

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

目 次

前 言	II
1 范围	1
2 术语和定义	1
3 效果评价方法	1
3.1 基础指标与分类	1
3.2 分专业类效果评价	2
3.3 总体效果评价方法	3
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	4
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	7

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：

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

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		含水上升率	/	≤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	★
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：

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

式中：

K_v ——层间渗透率变异系数；

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

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

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：

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

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：

$$C = N_m / N \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-3)$$

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， $10^4 t$ ；

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：

$$E = H_m/H \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-4)$$

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：

$$F = H_1/H_g \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-5)$$

式中：

F ——注采对应率，%；

H_1 ——层系内与注入井连通的采出井射开生产的油层厚度， m ；

H_g ——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：

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

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 采出井双向受益率

采出井双向受益率指层系内在当前井网条件下，双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 ——采出井双向受益率，%；

N_d ——双向受益井数，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：

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

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：

$$C = N_w / N_o \quad \dots\dots\dots(B-11)$$

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。

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

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。

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

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。

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

式中：

R_{μ} ——黏度热稳定性，%；

μ_{90} ——90 天后黏度，mPa·s；

μ_{int} ——初始黏度，mPa·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。

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

式中：

$R_{\mu fd}$ ——地下返排黏度保留率，%；

μ_{fd} ——地下返排液黏度，mPa·s；

μ_{wei} ——井口注入液黏度，mPa·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 采出液中表面活性剂浓度

采出液中表面活性剂浓度指油井产出液中的表面活性剂浓度。

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。

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

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：

$$D = N_q/N_z \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-17)$$

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：

$$f_p = f_q/f_z \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-18)$$

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：

$$t_p = t_q/t_z \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-19)$$

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：

$$a_w = N_w/N_z \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-20)$$

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， $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ；

μ_p ——化学剂溶液时的黏度， $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

注入井吸水指示曲线主要描述注入井累计注入量和压力之间的关系，评价注入井在实施后地层阻力系数的建立情况。

此方法是基于单项稳态的牛顿流体的径向流方程，以霍尔积分项与累计注入量绘制在直角坐标上，在注入井生产的不同阶段分别为直线段，其数学表达式为：

$$\int (P_{wf} - P_e) dt = m_h \times W_i \quad \dots\dots\dots(\text{B-24})$$

式中：

P_{wf} ——注入井井底流压，MPa；

P_e ——油层压力，MPa；

t ——时间，d；

W_i ——某一时间对应的累计注入量， m^3 ；

m_h ——霍尔曲线斜率。

当地层中注入化学剂后，由于注入介质发生变化，在霍尔曲线上的斜率也将发生变化，其变化幅度反映出油层渗流阻力的增减情况，其阻力系数由下式求得：

$$R_f = m_{h_1} / m_{h_2} \quad \dots\dots\dots(\text{B-25})$$

m_{h_1} ， m_{h_2} 别为注水，注化学剂阶段霍尔曲线直线斜率。

B.3.8 注入井井口压力增幅

注入井井口压力增幅指注入井注入化学剂井口压力达到峰值且峰值稳定满 3 个月（满时率）时的平均井口压力值与注入井水驱末期 3 个月（满时率）的平均井口压力值的差值。

$$\Delta P_h = P_{h_{max}} - P_{h_w} \quad \dots\dots\dots(\text{B-26})$$

式中：

ΔP_h ——注入井井口压力增幅，MPa；

$P_{h_{max}}$ ——注入化学剂井口压力达到峰值，MPa；

P_{h_w} ——注入井水驱末期 3 个月（满时率）的平均井口压力，MPa。

B.3.9 分注合格率

分注合格率指本季度参与检查的分注井合格分注总层数与参与检查分注井分注总层数之比。

$$E = E_h / E_z \times 100\% \quad \dots\dots\dots(\text{B-27})$$

式中：

E ——分注合格率，%；

E_h —参与检查分注井合格分注总层数，个；

E_x —参与检查分注井分注总层数，个。

B.3.10 中期处理压力上升值

中期处理压力上升值为相同日注水量或折算到相同日注水量条件下，中期处理后井口压力与处理前井口压力之差。

$$\Delta P = P_a - P_b \quad \dots\dots\dots(B-28)$$

式中：

ΔP ——中期处理压力上升值，MPa；

P_b ——处理后注入压力，MPa；

P_a ——处理前注入压力，MPa。

B.3.11 剖面改善情况

剖面改善情况采用吸水剖面中吸水强度突进系数下降率来评价。吸水强度突进系数以最大吸水强度与吸水强度的加权平均值的比值来表示。

$$\bar{q} = \sum_{i=1}^N (q_i \times h_i) / \sum_{i=1}^N h_i$$

$$S_q = q_{max} / \bar{q}$$

$$R_s = (S_{qa} - S_{qb}) / S_{qa} \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-29)$$

