

海上变井网多层油藏含水率预测技术及应用

李 珍¹, 柴仕朋², 姜立富¹, 王 刚¹, 李廷礼¹

(1. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300452; 2. 中海油田服务股份有限公司钻井事业部, 天津 300450)

摘要: 渤海P油田采用多层合采、油井不断侧钻的方式进行开发, 储层水敏导致平面产液结构差异大, 且测试资料较少, 储层水淹状况及含水率预测难度较大。为了研究储层水淹状况, 综合利用地质、动态、生产、测井、水驱油试验等资料, 通过油藏工程法对复杂地质及开发条件下的储层含水率进行定量描述, 形成了一套适用于海上变井网多层合采油田油藏工程法含水率预测技术。储层含水率定量描述结果表明: 渤海P油田储层纵向上Ⅰ类储层水驱波及较广、水淹严重, Ⅱ、Ⅲ类储层水驱波及相对局限、水淹较轻; 平面上断层附近、平台相接区、无井控区及局部井控区水淹较轻, 剩余油相对富集。在此基础上实施P油田加密调整井取得了较好的开发效果, 表明提出的油藏工程法含水率预测技术有较高的精度。

关键词: 含水率预测; 变井网; 多层合采; 油藏工程法; 海上油田

中图分类号: TE341 文献标志码: A

Prediction technology of water cut in multilayer reservoir with variable well pattern in Offshore and its application

LI Zhen¹, CHAI Shipeng², JIANG Lifu¹, WANG Gang¹, LI Tingli¹

(1. Tianjin Branch of CNOOC (China) Ltd., Tianjin 300452, China; 2. Drilling Department of China Oilfield Services Limited, Tianjin 300450, China)

Abstract: Through continuous sidetracking of oil wells and multilayer co-production, the P Oilfield in Bohai Sea is being developed. Predicting the reservoir's water-out status and water content is challenging due to few test data and the reservoir's water sensitivity, which causes significant variations in the structure of the planar liquid production. In order to study the water-out status of the reservoir comprehensively, using the geological, dynamic, production, logging, waterflooding test, and other data, the reservoir engineering method was used to quantitatively describe the water cut of the reservoir under complex geological and development conditions. As a result, a set of water cut prediction technology appropriate for offshore multilayer oilfields with variable well patterns has been developed using the reservoir engineering method. The longitudinal type I reservoir of the P Oilfield in the Bohai Sea has a wide range of water flooding and serious waterflooding, whereas the waterflooding of Type II and III reservoirs is relatively limited and the waterflooding is relatively light, according to the results of the quantitative description of reservoir water cut. In the vicinity of the fault, the platform-connected area, the non-well-controlled area, and the local well-controlled area on the plane, the waterflooding is relatively low, and the remaining oil is relatively enriched. Based on this, the implementation of infill adjustment wells in the P Oilfield has achieved great development results, exhibiting the high precision of the proposed reservoir engineering method for water cut prediction.

Key words: water cut prediction; variable well pattern; multilayer co-production; reservoir engineering method; offshore oilfield

P油田为渤海海域岩性构造油藏, 埋深浅(1 500 m)、胶结弱、储层疏松, 具有含油井段长(大于500 m)、纵向层多(47个小层)、平面及纵向非均质性强的特点。该油田投入开发已达19 a, 初期以定向井多层大段合注合采开发为主, 由于储层非均质性强和粗放式注水管理, 导致纵向层间及层内储层动用差异大^[1-4]; 初期油井采用裸眼完井, 见水后由于水敏作用导致产液大幅下降, 油井低产后进行多轮次

侧钻, 侧钻后逐步改进为压裂砾石充填完井, 该完井方式油井产液量相对稳定, 液量较高, 导致井网不断变化且平面产液结构差异较大。目前油田综合含水85.2%, 处于中高含水阶段, 层间、层内及平

