



(12)发明专利申请

(10)申请公布号 CN 111663926 A

(43)申请公布日 2020.09.15

(21)申请号 201910172889.4

(22)申请日 2019.03.07

(71)申请人 中国石油化工股份有限公司

地址 100728 北京市朝阳区朝阳门北大街
22号

申请人 中国石油化工股份有限公司石油勘
探开发研究院

(72)发明人 康志江 郑松青 胡文革 赵艳艳
黄孝特 尚根华 薛兆杰 李小波

(74)专利代理机构 北京聿宏知识产权代理有限
公司 11372

代理人 吴大建 何娇

(51)Int.Cl.

E21B 43/20(2006.01)

权利要求书2页 说明书11页 附图4页

(54)发明名称

一种缝洞型碳酸盐岩油藏靶向水驱的设计
方法

(57)摘要

本发明公开一种缝洞型碳酸盐岩油藏靶向水驱的设计方法,包括以下步骤:步骤一、确定注采井组;步骤二、确定注水井与采油井;步骤三、确定注采井间控制体积及传导率;步骤四、确定注采井间最大生产压差;步骤五、确定不同注采井间的生产压差比;步骤六、确定不同注采井间生产压差;步骤七、确定各采油井的产液量;步骤八、确定注水井的最大日配注水量。该方法根据注采井间控制储量及传导率确定注采量,避免了注入水沿优势通道水窜而导致的单向受效问题,提高了注水波及系数和注水利用率。



1. 一种缝洞型碳酸盐岩油藏靶向水驱的设计方法,包括以下步骤:

步骤一、确定注采井组;

步骤二、确定注水井与采油井;

步骤三、确定注采井间控制体积及传导率;

步骤四、确定注采井间最大生产压差;

步骤五、确定不同注采井间的生产压差比;

步骤六、确定不同注采井间生产压差;

步骤七、确定各采油井的产液量;

步骤八、确定注水井的最大日配注水量。

2. 根据权利要求1所述的设计方法,其特征在于,步骤一中,所述注采井组中的注水井和采油井连通,所述注水井和所述采油井位于同一储集体内。

3. 根据权利要求1所述的设计方法,其特征在于,步骤二中,根据井钻遇的储集体类型、储集体的位置以及井的生产状况确定注水井与采油井。

4. 根据权利要求1所述的设计方法,其特征在于,步骤三包括以下子步骤:

根据物质平衡方程建立基于传导率和控制体积的开发动态指标预测模型;

给传导率与井间控制体积的赋初始值,然后利用预测模型得到预测产量;

根据所述预测产量同实际产量值之间的差异,修正传导率与井间控制体积的值,直至预测值与实际值的误差满足设定的精度要求。

5. 根据权利要求4所述的设计方法,其特征在于,所述精度要求为保证所述实际值和所述预测值的变化趋势一致,相对误差小于10%。

6. 根据权利要求4所述的设计方法,其特征在于,步骤三中,所述预测模型如下式所示,

$$\sum_{j=1}^n \frac{T_{ij}}{\mu_i} (p_j - p_i) + q_i = C_t V_{pi} \frac{dp}{dt}$$

式中, T_{ij} 为i井和j井间传导率, $m^3 \cdot d^{-1} \cdot MPa^{-1}$;

μ_i 为原油粘度, $MPa \cdot s$;

p_i 和 p_j 分别为第i口井和第j口井井底压力, MPa ;

q_i 为第i口井的产量或注入量, $m^3 \cdot d^{-1}$;

C_t 为综合压缩系数, $1/MPa$;

V_{pi} 为第i口井的控制体积, m^3 ;

p 为井间控制体积的平均压力, MPa ;

t 为时间, d 。

7. 根据权利要求1所述的设计方法,其特征在于,步骤六中,各个方向注入水到达采油井井底的时间一致,注水井与采油井间的注采压差,注水井与采油井间的控制体积,和注水井与采油井间的传导率的关系满足下式:

$$\frac{V_1}{T_1 \Delta p_1} = \frac{V_2}{T_2 \Delta p_2} = \dots = \frac{V_k}{T_k \Delta p_k} \dots = \frac{V_n}{T_n \Delta p_n}$$

各注采井间的生产压差比如下:

$$\Delta p_1 : \Delta p_2 : \dots : \Delta p_k : \dots : \Delta p_n = 1 : \frac{V_2 T_1}{V_1 T_2} : \dots : \frac{V_k T_1}{V_1 T_k} : \dots : \frac{V_n T_1}{V_1 T_n}$$

式中,

Δp_k 为注水井与采油井k间的注采压差 ($k=1, 2, \dots, n$), MPa;

V_k 为注水井与采油井k间的控制体积 ($k=1, 2, \dots, n$), m^3 ;

T_k 为注水井与采油井k间的传导率 ($k=1, 2, \dots, n$), $m^3 \cdot d^{-1} \cdot MPa^{-1}$;

n 为采油井数。

8. 根据权利要求1所述的设计方法, 其特征在于, 把步骤六中, 根据所述注采井组间最大生产压差和所述不同注采井间的生产压差比确定不同注采井间的生产压差。

9. 根据权利要求1所述的设计方法, 其特征在于, 步骤七中, 根据所述传导率和所述注采压差, 确定采油井k的产液量为:

$$Q_{pk} = T_k \times \Delta p_k$$

式中,

T_k 为注水井与采油井k间的传导率, $m^3 \cdot d^{-1} \cdot MPa^{-1}$;

Δp_k 为注水井与采油井k间的注采压差, MPa;

Q_{pk} 为采油井k的产液量, $m^3 \cdot d^{-1}$ 。

10. 根据权利要求1所述的设计方法, 其特征在于, 步骤八中, 所述最大日配注水量由下式获得:

$$Q_i = \alpha \sum_{k=1}^n Q_{pk}$$

式中,

α 为注采平衡常数, 0.4~1.5;

Q_{pk} 为采油井k的产液量, $m^3 \cdot d^{-1}$

Q_i 为注水井的最大日配注水量, $m^3 \cdot d^{-1}$ 。

一种缝洞型碳酸盐岩油藏靶向水驱的设计方法

技术领域

[0001] 本发明涉及油气勘探开发技术领域,具体涉及一种缝洞型碳酸盐岩油藏靶向水驱的设计方法。

背景技术

[0002] 海相碳酸盐岩油气藏在全球油气生产中占据极为重要的地位。据市场调研机构 IHS Markit 2000年统计,海相碳酸盐岩油气资源量约占全球油气资源总量的70%,已探明的油气可采储量约占全球油气可采储量总量的50%。2011年全球油气产量,海相碳酸盐岩约占其总量的63%(赵文智,胡素云,刘伟,王铜山,李永新.再论中国陆上深层海相碳酸盐岩油气地质特征与勘探前景[J].天然气工业,2014,34(04):1-9)。

