

基于一维岩心实验参数的三维油藏采收率预测方法及应用

郭文敏^{1,2}, 李治平¹, 吕道平³, 贾国澜³, 寇根³

(1.中国地质大学(北京)能源学院,北京 100083; 2.常州大学石油工程学院,江苏常州 213016;

3.中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院,新疆克拉玛依 834000)

摘要:为进一步提高岩心实验参数利用率、丰富油藏采收率的预测方法、提高预测精度,综合运用各类岩心水驱油实验法、数值模拟方法和油藏工程方法的优点,以一维室内油层物理实验参数为基础,考虑水驱油过程中启动压力梯度对驱油效果的影响,建立了一维水驱油数学模型;同时以各小层产液速度为权系数,将一维数学模型转化为二维剖面模型;在此基础上,利用不同井网下的水驱油波及系数,将二维剖面模型再次转化为三维油藏采收率预测模型,建立了基于一维岩心实验参数的三维油藏采收率预测方法。莫005井区三工河组应用实践表明,该方法预测采收率25.6%与实际标定采收率25%相吻合。由此可见该方法能够通过综合运用各类岩心实验结果,并考虑层间非均质性和井网形式对采收率的影响,避免了实验方法预测和油藏工程方法预测的单一性和不确定性,为油藏采收率预测提供了新的方向和思路。

关键词:一维 三维 数学模型 启动压力梯度 采收率

中图分类号:TE357

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2014)06-0079-05

油藏采收率预测方法主要分为岩心水驱油实验法、数值模拟方法以及油藏工程方法3大类^[1-7],岩心水驱油实验法属于小规模研究方法^[8],实验结果可信度高,且实验过程隐含水驱油过程中启动压力梯度的影响。由于单一岩心非均质性相对较弱,通常水驱油实验采收率结果可视为水驱油效率^[1]。但受岩心实验规模的影响,实验结果不能很好地体现储层纵向、平面非均质性以及井网形式等参数的影响。数值模拟方法^[9]目前在开发效果评价中使用较广,能够很好地描述储层非均质性以及井网等动静态参数的影响,但目前通用商业软件尚无法考虑低渗透储层不同渗透率下的启动压力梯度,且数值模拟工作量大,周期长,对于专业技术人员的技术水平要求高。油藏工程方法^[10]较岩心水驱油实验法和数值模拟方法计算简单,速度快,但多数建立在经验基础之上,模型适用性及不确定性很强。为此,综合3类方法各自的优点,以室内油层物理实验参数为基础、以油藏数值模拟数学模型为理论依据、借助油藏工程专家经验,开展利用一维岩心实验参数进行三维油藏采收率预测方法研究,以期为进一步

丰富采收率预测方法开辟新方向、提供新思路。

1 预测方法建立

1.1 一维岩心渗流数学模型

目前对于一维岩心渗流数学模型的表征,需要考虑油藏启动压力梯度,数学模型基本假设条件^[11-18]包括:①油水两相流动,且流动方向相同;②岩石表面水湿,为水驱油过程;③流体不可以压缩,为刚性流体;④在整个驱替过程中保持垂向平衡,即在纵向上,油和驱替液的毛管压力与重力之间瞬间达到平衡。

油相和水相的流量分别为

$$q_o = -\frac{KK_o A}{\mu_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} + \rho_o g \sin \alpha + G_o \right) \quad (1)$$

$$q_w = -\frac{KK_w A}{\mu_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} + \rho_w g \sin \alpha + G_w \right) \quad (2)$$

式中: q_o 和 q_w 分别为油相和水相流量, cm^3/s ; K 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_o 和 K_w 分别为油、水相对渗透率; A 为渗流截面积, cm^2 ; μ_o 和 μ_w 分别为地层

收稿日期:2014-09-20。

作者简介:郭文敏,男,讲师,在读博士研究生,从事油气田开发工程相关教学及科研工作。联系电话:13813652532, E-mail: gwm_petro@126.com。

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”子课题“化学驱(聚合物驱)机理数学表征、模拟技术与实现”(2009ZX05009006)。

原油、水的粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; p_o 和 p_w 分别为油相、水相压力, 10^{-1} MPa; x 为岩心长度, cm ; ρ_o 和 ρ_w 分别为地层原油、水的密度, g/cm^3 ; g 为重力加速度, m/s^2 , 取值为 9.8; α 为岩心倾角, ($^\circ$); G_o 和 G_w 分别为油、水启动压力梯度, 10^{-1} MPa/cm。