收稿日期: 2021-07-16; 改回日期: 2021-09-30。

第一作者简介: 李珍(1986—), 女, 硕士, 油藏工程师, 主要从事油田开发工程方面的工作。E-mail: lizhen@cnooc.com.cn。

面矛盾逐步暴露,含水上升较快,自然递减较大,因此在水淹研究基础上进行加密调整势在必行。

对于注水开发油田,剩余油分布研究是指导调整开发措施和提高油田采收率的重要依据^[5],而含水率定量预测技术则是剩余油分布规律研究中的前沿课题和难题^[6-8]。目前,中国绝大多数油田多采用数值模拟方法进行剩余油分布的定量研究^[9-14]。常用的储层水淹状况及含水率预测研究方法有取心法、数值模拟法、常规油藏工程法^[15-20]等。常规水淹研究方法应用于P油田有较大误差,主要表现在:①海上油田取心及测试资料少;②储层污染导致数值模拟难度大;③油井多轮次侧钻、井网多变条件下水驱流线更为复杂;④高含水阶段多层合采条件下纵向水淹更复杂;⑤水敏储层在井况复杂条件下平面产液差异大,用 K 、 KH 等方法进行注水及产液劈分误差较大。

为了研究储层水淹状况,针对渤海P油田复杂地质及开发条件,综合利用地质、动态、生产、测井、水驱油试验研究等资料,开展改进的油藏工程法储层含水状况定量描述,指导P油田实施加密调整井,改善开发效果,同时为海上同类油田中高含水期储层含水率预测提供较好的借鉴。

1 油藏工程法含水率预测技术

油藏工程法含水等值线图绘制的主要原理为注水倍数与含水率有较好的相关性,结合水驱油试验研究成果与动态注水倍数计算结果求取井点含水率。该方法通过计算井区注入水、孔隙体积、波及体积来计算井区注水倍数,从而获得该区含水率。注水量的纵向和平面劈分是关键,常规做法中注入水纵向劈分利用注水井吸水剖面,平面劈分利用储层物性 KH 。主要流程见图1。

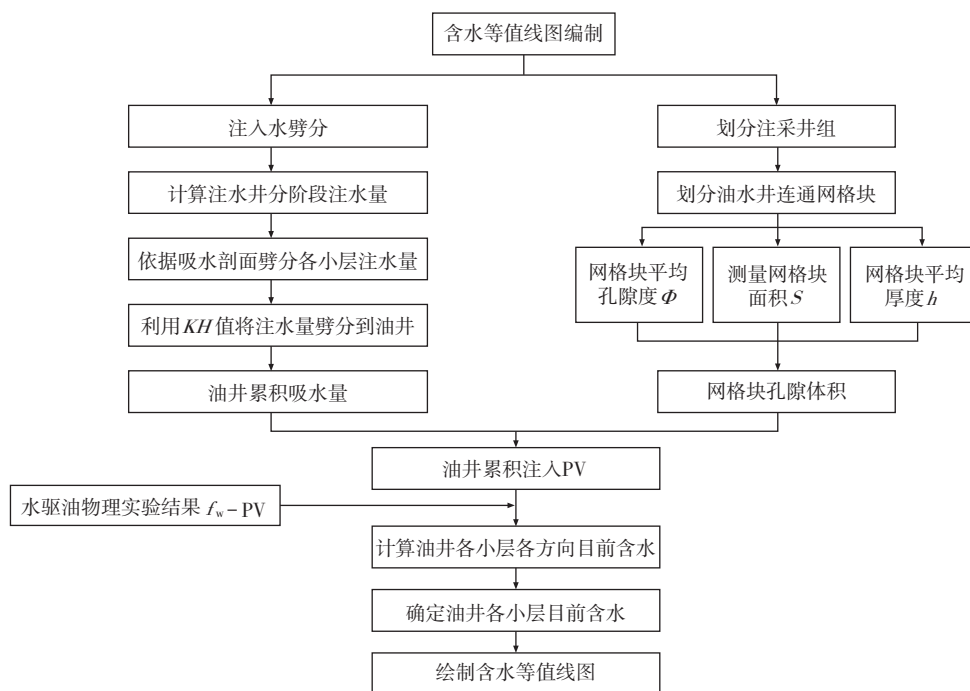


图1 常规油藏工程法含水等值线图绘制流程

由于P油田低效井采用侧钻治理,井网多变,地下水驱流线复杂,注采井组划分和注水量劈分难度大;开发过程中认识到初期采用的裸眼完井不适合水敏储层开发,油井完井方式转变为产液能量相对较高的压裂砾石充填完井,两种完井方式产液能力差异及储层非均质性导致的平面产液结构极不均衡,按常规 KH 值进行平面劈分注水量误差较大。