[0003] 我国海相碳酸盐岩分布范围较广,总面积超过 $450 \times 10^4 \text{km}^2$,其中,陆上海相盆地28个,面积约 $330 \times 10^4 \text{km}^2$,海域海相盆地22个,面积约 $125 \times 10^4 \text{km}^2$ 。国家新一轮油气资源评价表明,中国陆上海相碳酸盐岩石油地质资源量为 $340 \times 10^8 \text{t}$,天然气地质资源量为 $24.3 \times 10^{12} \text{m}^3$ (马永生,何登发,蔡勋育,刘波.中国海相碳酸盐岩的分布及油气地质基础问题[J].岩石学报,2017,33(04):1007-1020),是我国油气增储上产的重要领域。

[0004] 截止2015年,我国陆上已探明石油地质储 $29.34 \times 10^8 \text{t}$,主要分布在塔里木盆地奥陶系,储层类型以缝洞型为主。其中,塔河油田、哈拉哈塘油田、英买力油田、轮南油田、塔中I号油田等的缝洞型碳酸盐岩累积探明石油地质储量已达 $18 \times 10^8 \text{t}$,占近2/3。

[0005] 塔河油田1997年发现并投入开发,其奥陶系油藏是我国目前已发现的规模最大的缝洞型油藏。截至2016年底,探明石油地质储量已达 $13.36 \times 10^8 \text{t}$ 。

[0006] 塔河油田缝洞型油藏2005年开始注水。2005年7月,在较早开发的塔河油田4区S48缝洞单元北部选择TK440、TK429CX、TK430CX等开展单元注水试验,同年9月TK424CX、TK449H、TK429CX等井相继受效增油,3口井总产油量由6.25t/d上升至285.1t/d,综合含水率由93.1%降至13.2%。通过注水开发,缝洞单元能量均得到有效补充,地层压力由注水前的57.2MPa恢复到57.8MPa;而且含水率显著下降,并控制了含水率上升速度,综合含水率由注水前的56%降至注水后的27%,含水上升率由注水前的16.6%降至7%;同时,自然递减率明显减缓,由注水前的28.9%降至注水后的12.1%;另外,递减法标定注水后可采储量增加了 $168 \times 10^4 \text{t}$,单元采收率由20.3%提高到25.4%(荣元帅,李新华,刘学利,李小波.塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏多井缝洞单元注水开发模式[J].油气地质与采收率,2013,20(02):58-61+115)。S48单元取得效果后,在塔河油田进行了单元推广试验,逐步扩大试验规模,截至2016年底,单元注水覆盖地质储量5.98亿吨,占已开发出量的69%,已经成为塔河油田主要的补充能量开发方式。

[0007] 但到了注水开发后期,注水效果逐渐变差,暴性水淹严重,水驱效率降低(谭聪,彭小龙,李扬,荣元帅,李小波.塔河油田奥陶系断控岩溶油藏注水方式优化[J].新疆石油地质,2014,35(06):703-707)。导致这一现象的根本原因是缝洞型油藏复杂的地质特征。缝洞型油藏是一种离散、块状油藏,经历多期构造运动和岩溶叠加改造,缝洞储集体在空间离散

分布,储集空间从微米级的晶间孔、粒间孔、微裂缝到毫米、厘米级的溶蚀孔,再到米级的溶洞、大裂缝都有分布,尺度差异大,非均质性极强,不同井间连通程度差异很大,见水状况截然不同。即便示踪剂测试连通的井,注水开发过程中,有的井很快水淹,有的井则毫无反应,说明注入水在不同方向上的分布差异性极大。从而导致注水开发易出现单向受效,波及系数低,注水利用率低。

[0008] 由于缝洞型油藏非均质性强,注水开发设计同层状碎屑岩油藏也存在很大差别。层状碎屑岩油藏相对均质,从补充能量的角度,保证注采平衡,即注水量同产液量基本一致就可达到较好的水驱开发效果,但缝洞型油藏采用这种设计方法会导致有的井水淹,而有的井缺水。针对这一问题,目前是依据不同的地质背景确定注采量。之所以依据不同的地质背景,是因为不同的地质背景下,储集体分布和连通状况存在较大差异。

[0009] 现有研究将地质背景分为三类:风化壳岩溶、暗河岩溶和断溶体岩溶。风化壳岩溶发育区储集体以似均匀的网状裂缝-孔洞(溶洞)型为主,除了构造-风化裂缝、岩溶缝洞发育外,大型洞穴的发育是其显著特征,储集体规模大。井间的裂缝和岩溶管道是主要连通介质,井间具有多向连通,没有明显的方向性特征。管道型岩溶系统受地表水系和地下暗河的双重作用,沿河道展布方向发育多套储层,且中深部一般以较大规模溶洞型储层为主,浅部发育裂缝-孔洞型储层。岩溶管道分主管道和分支管道,主管道规模大;分管道规模小。储集体沿河道呈条带状展布,井间连通性差。主管道连通好;分管道局部连通。断溶体岩溶储集体以方向性的次级断裂和裂缝连通的溶洞为主,呈带状分布,受主干断裂影响伴生的次级断裂和裂缝是不同规模溶洞连通的主要通道。

[0010] 基于不同的地质背景,针对不同的注水开发阶段,不同研究者提出了缝洞型油藏的注采量设计方法。

[0011] 李扬等以塔河油田6-7区奥陶系油藏为基础,选取6-7区油藏中符合特征条件的TX、TY(TX井注水、TY井采油)两口井为注采井组,进行单元注水优化研究。利用数值模拟方法研究了风化壳岩溶最佳注水方式组合。根据注水见效期、稳定期以及调整期的含水率特点,通过对注水方式的组合优化模拟,论证了最佳注水组合的模式及注采参数。模拟结果显示,注水的见效期采用温和持续注水方式,在稳定期采取周期注水方式,调整期为脉冲注水的注水方式组合。基于该油藏参数,三种注水方式的参数的优化结果为持续注水强度 $200\text{m}^3/\text{d}$,脉冲注水为 $100\sim 200\text{m}^3/\text{d}$ 间歇注入。(李扬,彭小龙,谭聪,荣元帅,李小波.塔河风化壳储层典型单元注水方式优化研究[J].科学技术与工程,2015,15(05):81-85)。