设油相和水相流量之和为总体积流量, 则

$$q_w = f_w q_t \quad (3)$$

$$q_o = (1 - f_w) q_t \quad (4)$$

式中: f_w 为含水率; q_t 为总体积流量, cm^3/s 。

令毛管压力梯度为

$$\frac{\partial p_c}{\partial x} = \frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial p_w}{\partial x} \quad (5)$$

式中: p_c 为油水间毛管压力, 10^{-1} MPa。

根据油、水流度的定义, 并由式(3)一式(5)得

$$f_w = \frac{\lambda_w}{\lambda_o + \lambda_w} \left\{ 1 + \frac{\lambda_o A \left[\frac{\partial p_c}{\partial x} + (G_o - G_w) \right]}{q_t} \right\} \quad (6)$$

式中: λ_o 和 λ_w 分别为油、水流度, $10^{-3} \mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ 。

邓玉珍等^[19-21]通过室内研究及现场分析发现, 低渗透油藏岩心的启动压力梯度与气测渗透率满足幂函数关系式, 侯秀林等^[22-24]也对此进行了证实, 具体可以表述^[19]为

$$G_o(S_o) = A_o [K(S_o - S_{or})]^{n_o} \quad (7)$$

$$G_w(S_w) = A_w [K(S_w - S_{wc})]^{n_w} \quad (8)$$

式中: S_o 和 S_w 分别为含油、含水饱和度; A_o 和 A_w 分别为油、水启动压力梯度系数; S_{or} 和 S_{wc} 分别为束缚水饱和度和残余油饱和度; n_o 和 n_w 分别为油、水启动压力梯度指数。

由此可见, 有效生产压差取决于油、水两相各自的有效压力梯度, 油相和水相的有效生产压差可分别表示为

$$\frac{\partial p_o'}{\partial x} = \begin{cases} \frac{\partial p_o}{\partial x} + A_o [K(S_o - S_{or})]^{n_o} & \frac{\partial p_o}{\partial x} > A_o [K(S_o - S_{or})]^{n_o} \\ 0 & \frac{\partial p_o}{\partial x} \leq A_o [K(S_o - S_{or})]^{n_o} \end{cases} \quad (9)$$

$$\frac{\partial p_w'}{\partial x} = \begin{cases} \frac{\partial p_w}{\partial x} + A_w [K(S_w - S_{wc})]^{n_w} & \frac{\partial p_w}{\partial x} > A_w [K(S_w - S_{wc})]^{n_w} \\ 0 & \frac{\partial p_w}{\partial x} \leq A_w [K(S_w - S_{wc})]^{n_w} \end{cases} \quad (10)$$

式中: p_o' 为油相有效压力, 10^{-1} MPa; p_w' 为水相有效压力, 10^{-1} MPa。

1.2 二维剖面模型

由于储层纵向存在非均质性, 在驱替过程中, 当注采压差相同时, 注入水首先从高渗透层突破, 由此造成层间驱替不均, 形成层间干扰, 注入水突进。以各小层产液速度为权系数, 将一维渗流数学模型纵向叠加, 形成纵向非均质二维剖面模型, 出口端含水率和出口端总体积流量可分别表示为

$$f_{w-all} = \frac{\sum_{i=1}^n (q_{wi} f_{wi})}{\sum_{i=1}^n q_{ti}} \quad (11)$$

$$q_{t-all} = \sum_{i=1}^n q_{ti} \quad (12)$$

式中: f_{w-all} 为出口端 n 块岩心总含水率; i 为实验岩心编号, $i=1, 2, 3, \dots, n$; q_{ti} 为第 i 块岩心的产液速度, cm^3/s ; f_{wi} 为第 i 块岩心的含水率; q_{t-all} 为 n 块岩心总产液速度, cm^3/s 。

由此将一维低渗透岩心渗流数学模型转换为二维剖面模型, 当出口端总含水率达到 98% 时的采出程度即为采收率, 可见二维剖面模型的实现可以有效体现层间、层内非均质性对于采收率的影响。