式中：

\bar{q} ——吸水剖面测试吸水强度的加权平均值， $m^3/(d \cdot m)$ ；

q_i ——吸水剖面测试第 i 层吸水强度， $m^3/(d \cdot m)$ ；

h_i ——吸水剖面测试第 i 层厚度，m；

N ——吸水剖面测试总层数；

S_q ——吸水剖面突进系数；

q_{max} ——吸水强度最大值， $m^3/(d \cdot m)$ ；

R_s ——吸水剖面突进系数下降率，%；

S_{qa} ——处理前吸水剖面突进系数；

S_{qb} ——处理后吸水剖面突进系数。

B.3.12 井底黏度保留率

井底黏度保留率是指应用井下取样器井底取样，井下某一油层中部样品黏度值与井口黏度的比值。

$$R_{\mu_{wb}} = \mu_p / \mu_{wei} \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-30)$$

式中：

$R_{\mu_{wb}}$ ——井底黏度保留率，%；

μ_p ——井下某一位置样品黏度，mPa·s；

μ_{wei} ——井口注入液黏度，mPa·s。

B.4 采出有效性

B.4.1 整体产液量完成率

整体产液量完成率指采出井总的实际日产液量与方案设计日产液量之比，用百分数表示。其计算公式为：

$$G = Q_p / Q_d \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-31)$$

式中：

G ——整体产液量完成率，%；

Q_p ——采出井总的实际日产液量，m³；

Q_d ——方案设计日产液量，m³。

B.4.2 平均单井含水下降幅度

平均单井含水下降幅度指采出井化学驱见效前稳定生产时含水率与化学驱见效后含水下降幅度最大时的含水率差值的算数平均值。其计算公式为：

$$\Delta f_w = \sum_{i=1}^n (f_{wsi} - f_{ptmaxi}) / n \quad \dots\dots\dots(B-32)$$

式中：

Δf_w ——平均单井含水下降幅度，百分点；

f_{wsi} ——区块第 i 口采出井化学驱前稳定生产时含水，%；

f_{ptmaxi} ——区块第 i 口采出井化学驱见效后下降幅度最大时含水，%。

n ——化学驱见效总井数，口

B.4.3 区块含水下降幅度

区块含水下降幅度指化学驱区块见效前正常生产时综合含水率与区块见效后含水下降幅度最大时综合含水率的差值的算数平均值。其计算公式为：

$$\Delta f_{wt} = f_{wsi} - f_{ptmaxi} \quad \dots\dots\dots(B-33)$$

式中：

Δf_{wt} ——区块含水下降幅度，百分点；

f_{wsi} ——井组、区块中化学驱前稳定生产时含水，%；

f_{ptmaxi} ——井组区块中井化学驱见效后下降幅度最大时含水，%。

B.4.4 含水上升率

含水上升率指每采出 1% 的石油地质储量时含水率的上升值。其计算公式为：

$$I_{NW} = \Delta f_w / \Delta R \quad \dots\dots\dots(B-34)$$

式中：

I_{NW} ——含水上升率，无量纲；

Δf_w ——阶段末、初含水率之差，%；

ΔR ——阶段末、初采出程度之差，%。

注：含水上升率阶段取值可以根据实施时间的间隔分别取季度、半年、年。

B.4.5 产液指数变化率

产液指数变化率指化学驱阶段产液指数相对于空白水驱阶段产液指数的变化率，用百分数表示。其计算公式为：

$$R_j = (J_w - J_p) / J_w \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-35)$$

