

海上薄互层油田层系重组定量方法研究

向红¹,唐海¹,苏彦春²,张章²,吕栋梁¹

(1.西南石油大学石油与天然气工程学院,四川成都610500; 2.中海石油(中国)有限公司天津分公司,天津300452)

摘要:PL油田属于典型的海上薄互层油藏,具有纵向跨度大,薄层占比大等特点。在开发过程中由于前期采用大段合采,层间干扰严重,导致纵向均衡动用程度差,整体开发效果差,为了改善油田开发效果,有必要重组开发层系。首先建立了层系重组有效性判断数学模型,针对PL油田的特点,运用数值模拟建立机理模型,得出油价与调整井平均单井累产油量图版以及目前油价和原始地层条件下层系调整最小油层厚度关系图版;并利用数值模拟开展油藏开发阶段、净毛比、流度级差对层系最小厚度影响的校正曲线研究,建立了层系厚度下限公式,应用在PL油田可使采收率提高6.1%。提出的这套全新的层系重组定量方法的思路,对PL油田及类似油田的高效开发具有指导作用。

关键词:薄互层;大跨度;层系重组;厚度界限;定量方法

中图分类号:TE325

文献标识码:A

Study on quantitative way for recombination of series of strata of reservoir in offshore with thin interbed

Xiang Hong¹, Tang Hai¹, Su Yanchun², Zhang Zhang² and Lyu Dongliang¹

(1.College of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China;

2.Tianjin Branch Company of CNOOC Ltd., Tianjin 300452, China)

Abstract: PL oilfield, which belongs to the offshore reservoirs with thin interbeds, has long treatment interval and high thin layers. During the development, due to the serious interlaminar interference caused by the commingling production and serious interlayer interference in the earlier stage, the vertical balance level and the overall development effect are poor. In order to improve the oilfield development effects, it is necessary to reorganize the development layer. Firstly, we established the mathematic model of effective judgment of combination series of strata. Then, the chart boards of the relation between the oil price and average accumulative production of single adjustment well, and the relation between the current oil price and the thickness of the minimum layers adjusted by the original oil saturation were established by means of numerical simulation which was based on the characteristics of PL oilfield. Meanwhile, the equation of lower thickness limit of layers was acquired based on the research of correction curve of the influence of development stage, net/gross ratio and mobility difference on the minimum thickness of layers. The application in PL oilfield can make the recovery increased by 6.1%. This new quantitative way for recombination of series of strata proposed can guide the efficient development of PL oilfield and similar oilfields.

Key words: thin interbed, large span, layer recombination, thickness limit, quantitative way

PL油田储层埋藏深度在900~1400m,纵向跨度达到500m,共有13个油组,47个小层,薄层占比高,有效厚度大于4m的主力层占总有效厚度的比例不到50%。本次研究的1区南占该油田1区总探明石油地质储量的53.3%,且原始储量丰度达到了

1.543×10^4 t/km²,而目前的动用储量采出程度只有9.2%左右,具有调整开发层系的物质基础。目前PL油田已经进入开发中后期,由于前期采用大段合层开采,面临严重的层间干扰,纵向均衡动用程度很差,含水上升快,为了克服层间干扰、改善开发效果,

收稿日期:2018-01-17。

第一作者简介:向红(1993—),女,在读硕士研究生,油藏工程及数值模拟方面的研究。

基金项目:国家科技重大专项“复杂河流相油田分层系调整效果评价研究”(2016ZX05058-001-006)。

通常需要对油藏的开发层系进行调整^[1-2];而层系划分通常遵循的原则中有一条是一套层系内要有一定的油层厚度和储量,这种描述是定性的,在实际油田的应用中不好把握,因此有必要针对具体的油田提出层系调整的油层厚度定量原则。