1.3 三维油藏采收率预测模型建立

1.3.1 波及系数计算

井网、井距的部署主要用于解决油藏平面非均质性问题, 井网形式将直接影响注入水的平面波及系数, 最终影响采收率。为此, 在二维剖面模型基础上, 考虑井网形式、井排、井距因素, 即利用不同井网、井距下的平面波及系数, 将二维剖面模型计算结果乘以平面波及系数即形成三维模型, 进行最终采收率的预测。

令

$$M = \frac{\mu_o}{\mu_w K_{ro}(S_{wc})} [K_{ro}(S_{wf}) + K_{rw}(S_{wf})] \quad (13)$$

式中: M 为水油流度比; S_{wf} 为驱替前缘含水饱和度。

根据理论推导, 面积注水不同井网形式时波及系数计算方法主要有直线排状系统法、直线交错排状法、五点法、反七点法、反九点法^[10], 其表达式分别为

$$E_A = \frac{2\pi d - 4 \exp\left(-\frac{2\pi d}{a}\right) - 2.776}{\frac{2\pi d}{a} \left[1 + 8 \exp\left(-\frac{2\pi d}{a}\right)\right]} \sqrt{\frac{1+M}{2M}} \quad (14)$$

$$E_A = \left(1 - 0.4418 \frac{a}{d}\right) \sqrt{\frac{1+M}{2M}} \quad (15)$$

$$E_A = 0.718 \sqrt{\frac{1+M}{2M}} \quad (16)$$

$$E_A = 0.743 \sqrt{\frac{1+M}{2M}} \quad (17)$$

$$E_A = 0.525 \sqrt{\frac{1+M}{2M}} \quad (18)$$

式中: E_A 为平面波及系数; a 和 d 分别为井距和排距, m。

1.3.2 三维油藏采收率预测模型

二维剖面模型考虑了纵向非均质性, 即隐含纵向波及系数, 可见通过一维实验结果经二维化转换后即可得到二维剖面模型采收率, 而油田实际开发为三维渗流, 井网形式影响注入水平面波及系数, 所以在进行三维油藏采收率预测时, 还需考虑面积波及系数, 由此得到最终采收率预测公式为

$$E_R = E_d E_A \quad (19)$$

式中: E_R 为最终采收率, %; E_d 为二维剖面模型水驱采收率, %。

2 应用实例

2.1 研究区概况

莫005井区位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地、石西油田南约20 km处。莫005井区三工河组沉积为三元结构, 反映的旋回性为正旋回和反旋回组成的复合韵律。具体而言, 三工河组1砂层组整体为一套复合韵律的沉积砂体, 上部1号砂体为粉砂质泥岩、泥岩互层, 下部2号砂体为一个次一级的正旋回沉积, 中下部为三角洲前缘亚相水下分流河道的反旋回沉积, 此次研究对象为三工河组1砂层组1号砂体。

2.2 二维剖面模型参数建立

2.2.1 孔渗模型参数

利用MB5023取心井岩心实验参数结果建立孔渗模型, MB5023井三工河组1砂层组1号砂体纵向可分为上、中、下3段, 上段埋深为3 811~3 816.7 m, 渗透率为 $20.99 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 以低渗透为主; 中段埋深为3 816.7~3 824.5 m, 渗透率为 $10.58 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 下段埋深为3 824.5~3 832 m, 渗透率为 $47.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2.2.2 毛管压力模型

J 函数是用来表征油层毛管压力曲线特征的函数, 是目前处理毛管压力曲线最好的方法, 其表达式为

$$J(S_w) = \frac{31.62 p_{\text{chg}}}{\sigma_{\text{Hg}} \cos \theta_{\text{Hg}}} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (20)$$

式中: S_w 为湿相饱和度; p_{chg} 为压汞毛管压力,

10^{-1} MPa; σ_{Hg} 为界面张力, mN/m, 取值为480; θ_{Hg} 为汞润湿角, ($^\circ$), 取值为140; ϕ 为孔隙度。

定义无因次湿相饱和度为

$$S_{\text{wd}} = \frac{S_{\text{Hg max}} - S_{\text{Hg}}}{S_{\text{Hg max}}} \quad (21)$$