[0012] 谭聪等利用油藏数值模拟技术结合矿场统计的方法,从断控岩溶的主控因素出发,给出该类型储集体合理的注水方式及注采参数。结果显示,断控岩溶储集体的注水见效期采用温和连续注水方式,注水量为 $80\sim 100\text{m}^3/\text{d}$,注采比为 $1.5\sim 2.5$ 时,平均日产油量最高,含水率最低,累计产油量最大;注水稳定期,采用温和连续注水方式,注水量为 $50\sim 80\text{m}^3/\text{d}$,注采比为 $1.0\sim 1.5$ 时,平均日产油量最高,含水率最低,累计产油量最大;注水调整期,采用常规周期注水,油井连续生产,最佳注水量在 $80\text{m}^3/\text{d}$ 左右,注采比为 $0.8\sim 1.2$ (谭聪,彭小龙,李扬,荣元帅,李小波.塔河油田奥陶系断控岩溶油藏注水方式优化[J].新疆石油地质,2014,35(06):703-707)。

[0013] 李春磊等针对塔河油田多井单元注水开发上的需求,根据缝洞储集体分类描述和缝洞连通体刻画的研究成果,通过室内数值模拟研究并结合现场实践,初步建立了风化壳

岩溶、暗河岩溶、断溶体岩溶单元注水注采参数体系。

[0014] 注水开发初期,温和注水、控液生产,防止注入水快速窜进,在生产井上采取温和注水。风化壳岩溶发育区注水速度控制在 $80\sim 150\text{m}^3/\text{d}$;暗河岩溶发育区注水速度控制在 $150\sim 200\text{m}^3/\text{d}$;断控岩溶区,要以低注水量、低注采比注水,注水速度控制在 $50\sim 100\text{m}^3/\text{d}$,防止水窜造成油井水淹。但对于因能量不足递减较快的单元,如果缝洞发育程度较高,注入水窜进相对较慢,可适当加大注水量,弥补亏空,通过连续监测地层压力,压力下降减缓后,调小注水量。

[0015] 注水开发中期,注水效果有一定程度下降,需适当加大注采比提高水驱效率。风化壳岩溶、暗河岩溶和断溶体岩溶发育区的注水速度分别应控制在 $150\sim 200\text{m}^3/\text{d}$ 、 $200\sim 400\text{m}^3/\text{d}$ 和 $80\sim 150\text{m}^3/\text{d}$ 。

[0016] 注水开发后期,注水后期效果变差,可加大注水量,增大压力场波及范围,进行注采联动调整,改变压力场,改善水驱效果。对于低渗透井组应提高注采比、高渗井组降低注采比、水窜井组立即停注或进行周期注水;明显长期受效井组控制液量、长期未受效井组提高液量、水窜井立即关井(参见表1)。(李春磊,谢爽,杜洋.塔河多井缝洞单元注水模式及注采参数优化[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2014,16(03):44-47+52)。

[0017] 表1塔河缝洞型油藏不同地质背景下的注水速度

[0018]

注水阶段	注水速度		
	断溶体	风化壳	河道
初期	50-100	80-150	150-200
中期	80-150	150-200	200-400
晚期	150-200	200-300	400-800

[0019] 上述研究基本思路是一致的,都是建立不同地质背景下的地质概念模型,数值模拟与矿场实践相结合,确定不同开发阶段不同地质背景下的注采参数。其区别在于,李扬、谭聪等分别针对风化壳和断溶体岩溶做的研究,李春磊则是针对三种地质背景都做了研究,更为系统。

[0020] 现有技术存在的主要问题是:水驱注采量设计没有考虑井间连通程度的差异性。缝洞型油藏非均质性极强,不同的区域物性差别很大,塔河油田开发中发现,即使同一区域、与同一口注水井连通的采油井,由于储层的非均质性,连通程度也存在明显差异。上述注采量设计是基于概念模型结合矿场统计得到的,实际的地层往往是不同地质背景综合作用的结果,同一区域可能存在两种甚至多种岩溶类型,不同类型的岩溶储集体相互作用,地质状况更为复杂。如果不加区别的采用统一的注采量,往往会导致连通程度好的井注入水优先波及,很快见水并发生水淹,在此情况下,注水井开始控制注水量甚至停注,而此时连通程度不好的采油井还处于“缺水”状态。从而导致受效方向单一,波及系数低,注水利用率低。

发明内容

[0021] 本发明针对上述问题,提出了一种缝洞型油藏靶向水驱的设计方法。该方法在确定注采井组后,首先确定井间连通程度,基于连通程度,以均衡驱替为目标,依据不同的连通程度设计注采量,避免了注入水沿高导流通道水窜而导致的单向受效问题,提高了注入水的波及系数和利用率。本发明中用传导率来表征连通程度。

[0022] 本发明提供一种缝洞型碳酸盐岩油藏靶向水驱的设计方法,包括以下步骤:

[0023] 步骤一、确定注采井组;

[0024] 步骤二、确定注水井与采油井;

[0025] 步骤三、确定注采井间控制体积及传导率;

[0026] 步骤四、确定注采井间最大生产压差;

[0027] 步骤五、确定不同注采井间的生产压差比;

[0028] 步骤六、确定不同注采井间生产压差;

[0029] 步骤七、确定各采油井的产液量;

[0030] 步骤八、确定注水井的最大日配注水量。

[0031] 在一个实施方式中,步骤一中,根据生产井的位置和储集体发育情况确定注采井组。

[0032] 在一个实施方式中,步骤一中,所述注采井组中的注水井和采油井连通,所述注水井和所述采油井位于同一储集体内。

[0033] 在一个实施方式中,步骤二中,根据井钻遇的储集体类型、储集体的位置以及井的生产状况确定注水井与采油井。

[0034] 在一个实施方式中,步骤三包括以下子步骤:

[0035] 根据物质平衡方程建立基于传导率和控制体积的开发动态指标预测模型;

[0036] 给传导率与井间控制体积的赋初始值,然后利用预测模型得到预测产量;

[0037] 根据所述预测产量同实际产量值之间的差异,修正传导率与井间控制体积的值,直至预测值与实际值的误差满足设定的精度要求。

[0038] 在一个实施方式中,所述精度要求为保证所述实际值和所述预测值的变化趋势一致,相对误差小于10%。

[0039] 在一个实施方式中,所述预测模型如下式所示,

$$[0040] \quad \sum_{j=1}^n \frac{T_{ij}}{\mu_i} (p_j - p_i) + q_i = C_t V_{pi} \frac{dp}{dt}$$

[0041] 式中, T_{ij} 为i井和j井间传导率, $m^3 \cdot d^{-1} \cdot MPa^{-1}$;

[0042] μ_i 为原油粘度, $MPa \cdot s$;

[0043] p_i 和 p_j 分别为第i口井和第j口井井底压力, MPa ;

[0044] q_i 为第i口井的产量或注入量, $m^3 \cdot d^{-1}$;

[0045] C_t 为综合压缩系数, $1/MPa$;

[0046] V_{pi} 为第i口井的控制体积, m^3 ;

[0047] p 为井间控制体积的平均压力, MPa ;