关于层系调整定量方法,陈明强等人^[3]给出进行多油层油田开发层系划分的模糊聚类分析方法;李巧云等^[4]研究了开发层系重组方案的灰色决策优化法;国内外大量学者在研究层系调整界限时都没有考虑经济因素,大多是针对陆上油田单独考虑渗透率、黏度等常规物性参数的影响^[5-17],李杰等人^[18]提出了利用综合分层系数对开发层系进行重组,但是在实际应用中较为复杂。因此,本文针对海上大跨度薄互层油藏,首先建立层系组合有效性判断数学模型,围绕该模型,运用油藏工程和数值模拟方法,在满足经济要求的条件下,考虑油藏的开发阶段、调整层系内净毛比、纵向流度差异对最小层系厚度的影响,提出了简单易操作的层系重组定量方法。

1 层系重组有效性判断数学模型

海上油田若要实现经济有效的开发,则层系划分时必须满足一套层系有一定的单井累产,而单井累产油量与开发阶段、储层参数和开发工艺技术水平密切相关,在此基础上,建立层系重组有效性判断数学模型。

$$\begin{cases} f(x) = f(Q_o) \\ Q_o = Q_o(H), Q_o \geq Q_{o\min} \\ H = H[\alpha_1(x_1), \alpha_2(x_2), \alpha_3(x_3)], H \geq H_{\min} \end{cases} \quad (1)$$

式中: Q_o 为单井累产油量, 10^4m^3 ; $Q_{o\min}$ 为单井经济极限产油量, 10^4m^3 ; H 为油层实际厚度, m ; H_{\min} 为满足经济要求的油层厚度下限, m ; α_1 、 α_2 、 α_3 分别为考虑剩余油饱和度、净毛比、流度级差的油层厚度校正系数; x_1 、 x_2 、 x_3 分别为剩余油饱和度、净毛比、流度级差。

利用所建立的数学模型可以判断出层系调整是否具有经济效益,从而为海上油田的开发层系重组方案设计提供了依据,以下研究均是在该数学模型的基础上展开,数学模型的相关参数也由以下研究得出。

2 层系重组定量方法研究

2.1 基于经济要求的层系油层厚度下限量方法

1) 满足开发效果的平均单井累产下限研究

油田开发的目的是获取经济效益,因此本文以满足油田的经济要求为约束条件。油田企业常用内部收益率^[19]来反映油田开发项目获利能力,它考虑了资金的时间价值,具有很强的实用性,因此本文也以内部收益率为基准来研究不同油价下的开发层系厚度界限。在财务评价中,将计算出的内部收益率与企业的基准收益率比较,当计算值大于企业内部制定的基准收益率时,表明油田具有开发价值。中海油公司根据公司发展需要,目前标定的PL油田基准收益率为12%。

针对依托平台开发方式,开展层系重组后的平均单井累产下限需求研究。以井口平台投入成本4亿元为基础,利用文献[19]中的方法计算内部收益率为12%时,不同油价下对应的单井最低累产油量,得到以下关系图版,如图1所示。

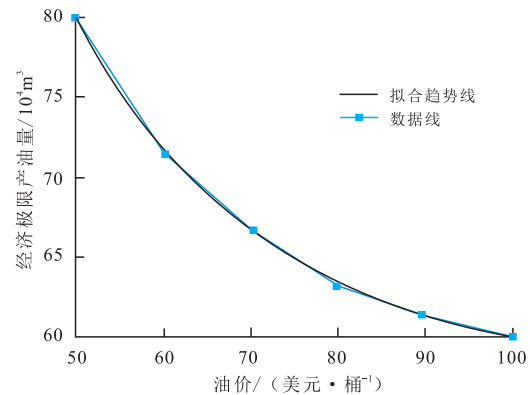


图1 经济极限产油量随油价变化关系

Fig. 1 Relation between economic limit production and oil price

可以看出:在当前50美元每桶的油价下,采用依托开发模式,满足内部收益率为12%的最低单井累产油量为 $8.018 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

2) 满足最低单井累产的层系厚度下限量论证

油层厚度是影响储量的重要因素,需达到一定的值才能满足经济要求。根据PL油田1区南实际储层和流体物性参数及生产现状,建立井距为350m的一注一采机理模型,模型净毛比为1,层间无流度差异,