式中: S_{wd} 为无因次湿相饱和度; S_{Hg} 为含汞饱和度。

由式(20)和式(21)得压汞毛管压力曲线的 J 函数表达式为

$$J(S_{\text{wd}}) = 0.086 p_{\text{chg}}(S_{\text{wd}}) \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (22)$$

对具有不同 K 和 ϕ 岩样的毛管压力曲线进行标准化处理, 对数据点进行回归, 可得到一条能够代表储层特征的平均无因次 $J(S_{\text{wd}})$ 曲线, 即

$$J(S_{\text{wd}}) = A S_{\text{wd}}^B \quad (23)$$

式中: A 和 B 为回归系数。

对于同一开发层系, 当已知某一特定层位的 K 和 ϕ 时, 其毛管压力曲线的关系式为

$$p_{\text{chg}}(S_{\text{wd}}) = 11.63 A S_{\text{wd}}^B \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (24)$$

利用 J 函数基本原理, 建立退汞 J 函数(图1), 由此可以利用 J 函数计算不同孔隙度、渗透率时不同含水饱和度所对应的毛管压力。

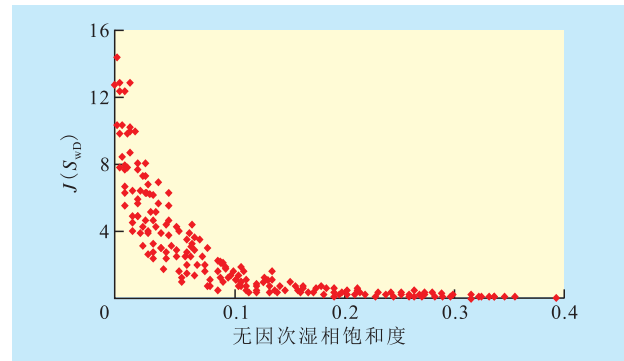


图1 退汞 J 函数曲线

2.2.3 储层流体参数

根据地层流体高压物性实验研究, 地层原油粘度为 $1.611 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 地层水粘度为 $0.38 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 原始含水饱和度为 0.407 , 油、水启动压力系数均为 0.001 , 油、水启动压力指数均为 -1 。

2.2.4 相对渗透率

根据相对渗透率平均化方法, 按照渗透率分段, 得到莫005井区三工河组1砂层组1号砂体的相对渗透率(表1)。

由于不同渗透率时的相渗曲线不同, 为更好地

描述各渗透率下不同的相渗特征,分别采用渗透率为 3.2×10^{-3} , 15.1×10^{-3} 和 $62.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时的相渗曲线(图2),渗透率处于范围内的相渗采用相渗插值法进行计算。

表1 三工河组1砂层组1号砂体渗透率分段及相渗端点计算结果

渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	平均渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	平均 孔隙度	K_{rw}	S_{or}	S_{wc}
0~5	3.2	0.14	0.153	0.347	0.42
5~30	15.1	0.15	0.094	0.311	0.441
30~200	62.5	0.15	0.225	0.445	0.277

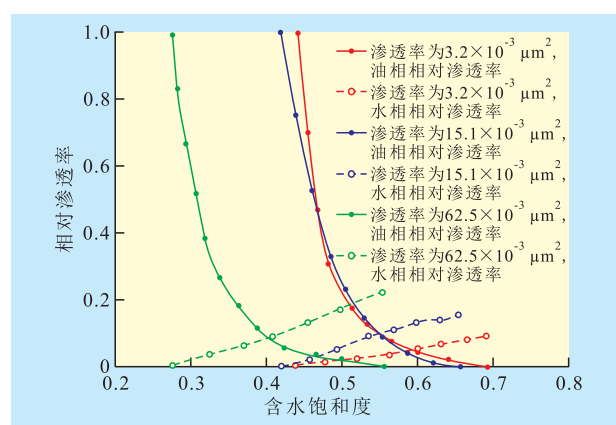


图2 渗透率分段相渗特征

2.3 二维剖面模型采收率预测

利用莫005井区室内岩心实验资料,对三工河组1砂层组1号砂体进行驱替机理研究,各层段毛管压力由 J 函数计算,由此计算整个驱替过程不同注水孔隙体积倍数时所对应的含水率及采出程度。由图3可见,随着注水孔隙体积倍数的增大,含水率和采出程度逐步增大。由于第3韵律段渗透率最大,所以注入水首先突破,此时总计采出程度为13.6%;其次为第1韵律段注水突破,此时总计采出程度为23.9%;再次为第2韵律段注入水突破,总计采出程度为32.1%;当出口端综合含水率达到98%时,采出程度为36.74%(表2),该值即为采收率。