式中：

R_j ——产液指数变化率，%；

J_p ——化学驱阶段产液指数， $m^3 / (MPa)$ ；

J_w ——空白水驱阶段产液指数， $m^3 / (MPa)$ 。

B.4.6 化学驱见效率

化学驱见效率指采出井出现产油量上升或含水下降等明显的化学驱见效特征的井数占总采出井数的百分比。其计算公式为：

$$r = W_j / W_z \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-36)$$

式中：

r ——化学驱见效率，%；

W_j ——化学驱见效的采出井数，口；

W_z ——总采出井数，口。

B.4.7 平均单井递减增油量

平均单井递减增油量是指每口油井的递减增油量之和与油井总数之比。单井递减增油量指根据油田递减规律，每口产出井利用阿尔普斯递减公式法预测生产时间与产量的关系，某一时间段内的实际累产油量与递减预测累产油量之差为单井递减增油量。计算公式为：

$$Q = \sum_{i=1}^n (Q_{yi} - Q_{si}) / n \quad \text{.....(B-37)}$$

式中：

Q ——平均单井递减增油量， 10^4t ；

Q_y ——第 i 口单井实际累产油量， 10^4t ；

Q_s ——第 i 口单井预测累产油量， 10^4t ；

n ——化学驱见效总井数，口。

B.4.8 平均单井阶段净增油量

单井净增油量指单井见效后的稳定产量与见效前稳定产量之差。平均单井阶段净增油量指单井阶段净增油量之和与油井总数之比。其中日平均净增油为见效后稳定生产日平均产油量与见效前日平均产油量的差值，乘以生产天数即为单井阶段净增油量，其计算公式为：

$$Q = \sum_{j=1}^n (\sum_{i=1}^N (q_i - q_b) \times d_i / 10000) / n \quad \text{.....(B-38)}$$

式中：

Q ——平均单井阶段净增油量， 10^4t ；

N ——评价期内总计生产月数，个；

q_i ——第 i 个月平均日产油， t/d ；

q_b ——见效的第一个月前的稳定生产月份日产油， t/d ；

d_i ——第 i 个月的日历天数，天；

j ——区块内第 j 口见效井；

n ——评价井数，口。

B.4.9 防砂后有效生产时间

指防砂后投产至第一次因出砂检泵作业时的累计生产时间。

B.4.10 防砂后正常液量保持率

相同工作制度下正常采出井产液能力。

防砂后正常液量保持率=投产后 180 天日产液/防砂后初期（21-30 天）日产液，%。其计算公式为：该

区块同类型井正常生产液量

$$r = Q_1/Q_2 \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-39)$$

式中:

r ——防砂后正常液量保持率, %;

Q_1 ——投产后 180 天日产液, m^3/d ;

Q_2 ——防砂后初期 (21-30 天) 日产液, m^3/d 。

B.4.11 检泵周期

单井检泵周期指油井最近两次检泵作业之间的实际生产天数, 如果连续生产天数大于上一次的检泵周期, 则该连续生产天数即为该井的检泵周期。

B.4.12 泵效

泵效为日产液之和与泵理论排量之和的比值, 其计算公式为:

$$\eta = Q_1/Q_2 \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-40)$$

式中:

η ——泵效, %;

Q_1 ——泵日产液之和, m^3 ;

Q_2 ——泵理论排量之和, m^3 。

B.4.13 机采系统效率

机采系统效率为有效功率与输入功率的比值, 其计算公式为:

$$\eta = W_1/W_2 \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-41)$$

式中:

η ——机采系统效率, %;

W_1 ——有效功率, W;

W_2 ——输入功率, W。

B.5. 驱替均衡性

B.5.1 油层动用程度

油层动用程度指注入井总吸水厚度与注入井总射开连通厚度之比, 也可定义为采出井总产液厚度与采出井总射开连通厚度之比。计算时, 按年度所有测试注入井的吸水剖面和全部测试油井的产液剖面资料进行计算。其计算公式为:

$$R_o = H_x/H_c \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-42)$$

式中：

R_o ——油层动用程度，%；

H_x ——注入井（采出井）吸水（产液）厚度，m；

H_c ——注入（采出）测试厚度，m。

B.5.2 吸水剖面均衡系数

吸水剖面均衡系数指吸水剖面中每个吸水层的吸水强度的均方差与平均吸水强度的比值。其计算公式为：

$$\theta = \sqrt{\sum_{i=1}^n (\sigma_i - \bar{\sigma})^2 / (n - 1)} / \bar{\sigma} \quad \dots\dots\dots(B-43)$$

