。

3.1.2 专业分类

根据专业类别将 70 个单项指标整合成七种专业类型，分别是层系井网完善性、驱替体系有效性、注

入有效性、采出有效性、驱替均衡性、管理有效性、方案有效性。

3.2 分专业类效果评价

3.2.1 分类评价计算方法

分类评价计算方法是通过每种专业类型中的单项指标进行分值设定、评价得分与权重系数赋值，结合公式（1），实现分类评价打分的计算方法。其计算公式如下：

$$P_i = \sum_{j=1}^{N_i} \delta_{ij} \times F_{ij} \quad \dots\dots\dots(1)$$

式中：

P_i ——第 i 个专业类的评价得分， $i=1, 2, 3, \dots, 7$ ；

N_i ——第 i 个专业类的指标个数，个；

δ_{ij} ——第 i 个专业分类的第 j 个指标权重系数赋值， $j=1, 2, 3, \dots, N_i$ ；

F_{ij} ——第 i 个专业分类的第 j 个单项指标分值， $j=1, 2, 3, \dots, N_i$ 。

a) 单项指标分值（ F_{ij} ）设定

根据不同指标对效果实施影响的敏感性与重要性，对 70 项单项指标进行了重要考核指标（附录 A 中的★标识）与一般考核指标的区分，其中重要考核指标单项分值为 2 分，共 30 项；一般考核指标单项分值为 1 分，共 40 项。

b) 单项指标评价分级与权重系数赋值（ δ_{ij} ）

单项指标评价共划分“好、中、差”三个级别，“好”代表开发水平较高，权重系数赋值为 1.0；“中”代表开发水平一般，权重系数赋值为 0.8；“差”代表开发水平较低，权重系数赋值为 0.6。

3.2.2 专业类指标分级

专业类指标分级是指对七种专业类型指标的系统评价，划分为一级水平、二级水平、三级水平三个级别，一级水平代表开发水平较高，二级水平代表开发水平一般，三级水平代表开发水平较低。