[0048] t 为时间, d 。

[0049] 在一个实施方式中,步骤四中,所述注采井间最大生产压差根据注水设备和才有

设备的性能确定。

[0050] 在一个实施方式中,步骤六中,各个方向注入水到达采油井井底的时间一致,注水井与采油井间的注采压差,注水井与采油井间的控制体积,和注水井与采油井间的传导率的关系满足下式:

$$[0051] \quad \frac{V_1}{T_1 \Delta p_1} = \frac{V_2}{T_2 \Delta p_2} = \dots = \frac{V_k}{T_k \Delta p_k} \dots = \frac{V_n}{T_n \Delta p_n}$$

[0052] 各注采井间的生产压差比如下:

$$[0053] \quad \Delta p_1 : \Delta p_2 : \dots : \Delta p_k : \dots : \Delta p_n = 1 : \frac{V_2 T_1}{V_1 T_2} : \dots : \frac{V_k T_1}{V_1 T_k} : \dots : \frac{V_n T_1}{V_1 T_n}$$

[0054] 式中,

[0055] Δp_k 为注水井与采油井k间的注采压差($k=1, 2, \dots, n$),MPa;

[0056] V_k 为注水井与采油井k间的控制体积($k=1, 2, \dots, n$), m^3 ;

[0057] T_k 为注水井与采油井k间的传导率($k=1, 2, \dots, n$), $m^3 \cdot d^{-1} \cdot MPa^{-1}$;

[0058] n 为采油井数。

[0059] 在一个实施方式中,步骤六中,根据所述注采井组间最大生产压差和所述不同注采井间的生产压差比确定不同注采井间的生产压差。

[0060] 在一个实施方式中,步骤七中,根据所述传导率和所述注采压差,确定采油井k的产液量,具体根据下式获得:

$$[0061] \quad Q_{pk} = T_k \times \Delta p_k$$

[0062] 式中,

[0063] T_k 为注水井与采油井k间的传导率, $m^3 \cdot d^{-1} \cdot MPa^{-1}$;

[0064] Δp_k 为注水井与采油井k间的注采压差,MPa;

[0065] Q_{pk} 为采油井k的产液量, $m^3 \cdot d^{-1}$ 。

[0066] 在一个实施方式中,步骤八中,所述最大日配注水量由下式获得:

$$[0067] \quad Q_i = \alpha \sum_{k=1}^n Q_{pk}$$

[0068] 式中,

[0069] α 为注采平衡常数,0.4~1.5;

[0070] Q_{pk} 为采油井k的产液量, $m^3 \cdot d^{-1}$

[0071] Q_i 为注水井的最大日配注水量, $m^3 \cdot d^{-1}$ 。

[0072] 与现有方法相比,本发明中的方法根据注采井间控制体积及传导率确定注采量,传导率强、井间控制体积小的采油井控制产液量,传导率弱、井间连通体积大的采油井提高产液量,从而使注入水沿各方向均匀推进,避免了注入水沿高导流通道水窜而导致的单向受效问题,提高了波及系数和注水利用率。上述技术特征可以各种技术上可行的方式组合以产生新的实施方案,只要能够实现本发明的目的。

附图说明

[0073] 在下文中将基于实施例并参考附图来对本发明进行更详细的描述。其中:

[0074] 图1是本发明实施例中的种缝洞型碳酸盐岩油藏靶向水驱的设计方法的流程示意

图；

[0075] 图2是本发明实施例中的油田区块储集体及生产井分布图。

[0076] 图3是本发明实施例中的油田区块的注水井与采油井分布图。

[0077] 图4是本发明实施例中的采油井P₁井产量拟合情况示意图；

[0078] 图5是本发明实施例中的采油井P₂井产量拟合情况示意图；

[0079] 图6是本发明实施例中的采油井P₃井产量拟合情况示意图；

[0080] 图7是本发明实施例中的采油井P₄井产量拟合情况示意图。

[0081] 在附图中，相同的部件使用相同的附图标记。附图并未按照实际的比例。

具体实施方式

[0082] 下面将结合附图对本发明作进一步说明。

[0083] 在本发明中，出现了一些单位符号，具体的其中的t为质量单位吨，d为时间单位天，MPa为压强单位兆帕，m³为体积单位立方米，m³·d⁻¹·MPa⁻¹为传动率单位立方米每天每兆帕，MPa·s为粘度单位兆帕秒，m³·d⁻¹为注水量单位立方米每天。

[0084] 本发明中的一种缝洞型碳酸盐岩油藏靶向水驱的设计方法，主要包括以下步骤：步骤一、确定注采井组；步骤二、确定注水井与采油井；步骤三、确定注采井间控制体积及传导率；步骤四、确定注采井间最大生产压差；步骤五、确定不同注采井间的生产压差比；步骤六、确定不同注采井间生产压差；步骤七、确定各采油井的最大产液量；步骤八、确定注水井的最大日配注水量。图1中示意出了实施例中的种缝洞型碳酸盐岩油藏靶向水驱的设计方法的流程。下面以国内某油田区块为例，阐述靶向水驱设计方法的具体流程。

[0085] 步骤一、确定注采井组。

[0086] 首先根据生产井的位置及储集体发育情况确定注采井组。注采井组首先必须保证注水井和采油井间的连通，只有连通才可能受效。位于同一储集体内的井连通性好，位于不同储集体内的井连通性差。因此需要将同一储集体内的井划分为一个注采井组。

[0087] 具体的，图2为本实施例中的油田区块储集体及生产井分布图，如图2所示该油田区块有6口井，其中5口井在一个储集体上，另1口井在另一个储集体上。因此选在同一个储集体上的井号分别为P₁、P₂、P₃、P₄和W₁的5口井为一个注采井组。

[0088] 步骤二、确定注水井与采油井。

[0089] 确定注采井组后需要进一步确定注水井和采油井。注水井和采油井的确定需要综合考虑井钻遇的储集体的类型、储集体的位置以及井的生产状况。

[0090] 首先需要考虑的是井的生产状况，通常选择生产状况差的井作为注水井。塔里木盆地井深普遍高于5000米，钻井成本高，因此能通过天然能量开发采油的井首先应该以采油为主，只有当其生产状况变差才会考虑将其转为注水井。生产状况差一般是指日产油量低，低的标准同油价等经济因素相关，通常日产油量低于2吨时认为生产状况较差。

[0091] 然后是考虑储集体的类型及其高低部位，遵循“低注高采、缝注洞采”的原则。如果储集体高低部位不同，则钻遇较低位置储集体的井为注水井；如果储集体位置接近，则选择钻遇裂缝型储集体的井为注水井，其余井为采油井。

[0092] “低注高采”是考虑重力作用，如果采油井位于较低的部位，注水井位于较高的部位，水重油轻，会导致大量的注入水被低部位的井采出，而油还留在溶洞系统的上部。采收