针对P油田废弃井多、井网多变,平面产液结构差异大问题,本文提出:①以现有生产井为中心划

分网格块,将网格块内老井劈分产注量计入目前在产油井;针对同一井组同一注水阶段不同油井注水生产时间不同的问题,引入时间校正因子 T ,即将该注水阶段内某油井生产天数 T 作为注水劈分因子之一;针对部分油井处于网格块分界线上的问题,引入劈分因子 λ , λ 为1.0或0.5。②采用不同方向产液量作为劈分因子代替 KH 进行注入水平面劈分,令注入水平面劈分更加准确。改进后的油藏工程法含水率预测技术路线见图2。

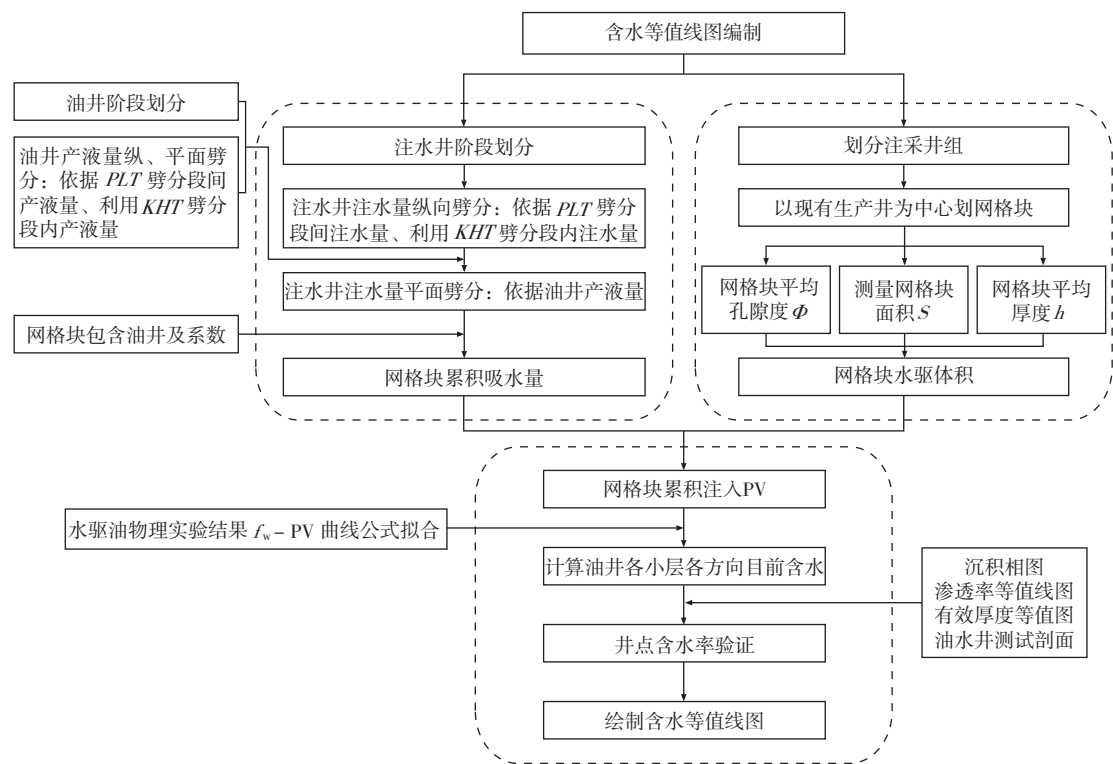


图2 改进的油藏工程含水等值线图绘制流程

1.1 流动单元划分及水驱体积计算

1.1.1 划分流动单元注采网格块

结合P油田构造及井网特点,计算流动单元注采网格块划分原则为:对井网完善部位以反9点井网劈分;对井网不完善部位以反5点法井网劈分(见图3);距离断层小于半个井距(100~150 m)处认为注入水可驱至断层面上;距离断层大于半个井距(大于150 m)处认为注入水仅驱至油井井点处;当两口注水井相邻时认为注入水能够驱至两注水井之间,并以其中点为界限劈分。依据以上原则,对P油田1区27个注水井组31个小层进行注采网格块划分,共划分网格块2 914个。