表1 机理模型基本参数
Table 1 Basic parameters of mechanism model

网格数/个	平面网格尺寸/m	顶面深度/m	地层压力/MPa	孔隙度,%	原油密度/(kg·m ⁻³)	原油体积系数	原油压缩系数/MPa	地层水压缩系数/MPa	岩石压缩系数/MPa
40×20×3	10×10	1 200	12	28	950	1.13	9.65×10 ⁻⁴	4.35×10 ⁻⁴	3.63×10 ⁻³

仅改变油层厚度,具体数模参数见表1,由数模结果得出不同油层厚度对应的单井累产油量图版(图2)。由图2可知,要达到经济极限累产油量8.018×10⁴ m³,层系厚度应超过12.6 m。

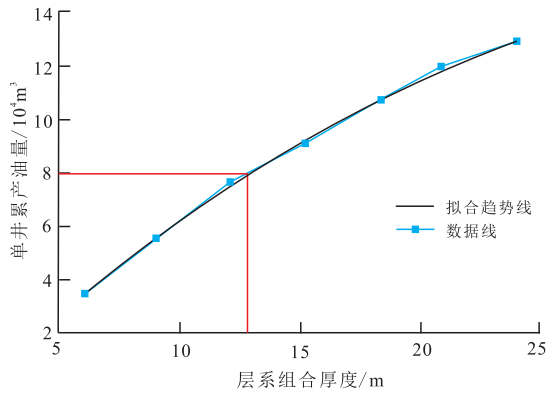


图2 单井累产油量随油层厚度变化关系

Fig. 2 Relation between thickness of layers and average accumulative production of single adjustment well

2.2 层系调整时机对层系组合厚度下限影响程度及校正研究

含油饱和度反映的是剩余可动油的饱和度,所以层系调整时机可以用含油饱和度来表征,随着开发的进行,含油饱和度降低,满足最低累产要求的层系组合厚度下限也会增大。因此,引入层系组合厚度校正系数 α_1 来修正在不同含油饱和度即不同的调整时机下满足最低累产的层系厚度下限。利用2.1建立的机理模型,将储层厚度设置为12.6 m,改变模型计算开始的时间(即改变层系调整时机),此时剩余油饱和度已经发生了变化,由数模结果得出不同剩余含油饱和度下的单井累产油量(表2),用原始含

油饱和度(0.78)下的最低累产油量除以不同饱和度下的单井累产,即可得到不同含油饱和度对应的校正系数 α_1 (图3),进而可校正不同含油饱和度下满足最低累产的层系厚度下限。

通过数据拟合得出含油饱和度校正系数 α_1 表达式为:

$$\alpha_1 = 0.6185x_1^{-1.887} \quad (2)$$

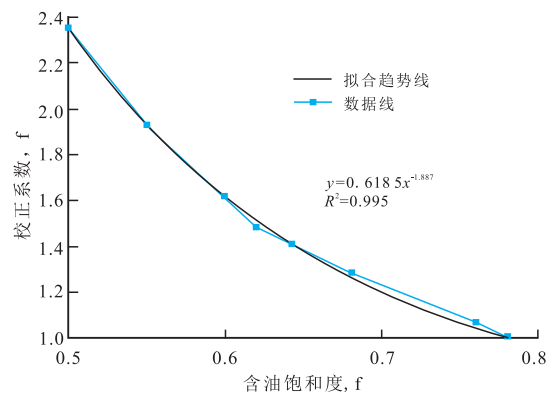


图3 不同含油饱和度下的校正系数

Fig. 3 Correction factor under different oil saturation

2.3 储层净毛比对层系组合厚度下限影响程度及校正研究

储层净毛比是指净砂岩(有效厚度)与毛砂岩(砂岩厚度)的比值,体现储层纵向分布或分散程度。实际油层间往往发育隔夹层,净毛比不为1,因此,引入净毛比校正系数 α_2 来修正在不同净毛比下的层系组合厚度下限。利用2.1建立的机理模型,将储层厚度设置为12.6 m,保持初始时刻为原始含油饱和度(0.78),每层净毛比及其变化规律相同,数模