3.2.2.1 一级水平

单类评价分值与该类总分值的比大于等于 85%，且重要指标评价为“好”占重要指标总个数比例大于等于 70%。

3.2.2.2 二级水平

单类评价分值与该类总分值的比大于等于 70%，小于 85%；或单类评价分值与该类总分值的比大于 85%，但重要指标评价为“好”占重要指标总个数比例小于 70%。

3.2.2.3 三级水平

单类评价分值与该类总分值的比小于 70%。

3.3 总体效果评价方法

3.3.1 总指标评价计算方法

总指标得分是每个专业类指标得分的总和，总指标满分为 100 分，为“二三结合”实施效果定量评价提供依据。其计算公式如下：

$$S = \sum_{j=1}^7 P_i \quad \dots\dots\dots(2)$$

式中：

S ——总指标评价得分，F；

P_i ——第 i 个专业类的评价得分， $i=1, 2, 3, \dots, 7, F$ 。

3.3.2 总效果开发水平分类

3.3.2.1 一类开发水平

总指标评价分值大于等于 85 分，且重要考核指标得分大于等于 52 分。

3.3.2.2 二类开发水平

总指标评价分值大于 70 分，小于 85 分；或总指标评价分值大于 85 分，但重要考核指标得分小于 52 分。

3.3.2.3 三类开发水平

总指标评价分值小于等于 70 分。

附录 A
(规范性附录)
复杂断块油田“二三结合”效果评价指标分级数据表

评价指标				效果分级评价				
序号	专业分类	指标名称	单位	评价指标分级区间			考核 指标 重要 程度	基础 分值
				好	中	差		
A. 1. 1	层系井网 完善性	层间变异系数	/	≤0.5	0.5~0.7	>0.7		1.0
A. 1. 2		层系内油层跨度	m	≤50	50~100	>100		1.0
A. 1. 3		注采井网储量控制程度	%	≥90	90~75	<75	★	2.0
A. 1. 4		注采连通程度	%	≥90	90~70	<70		1.0
A. 1. 5		注采对应率	%	≥85	85~70	<70	★	2.0
A. 1. 6		注入井开井率	%	≥95	95~85	<85		1.0
A. 1. 7		采出井开井率	%	≥95	95~85	<85		1.0
A. 1. 8		采出井双向受益率	%	≥75	75~55	<55	★	2.0
A. 1. 9		注采井距偏移系数	/	≤0.14	0.14~0.3	>0.3	★	2.0
A. 1. 10		层系内生产小层数	个	≤5	6~10	>10	★	2.0
A. 1. 11		层系内注采井数比	/	1.0~1.2	1.0~0.8 或 1.2~2	<0.8 或 >2		1.0
A. 2. 1	驱替体系 有效性	站内黏度指标符合率	%	95~100	95~85	≤85	★	2.0
A. 2. 2		井口黏度指标符合率	%	95~100	95~85	≤85	★	2.0
A. 2. 3		黏度热稳定性	%	≥80	80~70	<70	★	2.0
A. 2. 4		站内界面张力	mN/m	<0.01	0.01~0.1	>0.1	★	2.0
A. 2. 5		井口界面张力	mN/m	<0.01	0.01~0.1	>0.1	★	2.0
A. 2. 6		界面张力稳定性	mN/m	<0.01	0.01~0.1	>0.1	★	2.0
A. 2. 7		地下返排黏度保留率	%	≥60	60~50	<50	★	2.0
A. 2. 8		采出液中聚合物浓度	mg/L	≤300	300~500	≥500		1.0
A. 2. 9		采出液中表面活性剂浓度	mg/L	≤300	300~500	≥500		1.0
A. 2. 10		产聚浓度下降幅度	%	≥65	65~30	≤30		1.0
A. 3. 1	注入 有效性	欠注井比例	%	≤5	5~10	>10		1.0
A. 3. 2		分层配注完成率	%	≥95	95~85	<85	★	2.0
A. 3. 3		配注完成率	%	≥90	90~80	<80		1.0
A. 3. 4		注入速度符合率	%	≥90	90~80	<80	★	2.0
A. 3. 5		注入速度执行率	%	≥90	90~80	<80	★	2.0