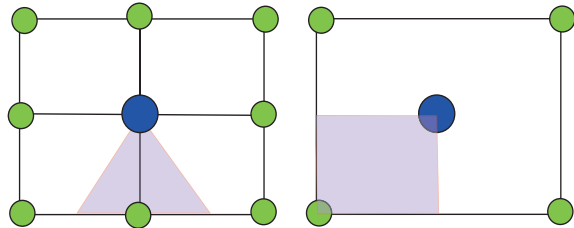


图3 不同井网注采网格块划分示意

1.1.2 确定劈分系数

结合油水井注采受效信息,明确油井与水井的受效情况,劈分系数分为两种:当废弃井属于单个或多个注采井组,但在同一个井组网格块中完全位于注采网格块内时,劈分系数为1.0;当废弃井属于

单个注采井组,且位于同一注水井组不同网格块的连线上时,劈分系数为0.5,详见图4和表1。

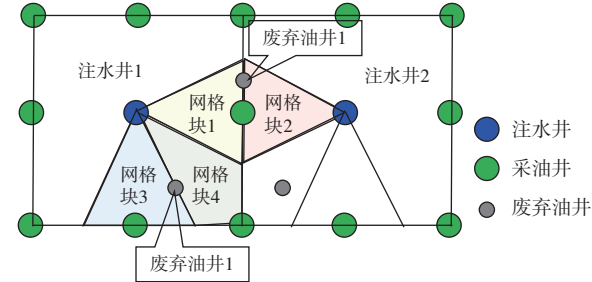


图4 油井在不同网格块的劈分系数示意

表1 油井在不同网格块的劈分系数

小层	网格块	井组单元	废弃井及系数
P50	网格块1	注水井1	废弃井1 1.0
P50	网格块2	注水井2	废弃井1 1.0
P50	网格块3	注水井1	废弃井2 0.5
P50	网格块4	注水井1	废弃井2 0.5

1.1.3 计算网格块水驱体积

测量各网格块小层的控制面积 S ,网格块平均厚度、孔隙度取生产井与注水井的平均值,求取网格块孔隙体积:

$$V = Sh\varphi \tag{1}$$

式中, V 为网格块孔隙体积, m^3 ; S 为网格块面积, m^2 ; h 为网格块平均厚度, m ; φ 为网格块孔隙度,

小数。

由水驱体积波及系数与开发时间关系式^[21]求取水驱体积波及系数：

$$E_v = \frac{N_R [1 - e^{-(t^{b+1}/c)}]}{N_{om}} \quad (2)$$

式中, E_v 为水驱波及系数, 小数; N_R 为可采储量, 10^4 t; t 为开发时间, a; N_{om} 为可动油储量, 10^4 t; b 和 c 为威布尔模型常数^[21]。

求取网格块水驱体积：

$$V_w = VE_v = Sh\phi E_v \quad (3)$$

式中, V_w 为网格块水驱波及体积, m^3 。

1.2 井组注水量平面及纵向劈分

1.2.1 注水量纵向劈分

首先依据水井 PLT 测试次数及日期划分注水井注水阶段, 由阶段内日注水量累加得到各阶段注水量 Q_{inj} ; 然后对注入水按 PLT 吸水比例进行段间注水量劈分, 得到某注水阶段注水量; 注水量段内劈分时综合考虑各小层渗透率 K_{oik} 、油水井连通厚度 $H_{连ik}$ 、该注水阶段内不同油井生产时间 T_{ok} , 作为注水量段内小层劈分因子 δ_i , 求取各小层阶段注水量 Q_{injCj} , 再将各注水阶段注水量求和, 得到小层累计注水量 Q_{injC} (见图 5)。