表2 不同含油饱和度下的单井累产油量
Table 2 Production of single well under different oil saturation

含油饱和度,f	单井累产/10 ⁴ m ³	含油饱和度,f	单井累产/10 ⁴ m ³
0.5	3.401	0.64	5.731
0.55	4.224	0.68	6.343
0.6	5.064	0.76	7.552
0.62	5.407	0.78	8.018

表3 不同净毛比下的单井累产油量
Table 3 Production of single well under different net/gross ratio

净毛比, f	单井累产/10 ⁴ m ³	净毛比, f	单井累产/10 ⁴ m ³
1	8.018	0.4	2.833
0.8	6.287	0.3	1.955
0.6	4.568	0.2	1.068
0.5	3.702		

结果得出不同净毛比下的单井累产油(表3),由于模型中保持地层厚度不变而只改变净毛比,因此不同净毛比的模型油层厚度不同,所以在计算不同净毛比下的校正系数时(净毛比为0.8),将净毛比为1时得到的单井累产乘以净毛比0.8,这样就保证了油层厚度相同,然后再除以该净毛比下的单井累产,就得到不同净毛比下的校正系数 α_2 (图4),进而可得出不同净毛比下满足最低累产的层系组合厚度下限。

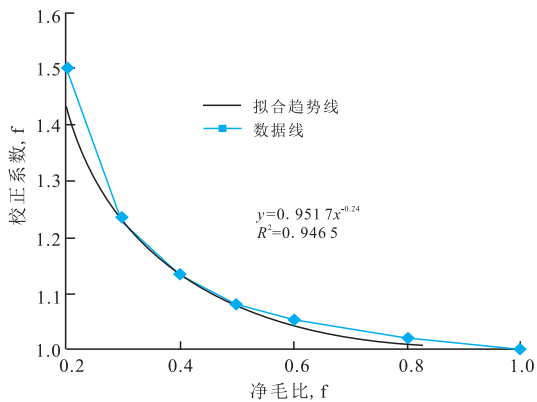


图4 不同净毛比下的校正系数

Fig. 4 Correction factor under different net/gross ratio

通过数据拟合得到净毛比校正系数 α_2 表达式为:

$$\alpha_2 = 0.9517x_2^{-0.24} \quad (3)$$

2.4 纵向层间流度差异对层系组合厚度下限影响及校正研究

实际油田一般不可能是完全均质的,层间不仅

存在渗透率差异,而且各层流体黏度不同也会影响开发效果。因此,引入了流度级差,综合考虑不同层的渗透率和流体黏度差异对开发效果的影响。流度级差是指一套层系中流度最大层的流度与流度最小层的流度之比,流度级差反映了不同层流体的流动能力差异大小,进而影响不同小层的开发效果。引入流度级差校正系数 α_3 来修正在不同流度级差下的层系组合厚度下限。利用2.1建立的机理模型,将储层厚度设置为12.6 m,通过改变上下层的流度(中间层流度为三层的平均流度)来设置流度级差,由数模结果得到不同的流度级差下单井累产油量(表4),并用完全均质时计算的累产油量除以该累产油量,得到不同流度级差下的校正系数 α_3 (图5),进而校正不同流度级差下满足最低累产油量要求的层系组合厚度下限。

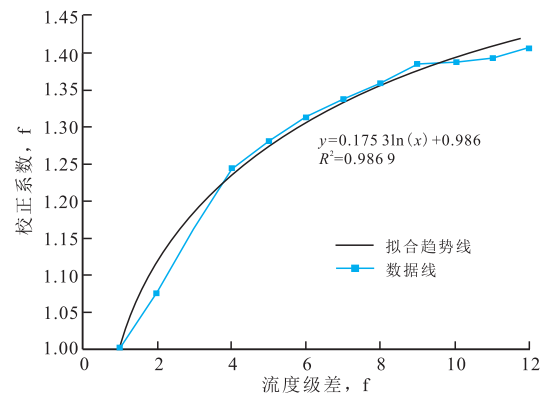


图5 不同流度级差下的校正系数

Fig. 5 Correction factor under different mobility difference

表4 不同流度级差下的单井累产油量
Table 4 Production of single well under different mobility difference