A. 3. 6		启动压力增长率	%	≥2	2~1.5	<1.5		1.0
A. 3. 7		阻力系数	/	≥2	2~1	<1	★	2.0
A. 3. 8		注入井井口压力增幅	MPa	≥5	5~2	<2		1.0
A. 3. 9		分注合格率	%	≥80	80~70	<70		1.0
A. 3. 10		中期处理压力上升值	MPa	≥3	3~1	≤1	★	2.0

评价指标				效果分级评价				
序号	专业分类	指标名称	单位	评价指标分级区间			考核 指标 重要 程度	基础 分值
				好	中	差		
A. 3. 11		剖面改善情况	百分点	≥40	40~20	≤20		1.0
A. 3. 12		井底黏度保留率	%	≥90	90~80	<80	★	2.0
A. 4. 1	采出 有效性	整体产液量完成率	%	≥90	90~80	<80		1.0
A. 4. 2		平均单井含水下降幅度	百分点	≥20	20~10	<10		1.0
A. 4. 3		区块含水下降幅度	百分点	≥10	10~5	<5	★	2.0
A. 4. 4		含水上率	/	≤1	1~3	>3		1.0
A. 4. 5		产液指数变化率	%	<30	0~50	≥50		1.0
A. 4. 6		化学驱见效率	%	≥85	85~75	<75	★	2.0
A. 4. 7		平均单井递减增油量	10 ⁴ t	≥1.5	1.5~1	<1		1.0
A. 4. 8		平均单井阶段净增油量	10 ⁴ t	≥0.8	0.8~0.5	<0.5		1.0
A. 4. 9		防砂后有效生产时间	d	≥900	900~500	<500	★	2.0
A. 4. 10		防砂后正常液量保持率	%	≥90	90~60	<60		1.0
A. 4. 11		检泵周期	d	≥1000	1000~365	<365		1.0
A. 4. 12		泵效	%	≥50	50~30	<30		1.0
A. 4. 13		机采系统效率	%	≥28	28~20	<20		1.0
A. 5. 1	驱替 均衡性	油层动用程度	%	≥80	80~70	<70	★	2.0
A. 5. 2		吸水剖面均衡系数	/	≤0.2	0.2~0.3	>0.3		1.0
A. 5. 3		井组平面驱替速度突进系数	/	≤1.5	1.5~2	>2		1.0
A. 5. 4		阶段注采比	/	1.1~1.2	1.1~0.9	<0.9 或 >1.2	★	2.0
A. 5. 5		阶段存水率	/	≥0.3	0.3~0.2	<0.2		1.0
A. 5. 6		压力场均衡系数	/	≤0.2	0.2~0.4	>0.4	★	2.0
A. 5. 7		速度场均衡系数	/	≤0.2	0.2~0.4	>0.4		1.0
A. 5. 8		饱和度场均衡系数	/	≤0.2	0.2~0.4	>0.4		1.0
A. 5. 9		能量保持水平	/	≥1.0	1.0~0.9	<0.9	★	2.0
A. 6. 1	管理 有效性	采出井生产时率	%	≥90	90~80	<80		1.0
A. 6. 2		注入井生产时率	%	≥90	90~80	<80		1.0
A. 6. 3		措施及时整改率	%	≥85	85~80	<80		1.0
A. 6. 4		化学剂抽检合格率	%	100	100~99	<99		1.0
A. 6. 5		注入泵维修周期	d	≥90	90~60	<60		1.0
A. 6. 6		配注系统运行时率	%	100	100~99	<99		1.0
A. 6. 7		注入系统干压稳定率	%	≥98	98~95	<95		1.0
A. 6. 8		采出水中二价铁浓度	mg/L	≤0.1	0.1~0.2	>0.2	★	2.0
A. 6. 9		采出水中细菌浓度	个/mL	≤25	25~1000	>1000	★	2.0
A. 6. 10		溶液配制误差	%	≤3	3~5	>5		1.0
A. 6. 11		系统黏损率	%	≤10	10~15	>15	★	2.0
A. 7. 1	方案 有效性	含水预测符合率	%	90~110	80~90	<80 或 >110		1.0
A. 7. 2		阶段产油预测达标率	%	≥90	90~80	<80		1.0