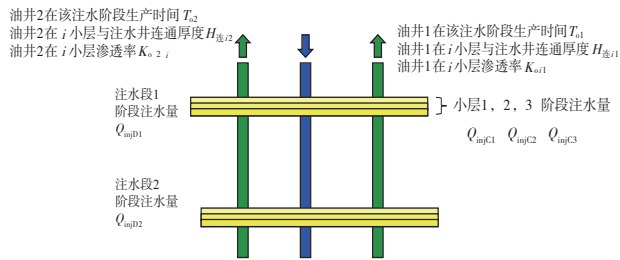


图5 引入生产时间校正因子 T_o 的注入水纵向劈分示意

$$\delta_i = \sum_{k=1}^K K_{oik} H_{连ik} T_{ok} \quad (4)$$

式中, δ_i 为段内各小层注水量劈分因子, $10^{-3} \mu m^2 \cdot m \cdot d$; K_{oik} 为 i 小层 k 油井处渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; K 为小层内该井组油井数量, 口; $H_{连ik}$ 为 i 小层 k 油井与该注水井连通生产厚度, m; T_{ok} 为 k 油井在该注水阶段内的生产时间, d。

由段内各小层注水量劈分因子和某注水阶段注水量得各小层阶段注水量：

$$Q_{injCj} = Q_{injD} \delta_i / \sum_{i=1}^I \delta_i \quad (5)$$

式中, Q_{injCj} 为各小层阶段注水量, $10^4 m^3$; Q_{injD} 为某注水阶段注水量, $10^4 m^3$; I 为该注水阶段内小层总数。

由各小层阶段注水量求取小层累计注水量：

$$Q_{injC} = \sum_{j=1}^J Q_{injCj} \quad (6)$$

式中, Q_{injC} 为各小层累计注水量, $10^4 m^3$; J 为该注水井根据吸水剖面测试次数划分的注水阶段数。

1.2.2 注水量平面劈分

由于储层平面非均质性强、储层水敏易污染, 裸眼完井和压裂砾石充填完井的产液能力差异较大等影响, P 油田平面产液结构差异大, 利用储层物性 KH 进行注入水平面劈分误差较大。针对 P 油田平面产液结构差异大特点, 采用不同方向产液量作为劈分因子代替 KH 进行注入水平面劈分, 令注入水平面劈分更准确。

第一步求取注入水平面劈分系数, 即油井产液量在各小层及各注水方向的劈分结果。油井产液量劈分过程与注水井纵向劈分类似, 首先依据油井产液剖面测试次数及日期划分油井生产阶段, 由阶段内日产液量累加得到该阶段产液量 Q_L ; 然后对产液量按纵向产液比例进行段间劈分, 得到该生产阶段产液量 Q_{LD} ; 产液量段内劈分时综合考虑各小层渗透率 K_{wim} 、油水井连通厚度 $H_{w连im}$ 、该生产阶段内不同水井注水时间 T_{wm} , 作为产液量段内小层劈分因子 θ_i , 求取各小层阶段产液量 Q_{LCj} , 再将小层阶段产液量根据平面各注水井物性及生产时间作为劈分因子 α_i 进行各方向劈分, 得到各小层油井产液在各注水井方向劈分结果 Q_{LCjm} 。最后将各生产阶段产液量劈分结果求和, 得到各油井在某小层各方向产液量 Q_{LCm} , 再进行注水量平面劈分, 得到注水井在某小层各生产方向的注水量 Q_{injCk} 。求取过程如下：

$$\theta_i = \sum_{m=1}^M K_{wim} H_{w连im} T_{wm} \quad (7)$$

式中, θ_i 为段内各小层产液量劈分因子, $10^{-3} \mu m^2 \cdot m \cdot d$; K_{wim} 为 i 小层 m 水井处渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; M 为小层内与该油井有注采关系的水井数, 口; $H_{w连im}$ 为 i 小层 m 水井与油井连通生产厚度, m; T_{wm} 为 m 水井在该生产阶段内的注水时间, d。

由段内各小层产液量劈分因子和该生产阶段产液量得各小层阶段产液量：

$$Q_{LCj} = Q_{LD} \theta_i / \sum_{i=1}^I \theta_i \quad (8)$$

式中, Q_{LCj} 为各小层阶段产液量, $10^4 m^3$; Q_{LD} 为某生产阶段产液量, $10^4 m^3$; I 为该生产阶段内小层总数, 个。