流度级差, f	单井累产/10 ⁴ m ³	流度级差, f	单井累产/10 ⁴ m ³
1	8.018	6	6.114
2	7.443	8	5.901
3	6.900	10	5.783
4	6.451	12	5.704
5	6.272		

通过数据拟合得出流度级差校正系数 α_3 表达式为:

$$\alpha_3 = 0.1753 \ln(x_3) + 0.986 \quad (4)$$

2.5 层系组合厚度下限确定方法研究

含油饱和度校正系数 α_1 、净毛比较正系数 α_2 、流度级差校正系数 α_3 分别从不同的角度研究了对于最低层系组合厚度的影响程度,因此,可将这三个校正系数相乘组成综合校正系数 α ,表达式为:

$$\alpha = (0.6185x_1^{-1.887})(0.9517x_2^{-0.24})(0.1753 \ln(x_3) + 0.986) \quad (5)$$

即可得到在以上三个因素的综合影响下,满足单井经济开发效益的层系组合厚度下限 H 为:

$$H = \alpha h_{\min} \quad (6)$$

式中: h_{\min} 为基于经济要求的层系油层厚度下限, m 。

由于综合校正系数 α 是层系内储层开发程度差异、纵向非均质性、纵向分散程度的综合反映,因此,校正系数越大,层系内各储层和流体差异越大,越不利于实现高效开发。因此,在层系调整中要尽量使综合校正系数处于较低值。

2.6 开发层系重组方法

通过对层系重组厚度下限进行研究得到了满足经济开发要求的层系组合油层厚度界限,在各层系的厚度均满足层系重组界限的前提下,还应根据油藏实际情况考虑工艺要求。在进行层系细分时,一般考虑调整为2~4套^[20],每套层系内至少有1个主力层,且组合开发油层的跨度不宜过大,一般考虑相邻

层优先组合。

在考虑了以上一系列层系重组原则基础上,根据有序样品聚类思想采用“枚举法”^[21],利用最优分割算法实现开发层系重组与合理划分,层系重组的具体流程见图6。

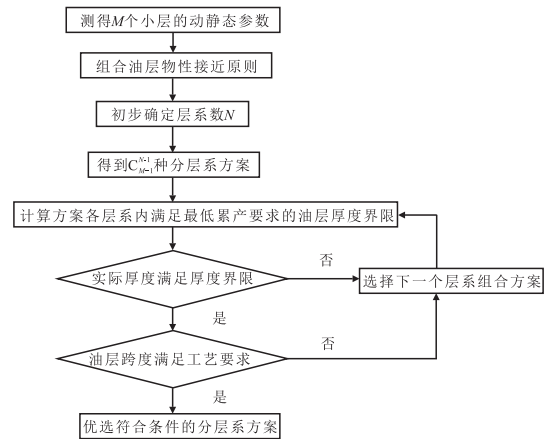


图6 层系重组流程

Fig. 6 Flow chart of combination layers

3 应用

以PL油田1区南作为研究对象,在层系调整时,考虑到明下段与馆陶组原油黏度差异超过10倍,且明下段的原油黏度差异不大,因此将明下段作为一套层系开发。而馆陶组油层纵向跨度达到了400 m,受海上油田施工限制,生产井段不能满足精细化注水的管理需求,因此需要将馆陶组划分为两套开发层系。再结合各小层物性参数认识结果(表5),按照