评价指标				效果分级评价				
序号	专业分类	指标名称	单位	评价指标分级区间			考核 指标 重要 程度	基础 分值
				好	中	差		
A. 7. 3		提高采收率预测达标率	%	≥100	100~80	<80	★	2. 0
A. 7. 4		吨聚当量增油	t/t	≥45	25~45	<25	★	2. 0
总效果评价结果		根据总效果评价方法，确定属于几类开发水平						

附录 B
(规范性附录)
复杂断块油田“二三结合”效果评价指标计算方法

根据“二三结合”方案开发 70 项指标的物理意义，给出了每个单项指标的定义和计算公式。

B.1 层系井网完善性

B.1.1 层间变异系数

层间变异系数亦称渗透性变化系数，是指统计层段内各油（气）层渗透率的标准差与平均渗透率之比。其计算公式为：

$$K_v = \sqrt{\sum_{i=1}^n (K_i - \bar{K})^2 / (n - 1) / \bar{K}} \quad \text{.....(B-1)}$$

式中：

K_v ——层间渗透率变异系数；

K_i ——各油层渗透率值， $i=1, 2, 3, \dots, n$ ， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；

$\bar{K}$ ——各油层渗透率平均值， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；

n ——层数。

B.1.2 层系内油层跨度

层系内油层跨度指层系内最浅油层的顶深与最深油层的底深的差值。其计算公式为：

$$L_k = L_{top} - L_{bot} \quad \text{.....(B-2)}$$

式中：

L_k ——层系内油层跨度，m；

L_{top} ——最浅油层的顶深，m；

L_{bot} ——最深油层的底深，m。

B.1.3 注采井网储量控制程度

注采井网储量控制程度指同一套层系内注采井网控制储量与地质储量百分比。其计算公式为：

$$C = N_m / N \times 100\% \quad \text{.....(B-3)}$$

式中：

C ——化学驱储量控制程度，%；

N_m ——层系内注入水（化学剂）波及范围之内的储量， 10^4t ；

N ——动用地质储量， 10^4t 。

B.1.4 注采连通程度

注采连通程度指现有井网条件下同层系内采出井与注入井连通的油层厚度（或个数）占采出井钻遇同层系内油层厚度（或个数）的百分比。其计算公式为：

$$E = H_m / H \times 100\% \quad \text{.....(B-4)}$$

式中：

E ——注采连通程度，%；

H_m ——层系内油井与注入井连通层厚度（或个数）， m （个）；

H ——层系内钻遇油层厚度（或个数）， m （个）。

注：对于有边底水驱动的油层，视为与注入井连通层，可根据边底水波及的体积大小和断层情况来划分单向、双向、多向连通。

B.1.5 注采对应率

注采对应率指现有正常生产的井网条件下，层系内和注入井连通的采出井射开有效厚度与井组内采出井射开总有效厚度之比，用百分数表示。其计算公式为：

$$F = H_l / H_s \times 100\% \quad \text{.....(B-5)}$$

式中：

F ——注采对应率，%；

H_l ——层系内与注入井连通的采出井射开生产的油层厚度， m ；

H_s ——层系内采出井射开总生产油层厚度， m 。

注：对于有边底水驱动的油层，视为与注入井连通层，可根据边底水波及的体积大小和断层情况来划分单向、双向、多向连通。

B.1.6 注入井开井率

注入井开井率指当月注入井开井数占注入井总井数的比例。其计算公式为：

$$R_{iop} = N_{iop} / N_{iz} \times 100\% \quad \text{.....(B-6)}$$

式中：

R_{iop} ——注入井开井率，%；

N_{iop} ——注入井当月开井数，口；

N_{iz} ——注入井总井数，口。

B.1.7 采出井开井率

采出井开井率指当月采出井开井数占采出井总井数的比例。

$$R_{pop} = N_{pop} / N_{pz} \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-7)$$

式中：

R_{pop} ——采出井开井率，%；

N_{pop} ——采出井当月开井数，口；

N_{pz} ——采出井总井数，口。

B.1.8 采出井双向多向受益率

采出井双向多向受益率指层系内在当前井网条件下，双向多向受益采出井数与总受益井数之比。其中受益方向是根据采出井受益方向的多少来划分的，若受益井大部分生产层为双向或多向受益，就确定该井为双向多向受益井。

注：以采出井的单个油砂体作为最小研究单元，统计双向多向受益井，每层的受益井次合计为当前井受益井总井次。

$$R_d = N_d / N_z \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-8)$$

式中：

R_d ——采出井双向多向受益率，%；

N_d ——双向多向受益井数，口；

N_z ——总受益井数，口。

B.1.9 注采井距偏移系数

注采井距偏移系数是指注入井与每个受益油井之间的距离与平均注采井距的差的绝对值的算术平均值与平均注采井距的比值。用于衡量不规则井网相对规则井网的偏移程度。

假设注入井的注水方向数为 n ，某个注水方向的井距为 b_i ，注入井组平均井距：

$$B = \sum_{i=1}^n b_i / n \quad \dots\dots\dots(B-9)$$

注入井组偏移系数：

$$A = \sum_{i=1}^n |B - b_i| / n / B \quad \dots\dots\dots(B-10)$$

根据实验给出井距偏移系数的界限值，当井距偏差系数小于界限值时，井网相对均衡；当井距偏差系数大于或等于界限值时，井网不均衡。

B.1.10 层系内生产小层数

层系内生产小层数指同一层系内生产的小层个数。

B.1.11 层系内注采井数比

层系内注采井数比指层系内注入井总数与层系内采出井总数之比。其计算公式为：

$$C = N_w / N_o \quad \text{.....(B-11)}$$

式中：

C —层系内注采井数比；

N_w —层系内注入井总数，口；

N_o —层系内采出井总数，口。

B.2 驱替体系有效性

B.2.1 站内黏度指标符合率

指注聚站内样品黏度达标数与取样总数之比。

$$R_{sta} = N_{sq} / N_{st} \times 100\% \quad \text{.....(B-12)}$$

式中：

R_{sta} ——站内黏度指标符合率，%；

N_{sq} ——注聚站内样品黏度达标数，个；

N_{st} ——注聚站内取样总数，个。

B.2.2 井口黏度指标符合率

井口黏度指标符合率指井口样品黏度达标数与取样总数之比。

$$R_{wei} = N_{wq} / N_{wt} \times 100\% \quad \text{.....(B-13)}$$

式中：

R_{wei} ——井口黏度指标符合率，%；

N_{wq} ——井口样品黏度达标数，个；

N_{wt} ——井口取样总数，个。

B.2.3 黏度热稳定性

黏度热稳定性指注聚站内或井口样在油藏温度下密封除氧老化 90 天后黏度与初始黏度之比。

$$R_{\mu} = \mu_{90} / \mu_{int} \times 100\% \quad \text{.....(B-14)}$$

式中：

R_{μ} ——黏度热稳定性，%；

μ_{90} ——90 天后黏度， $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ；

μ_{int} ——初始黏度， $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

B.2.4 站内界面张力

站内界面张力指注聚站内注入液与目标区块原油的界面张力值。

B.2.5 井口界面张力

井口界面张力指注聚井井口注入液与目标区块原油的界面张力值。

B.2.6 界面张力稳定性

界面张力稳定性指井口注入液在目标区块油藏温度下老化 90 天后与目标区块原油的界面张力值。

B.2.7 地下返排黏度保留率

地下返排黏度保留率指注入井井底返排液黏度与注入井口黏度的比值。

$$R_{\mu fd} = \mu_{fd} / \mu_{wei} \times 100\% \quad \dots\dots\dots(\text{B-15})$$