率低。

[0093] “缝注洞采”是为减少水窜。如果钻遇裂缝型储集体的井采油，钻遇溶洞型储集体的井注水，注入水易沿裂缝水窜，导致油井水淹，而大量的剩余油依然滞留在井间。

[0094] 具体到本实施例中，根据井的生产状况、钻遇的储集体类型、钻遇储集体的高低部位确定注水井与采油井。表2为本实施例中的各个井的生产状况表，由表2可知其中的W₁井由于钻遇的储集体位置较低，目前含水率高达97.91%，日产油量1.31吨，根据其生产状况及“低注高采”原则确定W₁井为注水井，其余井为生产井，具体如图3所示。

[0095] 表2各井生产状况表

[0096]

井号	日产油量 (t/d)	日产水量 (t/d)	日产液量 (t/d)	含水率 (%)
P ₁	49.15	12.35	61.5	20.08%
P ₂	34.33	7.88	42.21	18.67%
P ₃	16.90	2.57	19.47	13.20%
P ₄	18.24	17.56	35.8	49.05%
W ₁	1.31	61.47	62.78	97.91%

[0097] 步骤三、确定注采井间控制体积及传导率。

[0098] 首先，根据物质平衡方程建立基于传导率和控制体积的如式(1)所示的开发动态指标预测模型，其中的传导率即为井间连通程度表征参数。然后，通过拟合实际产量与预测产量反演井间控制体积及传导率。

[0099]
$$\sum_{j=1}^n \frac{T_{ij}}{\mu_i} (p_j - p_i) + q_i = C_t V_{pi} \frac{dp}{dt} \quad (1)$$

[0100] 式中，T_{ij}为i井和j井间传导率，m³·d⁻¹·MPa⁻¹；

[0101] μ_i为原油粘度，MPa·s；

[0102] p_i和p_j分别为第i口井和第j口井井底压力，MPa；

[0103] q_i为第i口井的产量或注入量，m³·d⁻¹；

[0104] C_t为综合压缩系数，1/MPa；

[0105] V_{pi}为第i口井的控制体积，m³；

[0106] p为井间控制体积的平均压力，MPa；

[0107] t为时间，d。

[0108] 反演过程中，首先给传导率与井间控制体积的赋初始值，然后利用公式(1)预测产量，预测的产量同实际的产量值是存在差异的，根据差异修正传导率与井间控制体积的值，一直到预测值与实际值的误差满足精度需求。优选的，所述精度需求为需保证实际值和预测值的变化趋势一致，相对误差小于10%。

[0109] 对于其中的传导率与井间控制体积的初值可以根据先验认识给定。

[0110] 具体的,其中的传导率可以根据注采井间生产压差及采油井增液量估算得到,具体参加式(2),

$$[0111] \quad T_{ij} = \frac{\Delta L_p}{\Delta p} \quad (2)$$

[0112] 式中, T_{ij} 为i井和j井间传导率, $m^3 \cdot d^{-1} \cdot MPa^{-1}$;

[0113] ΔL_p 为注水井注水后采油井日产液量增加值, $m^3 \cdot d^{-1}$;

[0114] Δp 为注水井与采油井井底压力差值,MPa。

[0115] 其中的井间控制体积可以根据单元地质储量、井数、单井累积产油量等进行估算,具体参见式(3),

$$[0116] \quad V_{ij} = V_i + V_j = \frac{N}{\rho} \left(\frac{N_{pi} + N_{pj}}{N_p} \right) \quad (3)$$

[0117] 式中, V_{ij} 为i井与j井间控制体积, m^3 ;

[0118] V_i 为i井控制地质储量, m^3 ;

[0119] V_j 为j井控制地质储量, m^3 ;

[0120] N 为单元地质储量,t;

[0121] ρ 为原油密度, t/m^3 ;

[0122] N_p 为单元内生产井累积产油量,t;

[0123] N_{pi} 为i井累积产油量,t;

[0124] N_{pj} 为j井累积产油量,t。

[0125] 具体到本实施例,首先根据地质认识给连通程度(亦即传导率)和控制体积一个初始值,然后利用式(1)来预测产量值,根据预测值与实际值的差异,不断调整传导率和井间控制体积,直到误差在许可范围内。 P_1 、 P_2 、 P_3 、 P_4 井月产油量拟合结果见图3至图7,此时各井间传导率及控制体积见表3。

[0126] 表3注采井间传导率及控制体积

[0127]

注水井	采油井	传导率 ($m^3 \cdot d^{-1} \cdot MPa^{-1}$)	控制体积 (m^3)
W ₁	P ₁	18	2578
	P ₂	7	894
	P ₃	3	658
	P ₄	12	3277

[0128] 步骤四、确定注采井间最大生产压差。

[0129] 根据注水井最大注水压力(井底)及采油井最小井底流压确定注采井间最大生产压差。注采井间的生产压差并不是随意给定的,是受到注水设备和采油设备性能制约的。对

于注水井,注水压力越高对注水设备要求越高;对于采油井,井底压力越低,举升难度越大,对举升设备要求越高。因此,需要综合注水设备和举升设备的性能,确定合理的注采井间最大生产压差,具体根据式(4)进行计算。

$$[0130] \quad \Delta p_{\max} = p_{i\max} - p_{p\min} \quad (4)$$

[0131] 式中,

[0132] Δp_{\max} 为注采井间最大注采压差,MPa;

[0133] $p_{i\max}$ 为注水井最大注入压力(折算井底),MPa;

[0134] $p_{p\min}$ 为采油井最小井底流压,MPa。

[0135] 步骤五、确定不同注采井间的生产压差比。

[0136] 各个方向注入水到达采油井井底的时间一致,注水井与采油井间的注采压差,注水井与采油井间的控制体积,和注水井与采油井间的传导率的关系满足式(5):

$$[0137] \quad \frac{V_1}{T_1 \Delta p_1} = \frac{V_2}{T_2 \Delta p_2} = \dots = \frac{V_k}{T_k \Delta p_k} \dots = \frac{V_n}{T_n \Delta p_n} \quad (5)$$

[0138] 各注采井间的生产压差比如式(6)所示:

$$[0139] \quad \Delta p_1 : \Delta p_2 : \dots : \Delta p_k : \dots : \Delta p_n = 1 : \frac{V_2 T_1}{V_1 T_2} : \dots : \frac{V_k T_1}{V_1 T_k} : \dots : \frac{V_n T_1}{V_1 T_n} \quad (6)$$

[0140] 式(5)和式(6)中,

[0141] Δp_k 为注水井与采油井k间的注采压差($k=1, 2, \dots, n$),MPa;

[0142] V_k 为注水井与采油井k间的控制体积($k=1, 2, \dots, n$), m^3 ;

[0143] T_k 为注水井与采油井k间的传导率($k=1, 2, \dots, n$), $m^3 \cdot d^{-1} \cdot MPa^{-1}$;