表5 PL油田1区南储层综合评价

Table 5 Reservoir comprehensive evaluation form of south block 1 in PL oilfield

层位	(亚)油组	厚度/m	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	黏度/($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	含油饱和度, %	净毛比, f
明下段	L30	35.4	800	260	70.6	0.253
	L40	49.8	1 400	260	71.9	0.251
	L50 ^u	30.8	2 050	20	80.8	0.344
	L50 ^m	12.3	1 200	20	75.1	0.382
	L50 ^l	20	800	20	67.6	0.31
	L60	33.5	430	20	59.7	0.337
	L70	45.7	650	20	69.2	0.232
	L80	52.9	700	30	68.2	0.274
馆陶组	L90	48.8	1 000	30	70.5	0.26
	L100	68.4	980	30	69.8	0.297
	L110	90.8	250	30	58.4	0.133
	L120	156.4	300	30	55.0	0.051

图6的层系重组流程,经过多次试算,最终得到了4组满足层系组合界限的分层系方案(表6~表9)。

采用数值模拟方法,根据油田实际物性参数,建立全区反九点井网机理模型,井距350 m,44口生产井,14口注水井,44×36×12个网格,平面网格尺寸为50×50,其他数模参数同表1。生产20年,通过数模预测不分层系和4组层系重组方案开发效果见表10。

从表10中可以看出,方案一、四的开发效果比方案二、三要好,方案四的累产油虽然略高于方案一,但方案一的含水率较低,开发效果较好。因此,推荐方案一作为最终方案。

从四种分层系调整方案的采收率和校正系数关系可以看出,校正系数越高,采收率越低,说明本文建立的层系厚度校正和重组方法是可靠的。

表6 PL油田1区南层系调整方案1

Table 6 Program 1 of combination layers of south block 1 in PL oilfield

层系	(亚)油组	流度级差,f	含油饱和度,f	净毛比,f	油层厚度界限/m	实际油层厚度/m
1	L30、L40	1.75	0.714	0.252	19.08	20.8
2	L50 ^U -L70	4.77	0.705	0.321	21.56	43.4
3	L80-L120	4	0.644	0.203	27.82	67.6

表7 PL油田1区南层系调整方案2

Table 7 Program 2 of combination layers of south block 1 in PL oilfield

层系	(亚)油组	流度级差,f	含油饱和度,f	净毛比,f	油层厚度界限/m	实际油层厚度/m
1	L30、L40	1.75	0.714	0.252	19.08	20.8
2	L50 ^U -L90	4.77	0.702	0.305	22	70.6
3	L100-L120	3.92	0.611	0.16	32.43	40.3

表8 PL油田1区南层系调整方案3

Table 8 Program 3 of combination layers of south block 1 in PL oilfield

层系	(亚)油组	流度级差,f	含油饱和度,f	净毛比,f	油层厚度界限/m	实际油层厚度/m
1	L30、L40	1.75	0.714	0.252	19.08	20.8
2	L50 ^U -L80	4.77	0.701	0.313	21.93	57.9
3	L90-L120	4	0.634	0.185	29.3	53

表9 PL油田1区南层系调整方案4

Table 9 Program 4 of combination layers of south block 1 in PL oilfield

层系	(亚)油组	流度级差,f	含油饱和度,f	净毛比,f	油层厚度界限/m	实际油层厚度/m
1	L30、L40	1.75	0.714	0.252	19.08	20.8
2	L50 ^U -L60	4.77	0.708	0.343	21.05	32.8
3	L70-L120	4	0.652	0.208	27.02	78.1

表10 各组开发效果指标对比

Table 10 Comparison of development effect indexes of each program

指标	累产油/10 ⁴ m ³	采收率,%	含水率,%	平均校正系数,f
方案一	2 878.77	34.30	89.95	2
方案二	2 824.23	33.70	93.99	2.15
方案三	2 855.59	34.01	93.32	2.05
方案四	2 880.54	34.32	92.90	1.96
现状方案	2 372.33	28.20	97.50	2.81

4 结论与认识

1) 在当前50美元/桶的油价下,若采用依托开发模式,满足内部收益率为12%的经济极限产油量为 $8.018 \times 10^4 \text{ m}^3$,理想条件下满足经济要求的层系厚度应超过12.6 m。