式中：

θ ——吸水剖面均衡系数，小数；

σ_i ——单层吸水强度，%；

$\bar{\sigma}$ ——平均吸水强度，%。

B.5.3 井组平面驱替速度突进系数

井组平面驱替速度突进系数为示踪剂最大方向的速度与所有方向平均速度之比。其计算公式为：

$$\delta = V_{max} / \bar{V} \quad \dots\dots\dots(B-44)$$

式中：

δ ——井组平面驱替速度突进系数，小数；

V_{max} ——示踪剂最大方向的速度，m/s；

\bar{V} ——示踪所有方向平均速度，m/s。

B.5.4 阶段注采比

阶段注采比指地层条件下注水量与产液量之比。其计算公式为：

$$R_{ip} = (Q_{iw} - Q) / [(Q_o \times B_o / r_o) + Q_w] \quad \dots\dots\dots(B-45)$$

式中：

R_{ip} ——阶段注采比；

Q_{iw} ——注水量， m^3 ；

Q ——溢流量，m/s；

Q_o ——产油量， m^3 ；

B_o ——原油体积系数；

ρ_o ——原油密度，g/cm³；

Q_w ——产水量，m³。

B.5.5 阶段存水率

阶段存水率指油田开发某一开采时期未采出的累积注水量与累积注水量之比。它是衡量注入水利用率的指标。其计算公式为：

$$E_i = (W_i - W_p) / W_i = 1 - W_p / W_i \quad \dots\dots\dots(B-46)$$

式中：

W_i ——累积注水量，10⁴m³；

W_p ——累积采水量，10⁴m³；

E_i ——地下存水率，小数。

B.5.6 压力场均衡系数

压力场均衡系数指地层压力的均方差与平均压力之比，反映地层压力的均匀程度，其计算公式为：

$$R_p = \sqrt{\sum_{i=1}^n (P_i - \bar{P})^2 / (n - 1) / \bar{P}} \quad \dots\dots\dots(B-47)$$

式中：

R_p ——压力场均衡性系数；

P_i ——各处地层压力，MPa；

\bar{P} ——平均地层压力，MPa。

注：压力值通常通过数值模拟的方法获得。

B.5.7 速度场均衡系数

速度场均衡系数指利用数值模拟方法计算的各网格节点流体速度场均方差与平均流体速度之比，反映油藏中流体速度场的均匀程度。其计算公式为：

$$R_v = \sqrt{\sum_{i=1}^n (V_i - \bar{V})^2 / (n - 1) / \bar{V}} \quad \dots\dots\dots(B-48)$$

式中：

R_v ——速度场均衡系数；

V_i ——各处流体流动速度，m/d；

\bar{V} ——平均流体流动速度，m/d；

n——网格总数，个。

B.5.8 饱和度场均衡系数

饱和度场均衡系数指分层饱和度场均衡系数的和与层数的比。其中分层含油饱和度场均衡系数指分层含油饱和度场中最大含油饱和度与最小含油饱和度相对于平均含油饱和度的差异程度来表征分层饱和度场均衡性的参数，其计算公式为：

$$R_{sa} = \sum_{i=1}^n (|S_{max} - \bar{S}| + |S_{min} - \bar{S}|) / 2 / \bar{S} / n \quad \dots\dots\dots(B-49)$$

式中：

R_{sa} ——饱和度场均衡性系数；

S_{max} ——分层最大含油饱和度，%；

S_{min} ——分层最小含油饱和度，%；

\bar{S} ——分层平均饱和度，%；

n ——分层个数，个。

B.5.9 能量保持水平

能量保持水平指目前地层压力与方案实施前地层压力的比值，反映地层能量的保持情况。其计算公式为：

$$\omega = P_n / P_i \quad \dots\dots\dots(B-50)$$

式中：

ω ——能量保持水平；

P_n ——目前地层压力，MPa；

P_i ——方案实施前地层压力，MPa。

B.6 管理有效性

B.6.1 采出井生产时率

采出井生产时率指采出井正常生产天数与日历天数之比。它反映采出井利用程度的一个指标。

$$R_{pt} = D_{pt} / D_z \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-51)$$

式中：

R_{pt} ——采出井生产时率，%；

D_{pt} ——采出井正常生产天数，天；

D_z ——日历天数，天。

B.6.2 注入井生产时率

注入井生产时率指注入井生产天数与日历天数之比。它反映注入井利用程度的一个指标。

$$R_{it} = D_{in}/D_z \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-52)$$