[0144] n 为采油井数。

[0145] 缝洞型油藏注水开发过程中,经常会出现由于注采井组内一口井水淹而其它油井尚未见水的现象。此时,为了避免见水油井水淹,会控制注水量,甚至关停注水井。这样一来,就会导致需要水驱的井更难以得到有效的能量补充,从而降低了注入水的利用率。如果注入水到达各采油井的时间一致,就可避免注入水沿高导流通道优先窜入某油井,从而提高波及系数和注入水利用率。

[0146] 步骤六、确定不同注采井间生产压差。

[0147] 根据注采井组内最大生产压差和不同注采井间的生产压差比确定不同注采井间的生产压差。根据公式(5)可以发现,根据传导率和连通体积确定的注采压差,传导率越好,井间控制体积越小,注采压差越低;传导率越差,井间控制体积越大,注采压差越高。

[0148] 步骤四至步骤六,具体到本实例中,首先根据注采能力确定注采井间最大注采压差为6MPa,根据式(5)和式(6)确定注采井间生产压差比值为1:0.89:1.53:1.91。根据该比值,W1与P4井间生产压差最大,定为6MPa,据此计算其余井间生产压差具体如表4所示。

[0149] 表4注采井间注采压差

[0150]

注水井	采油井	注采压差比	注采压差 (MPa)
W ₁	P ₁	1.00	3
	P ₂	0.89	3
	P ₃	1.53	5
	P ₄	1.91	6

[0151] 步骤七、确定各采油井的产液量；

[0152] 根据所述传导率和所述注采压差，确定采油井k的产液量，具体根据式(7)获得：

[0153]
$$Q_{pk} = T_k \times \Delta p_k \quad (7)$$

[0154] 式中，

[0155] T_k 为注水井与采油井k间的传导率， $m^3 \cdot d^{-1} \cdot MPa^{-1}$ ；[0156] Δp_k 为注水井与采油井k间的注采压差，MPa；[0157] Q_{pk} 为采油井k的产液量， $m^3 \cdot d^{-1}$ 。

[0158] 步骤八、确定注水井的最大日配注水量。

[0159] 配注水量需要满足注采平衡的条件。所述最大日配注水量由式(8)获得：

[0160]
$$Q_i = \alpha \sum_{k=1}^n Q_{pk} \quad (8)$$

[0161] 式中，

[0162] α 为注采平衡常数，0.4~1.5；[0163] Q_{pk} 为采油井k的产液量， $m^3 \cdot d^{-1}$ [0164] Q_i 为注水井的最大日配注水量， $m^3 \cdot d^{-1}$ 。

[0165] 式(8)中的常数 α 即表征了注采平衡的程度。根据塔河缝洞型油藏的不同地质背景和不同的开发阶段， α 的取值范围不同。主要是基于水窜的考虑。裂缝越发育，越容易水窜， α 应小一些，反之 α 要大一些。注水受效后期部分井出现水窜， α 应小一些，早期则可以适当大一些。具体根据不同的情况下的常数 α 的取值参见表5所示的注采平衡常数取值表；如果无法确定，则本着注采平衡的原则， α 取1。

[0166] 表5注采平衡常数取值表

	地质背景	注采平衡常数		
		风化壳岩溶	暗河岩溶	断溶体岩溶
[0167]	受效初期	0.6-0.8	0.8-1.0	0.4-0.6
	受效中期	0.8-1.2	1.0-1.5	0.6-0.8
	受效后期	0.6-0.8	0.8-1.2	0.6-0.8

[0168] 步骤七和步骤八,具体到本实施例,利用式(7)和式(8)确定采油井的日产液量和注水井的日配注水量,在本实施例中,注采平衡常数 α 为1,如表6所示为本实施例中的注采量设计结果。

[0169] 表6注采量设计结果

	注水井	日配注水量 ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	采油井	产液量 ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)
			P ₁	57
[0170]	W ₁	163	P ₂	20
			P ₃	14
			P ₄	72

[0171] 通过P₁、P₄井对比可以发现:传导率,P₁井>P₄井;控制体积,P₁井<P₄井。亦即W₁和P₁井之间控制的储量更小,但传导率更高,在相同的注入压差下,注入水会优先流向P₁井,并发生水淹。如果采用该设计方法,P₄井提高配产量,W₁井和P₄井之间的生产压差是W₁井与P₁井生产压差的2倍,注入水同时到达二者井底,既可避免P₁井的水淹,提高波及系数和注水利用率。

[0172] 虽然已经参考优选实施例对本发明进行了描述,但在不脱离本发明的范围的情况下,可以对其进行各种改进并且可以用等效物替换其中的部件。尤其是,只要不存在结构冲突,各个实施例中所提到的各项技术特征均可以任意方式组合起来。本发明并不局限于文中公开的特定实施例,而是包括落入权利要求的范围内的所有技术方案。