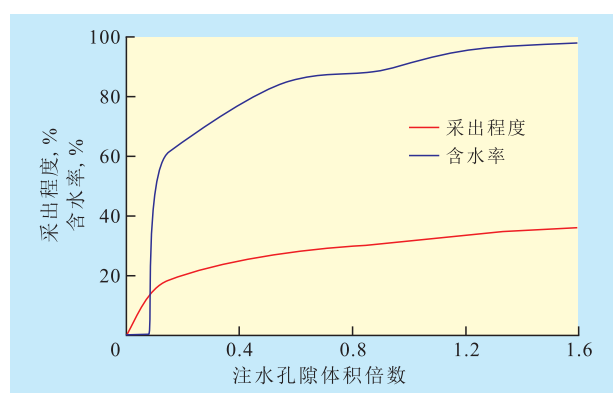


图3 三工河组1砂层组1号砂体二维剖面模型预测结果

表2 岩心实验模拟驱替过程结果

韵律段	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	第3层注水突破			第1层注水突破			第2层注水突破			综合含水率为98%		
		产液速度 剖面, %	采出 程度, %	含水 率, %	产液速度 剖面, %	采出 程度, %	含水 率, %	产液速度 剖面, %	采出 程度, %	含水 率, %	产液速度 剖面, %	采出 程度, %	含水 率, %
1	20.99	35.1	11.9	0	10.5	21.0	0	17.2	34.1	92.8	16.6	38.5	98.1
2	10.58	39.5	7.3	0	12.1	13.5	0	11.1	22.1	35.0	14.3	31.6	89.3
3	47.01	25.4	20.9	0	77.4	36.1	95.0	71.7	39.7	99.4	69.1	40.0	99.9
平均			13.6	0		23.9	73.5		32.1	91.1		36.74	98.2

2.4 三维油藏模型采收率预测

2.4.1 波及系数计算

由莫005井区三工河组1砂层组1号砂体井网与平面波及系数(表3)可以看出,直线排状系统法

表3 三工河组1砂层组1号砂体井网与平面波及系数的关系

井距 排距比	水油 流度比	直线排 状系统法	直线交 错排状法	五点法	反九 点法	反七 点法
0.6	0.79	0.783	0.783	0.765	0.559	0.792
0.7	0.79	0.735	0.736	0.765	0.559	0.792
0.8	0.79	0.687	0.689	0.765	0.559	0.792
0.9	0.79	0.637	0.642	0.765	0.559	0.792
1.0	0.79	0.585	0.595	0.765	0.559	0.792
平均		0.685	0.689	0.765	0.559	0.792

与直线交错排状法平面波及系数随着井距排距比的增大逐步降低,且直线交错排状法平面波及系数略高于直线排状系统法;从平均平面波及系数来看,反七点法最大,其次为五点法,反九点法最小。

2.4.2 最终采收率预测

在二维剖面模型采收率36.74%及面积波及系数计算的基础上,得到莫005井区三工河组1砂层组1号砂体的最终计算采收率(表4),各种井网井距条件下所计算的平均采收率为25.6%,该砂体现场标定采收率为25%,从计算与标定结果对比来看,利用实验参数预测结果与标定采收率基本吻合,说明充分利用一维岩心实验参数进行采收率预测研究具有较好的效果。

表4 三工河组1砂层组1号砂体井网采收率预测

井距 排距比	直线排状 系统法,%	直线交错 排状法,%	五点 法,%	反九点 法,%	反七点 法,%	平均, %
0.6	28.7	28.7	28.1	20.5	29.1	27.02
0.7	27.0	27.0	28.1	20.5	29.1	26.34
0.8	25.2	25.3	28.1	20.5	29.1	25.64
0.9	23.4	23.6	28.1	20.5	29.1	24.94
1.0	21.5	21.8	28.1	20.5	29.1	24.20