由各小层阶段产液量根据平面各注水井物性及生产时间作为劈分因子 α_i 进行各方向劈分,得到各小层油井产液在各注水井方向劈分结果 Q_{LCjm} :

$$\alpha_i = K_{wim} H_{w连im} T_{wm} \quad (9)$$

式中, α_i 为层内各方向产液量劈分因子, $10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m} \cdot \text{d}$ 。

$$Q_{LCjm} = Q_{LCj} \alpha_i / \theta_i \quad (10)$$

式中, Q_{LCjm} 为油井该阶段某小层 m 水井方向产液量, 10^4 m^3 。

最后将各生产阶段产液量劈分结果求和,得到各油井在某小层各水井方向的产液量 Q_{LCk} ,再进行注水量平面劈分,得到注水井在某小层各生产方向的注水量 Q_{injCk} 。

$$Q_{injCk} = Q_{injC} Q_{LCk} / \sum_{k=1}^K Q_{LCk} \quad (11)$$

式中, Q_{injCk} 为该注水井 i 小层在油井 k 方向的累计注水量, 10^4 m^3 ; Q_{LCk} 为 i 小层该水井方向油井 k 产液量, 10^4 m^3 ; K 为小层内该井组油井数量,口。

1.2.3 计算网格块吸水量

各小层根据网格块包含油井、油井在该方向劈分吸水量及劈分系数进行网格块吸水量汇总。如图6所示,假如在某小层网格块1内包含4口油井(1口在线井,3口废弃井),4口油井在该小层来自注水

井1方向的劈分注水量分别为 Q_{injC1} 、 Q_{injC2} 、 Q_{injC3} 、 Q_{injC4} ,则网格块1在该小层的累计吸水量为:

$$Q_{injC} = Q_{injC1} + Q_{injC2} + Q_{injC4} + 0.5Q_{injC3} \quad (12)$$

式中, Q_{injC} 为该网格块在该小层的累计吸水量, 10^4 m^3 。

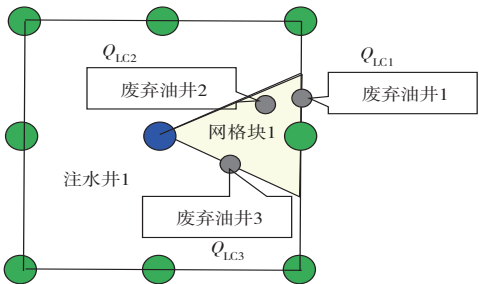


图6 网格块吸水量求取

1.3 注水倍数及井点含水率计算

1.3.1 计算网格块注水倍数

由小层网格块吸水量、网格块水驱体积计算该井点该小层该方向注水倍数。

$$P_v = Q_{ing} / V_w \quad (13)$$

式中, P_v 为网格块注水倍数,小数; Q_{ing} 为网格块吸水量, m^3 。

1.3.2 井点含水率计算

由油田7个岩心水驱油实验数据,回归拟合不同注水倍数与含水率的关系曲线(见图7)。

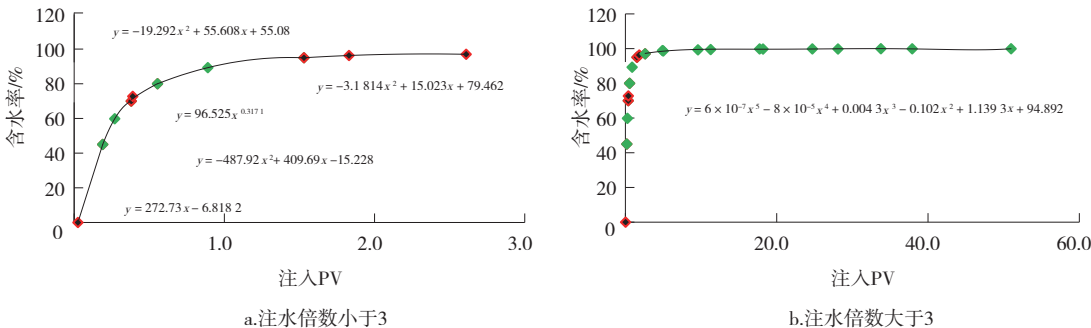


图7 P油田水驱油实验注水倍数与含水率关系曲线

利用岩心水驱油实验注水倍数与含水率关系曲线拟合公式,计算井点各水驱方向含水率。同时,利用沉积相图、渗透率等值图、有效厚度等值图、生产现状、油井产液剖面、新井测井解释数据等资料综合确定油井各小层目前含水。