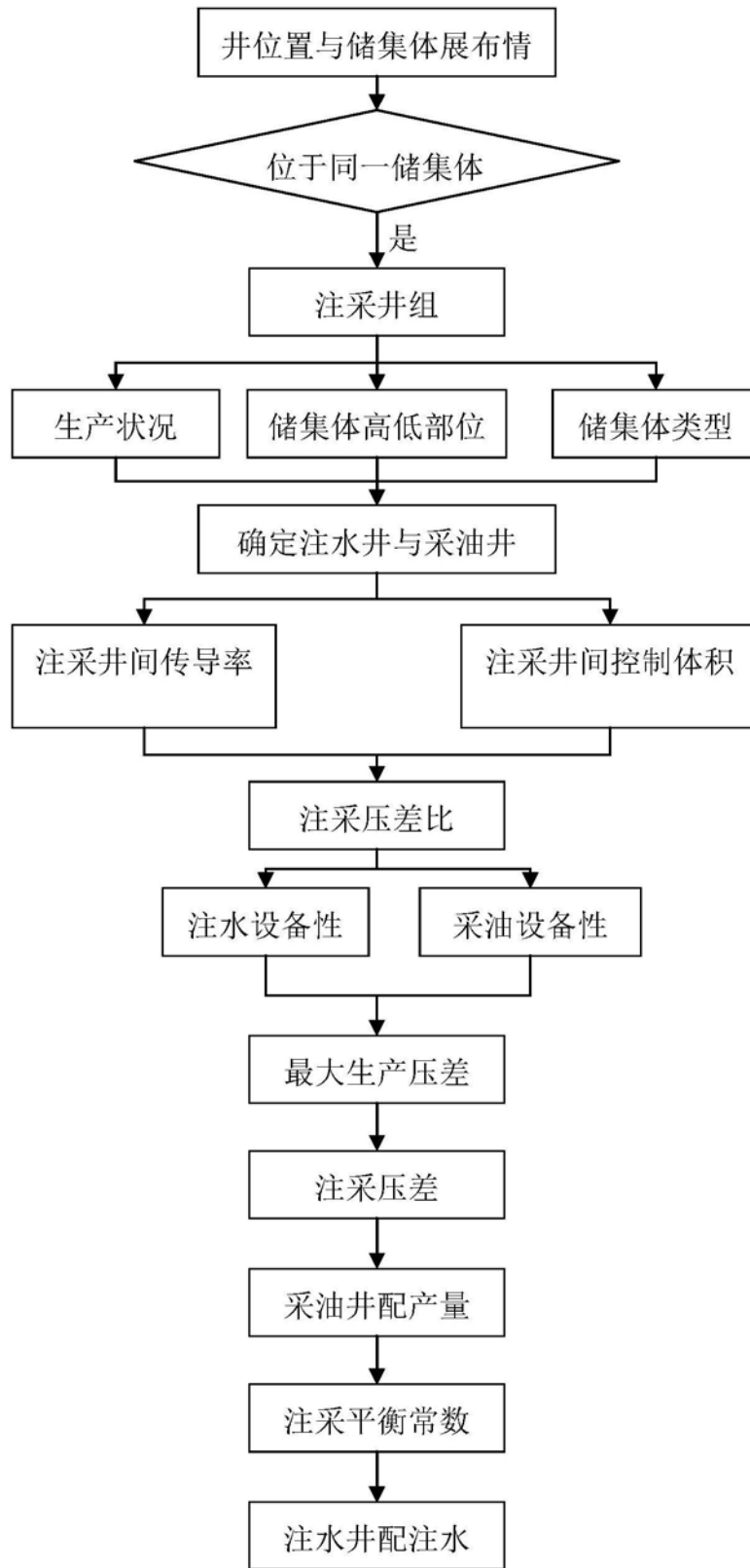


图1

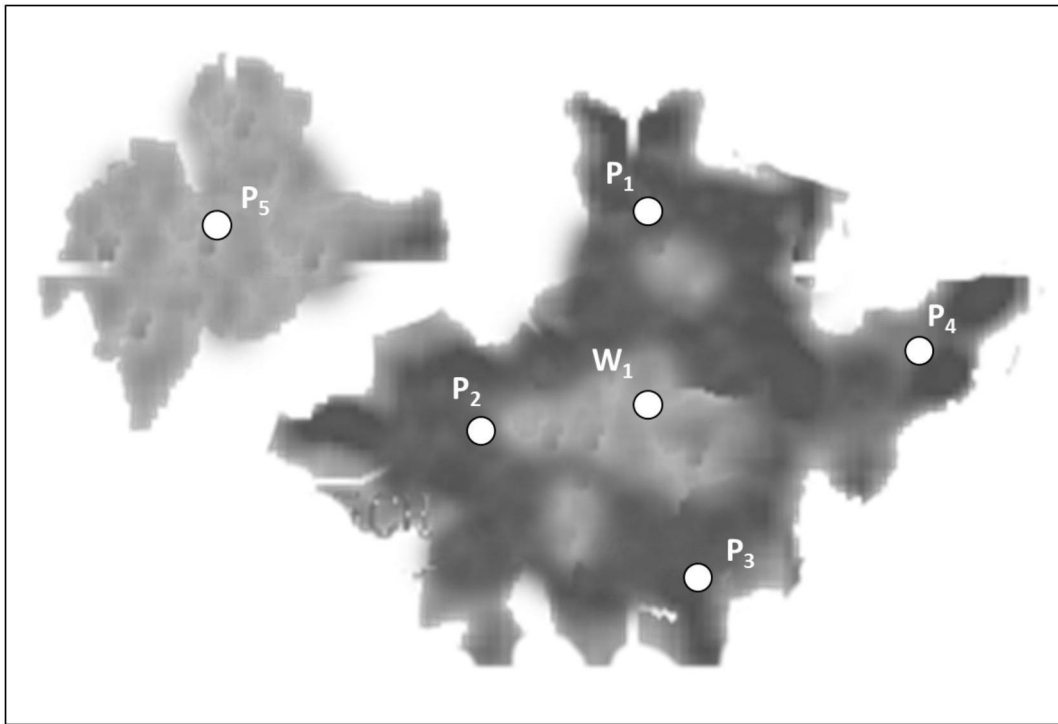


图2

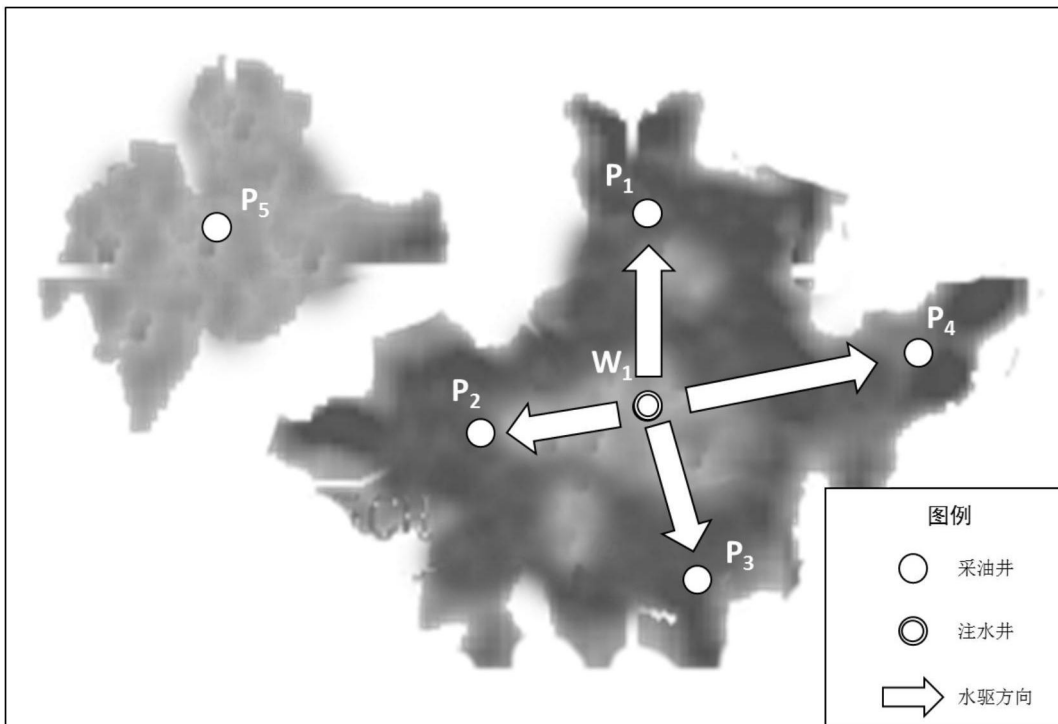
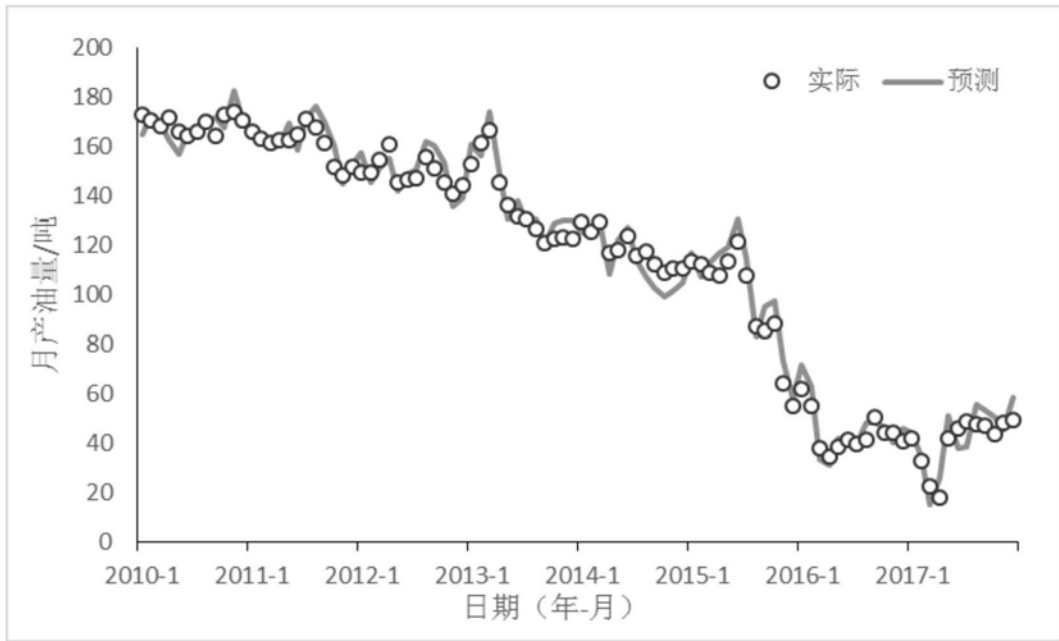