式中：

$R_{\mu fd}$ ——地下返排黏度保留率，%

μ_{fd} ——地下返排液黏度， $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ；

μ_{wei} ——井口注入液黏度， $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

B.2.8 采出液中聚合物浓度

采出液中聚合物浓度指油井产出液中的聚合物浓度。

B.2.9 采出液中表活剂浓度

采出液中表活剂浓度指油井产出液中的表活剂浓度。

B.2.10 产聚浓度下降幅度

产聚浓度下降幅度指注入井封窜处理前后对应聚窜油井中测试前后的产聚浓度之差与处理前聚窜浓度之比。

$$R_p = (C_{pa} - C_{pb}) / C_{pa} \times 100\% \quad \dots\dots\dots(\text{B-16})$$

式中：

R_p ——产聚浓度下降幅度，百分点；

C_{pa} ——处理前聚窜浓度， mg/L ；

C_{pb} ——处理后浓度， mg/L 。

B.3 注入有效性

B.3.1 欠注井比例

欠注井比例指未达到方案设计要求注入量的注入井数占总注入井数的百分比。其计算公式为：

$$D = N_q / N_z \times 100\% \quad \text{.....(B-17)}$$

式中：

D —欠注井比例，%；

N_q —未达到方案设计要求注入量的注入井数，口；

N_z —总注入井数，口。

B.3.2 分层配注完成率

分层配注完成率指区块内总注入井分层配注完成总层数与分层配注总层数之比，用百分数表示。其计算公式为：

$$f_p = f_q / f_z \times 100\% \quad \text{.....(B-18)}$$

式中：

f_p —分层配注完成率，%；

f_q —分层配注完成层数，个；

f_z —分层配注总层数，个。

B.3.3 配注完成率

配注完成率指区块中注入井完成配注井数与注入井总井数之比，用百分数表示。其计算公式为：

$$t_p = t_q / t_z \times 100\% \quad \text{.....(B-19)}$$

式中：

t_p —配注完成率，%；

t_q —注入井完成配注井数，口；

t_z —注入井总井数，口。

B.3.4 注入速度符合率

注入速度符合率指单井注入速度达到设计要求的井数占总注入井数的百分比，其计算公式为：

$$a_w = N_w / N_z \times 100\% \quad \text{.....(B-20)}$$

式中：

a_w —注入速度符合率，%；

N_w —注入速度达到设计要求的井数，口；

N_z —总注入井数，口。

B.3.5 注入速度执行率

注入速度执行率指方案实际平均注入速度与方案设计注入速度的百分比。其计算公式为：

$$a_t = V_t/V_z \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-21)$$

式中：

a_t —注入速度执行率，%；

PV —注入孔隙体积倍数(Pore Volume)；

V_t —实际注入速度，PV/a；

V_z —方案设计注入速度，PV/a。

B.3.6 启动压力增长率

启动压力增长率指注入化学剂的启动压力（由注水指示曲线得出）相对于空白水驱阶段的启动压力的变化率，其计算公式为：

$$R_{p_{\text{启}}} = \Delta P_{\text{启}}/P_{\text{启}} \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-22)$$

式中：

$R_{p_{\text{启}}}$ ——启动压力增长率，%；

$\Delta P_{\text{启}}$ ——现阶段相对于过去某一时期的启动压力的变化，MPa；

$P_{\text{启}}$ ——某一时期的启动压力，MPa。

B.3.7 阻力系数

阻力系数是指区块中单井阻力系数的算术平均值。单井阻力系数指在化学驱过程中，反映驱替液降低驱动介质流动能力的指标，其数值等于水的流度与化学剂溶液流度之比。

$$R_f = \lambda_w/\lambda_p = (k_w/\mu_w)/(k_p/\mu_p) \quad \dots\dots\dots(B-23)$$

式中：

R_f ——阻力系数；

λ_w ——介质为水时的流度， $10^{-3} \mu\text{m}^2/\text{mPa} \cdot \text{s}$ ；

λ_p ——介质为化学剂溶液时的流度， $10^{-3} \mu\text{m}^2/\text{mPa} \cdot \text{s}$ ；

k_w ——介质为水时的渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；

k_p ——介质为化学剂溶液时的渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；

μ_w ——水的黏度， $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ；

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/407122063104006056>