1.4 小层平面含水等值线图勾绘

小层平面含水等值线图勾绘遵循以下原则:以渗流理论和水驱实验结果为基础,主流线含水等值线按照油水井含水等分内插,由水井逐步向油井画

线;同一等值线的向油井的弧度遵循椭圆规则(结合沉积微相变化,等值线形态相应变化),两椭圆弧线相交处圆滑处理。

对P油田16个主要生产小层进行含水等值图勾绘(见图8),结果表明:P油田储层纵向上I类储层水驱波及较广、水淹严重,II、III类储层水驱波及相对局限、水淹较轻;平面上断层附近、平台相接区、无井控区及局部井控区水淹较轻,剩余油相对富集。

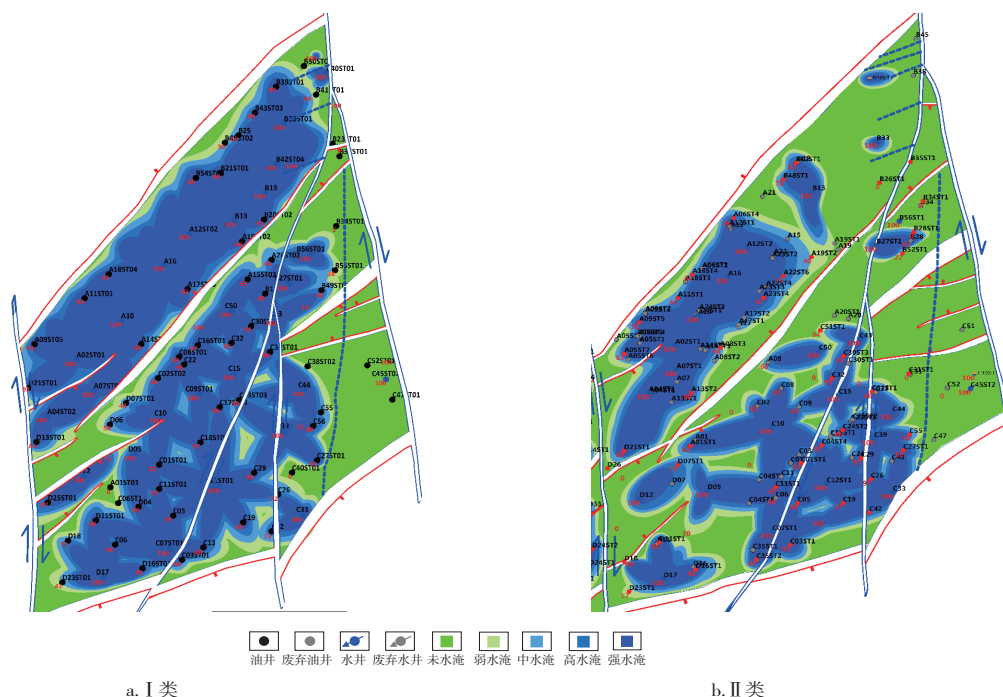


图8 P油田I类与II类储层含水率分布

2 方法验证及矿场应用

2.1 方法验证

利用新钻井测井水淹资料对改进的油藏工程

法小层含水率预测结果进行验证。

以调整井 A13ST1 井为例,该井测井解释 L50、L72、L88 小层强水淹,L54 小层弱水淹,与本方法预测结果一致(见图 9)。

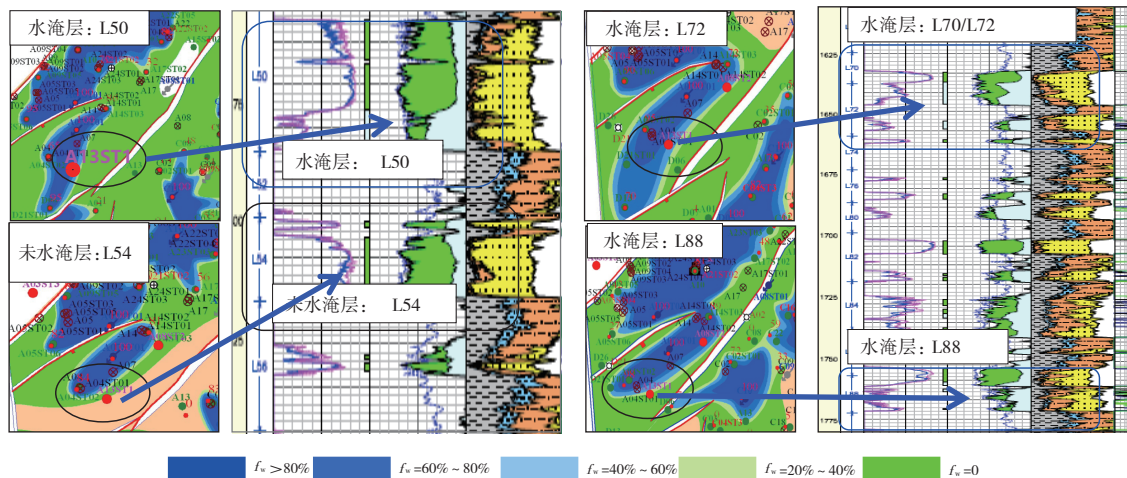


图9 P油田A13ST1井含水率预测结果验证

利用测井资料,对P油田2018年6口侧钻井84个井点水淹状况进行验证,77个井点水淹预测与测井解释匹配,准确率90.1%,表明该方法预测储层含水率具有较高的准确性,可指导油田调整井实施及方案部署。