图3



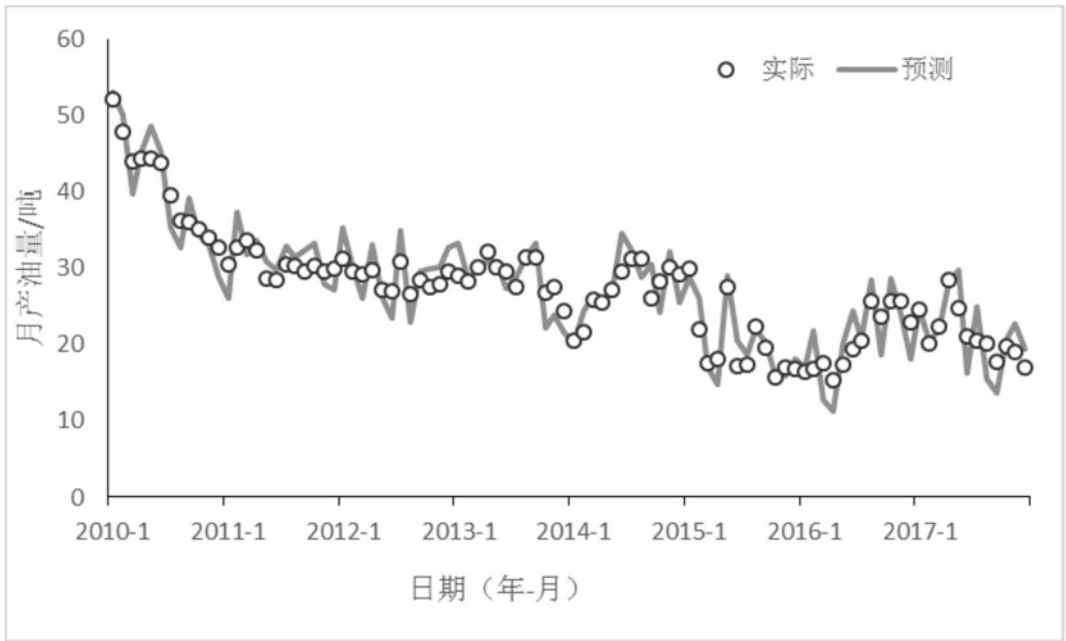


图6

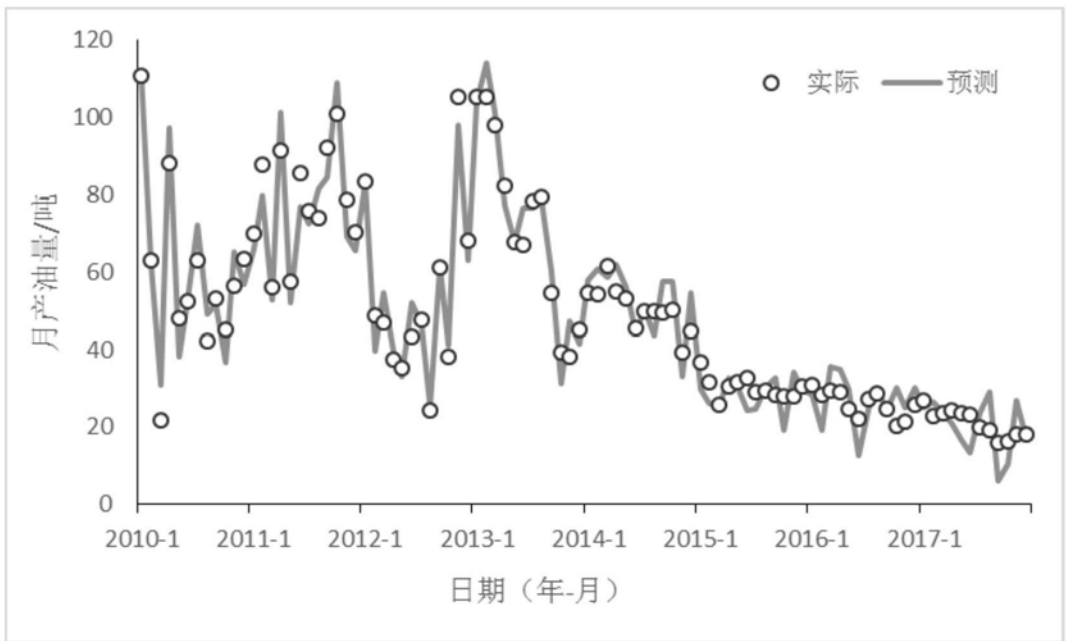


图7