式中：

R_{it} ——注入井生产时率，%；

D_{in} ——注入井正常生产天数，天；

D_z ——日历天数，天。

B.6.3 措施及时整改率

措施及时整改率指及时实施措施的井数占总问题井数的百分比。其计算公式为：

$$R_m = N_{jb}/N_b \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-53)$$

式中：

R_m ——措施及时整改率，%；

N_{jb} ——及时整改井数，口；

N_b ——总问题井数，口。

注：及时实施措施指问题井出现到问题解决的天数与年平均生产天数的比值小于 0.1。

B.6.4 化学剂抽检合格率

化学剂抽检合格率指现场抽查中合格的化学剂批次占抽检批次的百分比。

$$R_c = N_{cq}/N_{ct} \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-54)$$

式中：

R_c ——化学剂抽检合格率，%；

N_{cq} ——现场抽检中合格的化学剂批次，次；

N_{ct} ——现场抽检总化学剂批次，次。

B.6.5 注入泵维修周期

注入泵维修周期指泵效大于 90%情况下两次修泵时间间隔。

B.6.6 配注系统运行时率

配注系统运行时率指配注系统月运行时间与月日历时间的比值。

$$R_r = T_r/T_m \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-55)$$

式中：

R_r ——配注系统运行时率，%；

T_r ——配注系统月运行时间，小时；

T_m ——月日历时间，小时。

B.6.7 注入系统干压稳定率

注入系统干压稳定率指注入系统干压波动范围合格天数与日历天数的百分比。

$$R_{pstb} = T_{stb} / T_m \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-56)$$

式中：

R_{pstb} ——注入系统干压稳定率，%；

T_{stb} ——注入系统干压波动范围合格天数，天

T_m ——月日历时间，天

注：干压波动范围指干压设定值与干压实际值之差 $\leq \pm 0.5$ MPa。

B.6.8 采出水中二价铁浓度

采出水中二价铁浓度指配制聚合物用采出水中的二价铁离子浓度，单位 mg/L。

B.6.9 采出水中细菌浓度

采出水中细菌浓度指配制注入化学剂用采出水中的硫酸盐还原菌（SRB）、腐生菌（TGB）、铁细菌（FB）浓度，个/mL。

B.6.10 溶液配制误差

实际配制浓度：单位时间聚合物干粉实际下粉量和上水量来折算聚合物溶液实际配制浓度。

溶液配制误差：（设定浓度-实际配制浓度）/设定浓度，单位：%

$$E_c = (C_s - C_a) / C_s \quad \dots\dots\dots(B-57)$$

式中：

E_c ——溶液配制误差，%；

C_s ——设定浓度，%；

C_a ——实际配制浓度，%。

B.6.11 系统黏损率

系统黏损率指从喂入泵出口到注入井口的溶液黏度损失百分比。

$$R_{\mu los} = (\mu_{pump} - \mu_{wei}) / \mu_{pump} \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-58)$$

式中：

$R_{\mu los}$ ——系统黏度损失率，%；

μ_{pump} ——喂入泵出口黏度，mPa·s；

μ_{wei} ——井口黏度， $mPa \cdot s$ 。

B.7 方案有效性

B.7.1 含水预测符合率

含水预测符合率指某一阶段实际含水与方案预测的含水的符合率。其计算公式为：

$$R_f = f_{ws}/f_{wp} \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-59)$$

式中：

R_f ——含水预测符合率，%；

f_{ws} ——实际含水率，%；

f_{wp} ——方案预测含水率，%。

B.7.2 阶段产油预测达标率

阶段产油预测达标率指实际阶段产油达到方案预测阶段产油的百分比。其计算公式为：

$$R_q = Q_s/Q_p \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-60)$$

式中：

R_q ——阶段产油预测达标率，%；

Q_p ——方案预测阶段产油， 10^4t ；

Q_s ——实际阶段产油， 10^4t 。

B.7.3 提高采收率达标率

提高采收率达标率指实际提高采收率达到方案预测提高采收率的百分比，用百分数表示。其计算公式为：

$$R_e = E_{rp}/E_{rs} \times 100\% \quad \dots\dots\dots(B-61)$$

式中：

R_e ——提高采收率预测达标率，%；

E_{rp} ——数模预测提高采收率，%；

E_{rs} ——实际提高采收率，%。

B.7.4 吨聚当量增油

吨聚当量增油指在后评估阶段将总增油量/投入药剂（注入气）按照价格统一折算成聚合物药剂量。

$$q_o = \Delta Q_o/Q_{me} \quad \dots\dots\dots(B-62)$$

式中：

q_o ——吨聚增油， t/t ；

ΔQ_o ——阶段增油量，t；

Q_{me} ——折算成聚合物药剂（注入气）量，t。