3 结束语

综合利用岩心实验、数值模拟、油藏工程基本原理及各自优势,考虑毛管压力变化、启动压力梯度、储层非均质性和井网形式等因素,建立了一维岩心实验参数的三维油藏采收率预测方法。该方法从油藏驱替机理、储层物性和开发因素等多角度相对全面地覆盖了油藏动静态特征,从实验及理论上解决了目前常用各类采收率预测方法的片面性和不确定性。该方法现场应用预测油藏采收率为25.6%,标定采收率为25%,预测结果较为准确,可见该方法对今后进一步丰富、完善采收率预测方法,提高采收率预测精度具有重要的现实意义。

参考文献:

- [1] 牛彦良,李莉,韩德金.低渗透油藏水驱采收率计算新方法[J].石油学报,2006,27(2):77-79.
- [2] 王友启,周梅,聂俊.提高采收率技术应用状况及发展趋势[J].断块油气田,2010,17(5):628-631.
- [3] 李道品.低渗透砂岩油田开发[M].北京:石油工业出版社,1997:120-123,134-135.
- [4] 闫萍,王友启,杨仁金,等.永安镇油田永12断块开发后期水平井整体调整方案优化设计[J].油气地质与采收率,2002,9(5):44-46.
- [5] 王西江,刘其成,王恩,等.双重介质油藏物模实验技术及渗流特征研究[J].特种油气藏,2007,14(2):97-99.

- [6] 雷刚,董平川,尤文浩,等.低渗透变形介质砂岩油藏注水见效时间及影响因素[J].油气地质与采收率,2013,20(6):69-72.
- [7] 王友启.胜利油田高含水期油藏水驱精细调整技术方向[J].石油钻探技术,2011,39(1):101-104.
- [8] 秦积舜,李爱芬.油层物理学[M].东营:中国石油大学出版社,2006:130-131,299.
- [9] 刘慧卿.油藏数值模拟方法专题[M].东营:石油大学出版社,2001:20-22.
- [10] 姜汉桥,姚军,姜瑞忠.油藏工程原理与方法[M].东营:中国石油大学出版社,2006:58-61.
- [11] 张俊法,王友启,汤达祯,等.聚合物前缘突破时间预测[J].油气地质与采收率,2008,15(6):66-67.
- [12] 周林波,程林松,曾保全.裂缝性特低渗透储层渗吸表征模型[J].石油钻探技术,2010,38(3):83-84.
- [13] 张建国,杜殿发,侯健,等.油气层渗流力学[M].东营:中国石油大学出版社,2010:44-46.
- [14] 谷建伟,毛振强.启动压力和毛管压力对低渗透油田生产参数影响[J].大庆石油地质与开发,2002,21(5):30-31.
- [15] 王友启.陆相特高含水油田固水提高采收率机制研究[J].中国石油大学学报:自然科学版,2012,36(6):108-112.
- [16] 王志伟,张宁生,何秋轩.低渗透油藏非达西渗流视渗透率及其对开发的影响[J].钻采工艺,2006,29(3):48-49,52.
- [17] 张庆辉,李相方,张磊,等.考虑启动压力梯度的低渗透底水气藏见水时间预测[J].石油钻探技术,2012,40(5):96-99.
- [18] 郝斐,程林松,李春兰,等.特低渗透油藏启动压力梯度研究[J].西南石油学院学报,2006,28(6):58-60.
- [19] 邓玉珍,刘慧卿.低渗透岩心中油水两相渗流启动压力梯度试验[J].石油钻采工艺,2006,28(3):37-40.
- [20] 张以根,王友启,屈智坚,等.孤东油田馆陶组油藏三元复合驱油矿场试验[J].油田化学,1994,11(2):143-148.
- [21] 陆雪皎,王友启,魏翠华,等.聚合物驱后二元复合驱油藏的层系调整——以孤东油田七区西为例[J].油气地质与采收率,2014,21(2):25-28.
- [22] 侯秀林,邓宏文,谷丽冰.一个新的描述低渗透油藏油水两相渗流启动压力梯度的公式[J].石油天然气学报,2009,31(5):342-344.
- [23] 刘柏林,王友启.低含油饱和度油藏开发特征[J].石油勘探与开发,2011,38(3):341-344.
- [24] 李荣强,李阳,王建忠.低渗透油藏数值模拟中内边界条件的处理[J].油气地质与采收率,2013,20(3):72-75.

编辑 刘北羿

欢迎订阅《油气地质与采收率》