2) 在层系调整时机、净毛比及流度级差的综合影响下,得出了满足平均单井经济开发要求的层系调整油层厚度下限公式。

3) PL油田是典型的海上大跨度薄互层油藏,根据层系调整厚度下限确定1区南纵向上划分为三套层系进行开发,并得出了四组满足要求的层系调整方案,推荐使用方案一进行开发,通过数值模拟预测采收率能提高6.1个百分点,同时含水率也有了明显降低,油田注水开发效果得到了有效的改善,同时四组方案校正系数与采收率关系充分说明了本文建立的开发层系重组定量论证方法是可靠的。

4) 提出的层系重组方法要针对每个油田的具体情况得出不同的油层厚度界限公式,而不是笼统地针对一类油藏给出一个具体的厚度值或范围,该方法在实际应用中简单易操作,对同类型油田的层系重组可提供借鉴。

参考文献

- [1] 杨通佑,罗迪强,李福增.我国注水砂岩油田开发层系合理划分问题的探讨[J].石油学报,1982,3(3):31-40.
- [2] 王一博,马世忠,石金华,等.复杂河流相地层单砂体级沉积时间单元对比方法[J].地质科技情报,2012,31(1):51-54,66.
- [3] 陈明强,葛家理.油田开发层系划分的模糊聚类分析方法[J].西南石油学院学报(自然科学版),1987,9(2):25-32.
- [4] 李巧云,张吉群,邓宝荣,等.高含水油田层系重组方案的灰色决策优选法[J].石油勘探与开发,2011,38(4):463-468.
- [5] 王书宝,牛栓文.东辛油田多油层复杂断块油藏高含水后期细分层系研究[J].石油勘探与开发,2004,31(3):116-118.
- [6] 陈民锋,姜汉桥,曾玉祥.严重非均质油藏开发层系重组渗透率级差界限研究[J].中国海上油气,2007,19(5):319-322.
- [7] Yao Bo, Zhao Qingdong. A successful test with subdivision of oil layers and adjustment of water flooding in Gaotaizi oil zone, Daqing Oilfield[J]. Petroleum Exploration & Development, 2008, 35(2): 220-224.
- [8] J E Onwunalu, L J Durlofsky. Development and application of a new well pattern optimization algorithm for optimizing large scale field development[C]// paper SPE-124364-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 October 2009, New Orleans, Louisiana, USA.
- [9] J E Onwunalu, L J Durlofsky. A new well-pattern-optimization procedure for large-scale field development[J]. SPE Journal, 2011, 16(3): 594-607.
- [10] 向祖平,曾焱,卜淘,等.低渗气藏多层合采技术界限图版法[J].大庆石油地质与开发,2012,31(4):88-92.
- [11] 方艳君,孙洪国,侠利华,等.大庆油田三元复合驱层系优化组合技术经济界限[J].大庆石油地质与开发,2016,35(2):81-85.
- [12] 于红军.纯化薄互层低渗透油田开发层系的划分与组合[J].复杂油气藏,2010,3(1):58-61.
- [13] 朱卫城,詹盛云,刘明,等.海上低渗透薄互层油藏合理动用方式研究[J].石油科技论坛,2014,33(3):45-48.
- [14] 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.
- [15] 吴晓敏,孙东升,杨鹏,等.薄互层油藏细分层政策界限研究[J].复杂油气藏,2015,8(1):48-51.
- [16] 王鸿博.北二西区块开发效果评价与层系井网调整策略研究[D].东北石油大学,2016.
- [17] 张俊廷. L6-201井区高含水期层系细分及井网重构研究[D].东北石油大学硕士论文,2013.
- [18] 李杰,涂彬,陈付真.细分开发层系量化优化技术[J].大庆石油地质与开发,2010,29(6):87-91.
- [19] 唐佳. C油田馆陶组底水油藏开发后期调整对策研究[D].西南石油大学,2016.
- [20] 张琪,万仁溥.采油工程方案设计[M].北京:石油工业出版社,2002.
- [21] 崔传智,盛倩,姜亦栋,等.高含水期多层油藏注水层段划分方法[J].断块油气田,2016,23(3):363-366.

(编辑 黄颖)