2.2 矿场应用

用改进的油藏工程法小层含水率预测指导P油田调整井井位部署,矿场应用结果表明:该方法研

究精度较高,如C14ST4井,部署井位时在强水淹层位P72/P82往边部甩靶点60 m(见图10),在区块综合含水83%时该井初期含水率低,约5%,低含水期持续时间长达1 a,初期产油量高达230 m³/d。

2018—2021 年利用该方法指导 P 油田调整井井位部署 38 口, 38 口侧钻井初期产量平均 $83 \text{ m}^3/\text{d}$, 较侧钻前平均单井日增油 $53 \text{ m}^3/\text{d}$, 含水率下降 25%, 累计提高油田采收率 2.6%。

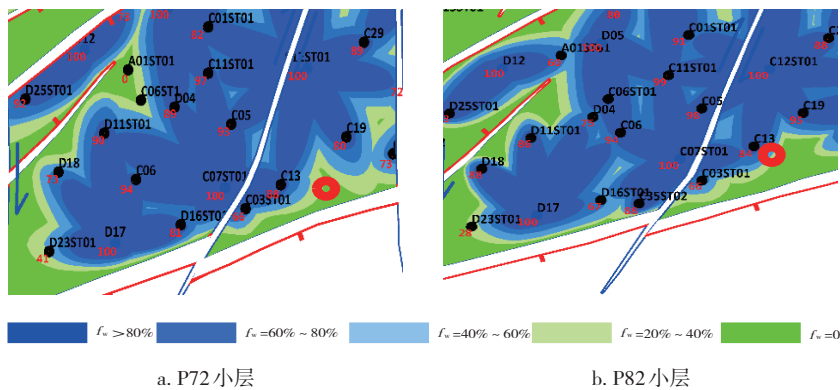


图10 P油田C14ST4井位部署

3 结论

(1)针对P油田地质和开发特点,综合利用地质、动态、生产、测井、水驱油试验等资料,采用油藏工程法对复杂地质及开发条件下的储层含水率进行预测,形成了一套适用于海上变井网多层合采油田油藏工程法含水率预测技术。

(2)储层含水定量描述结果表明,P油田储层纵向上I类储层水驱波及较广、水淹严重,II、III类储层水驱波及相对局限、水淹较轻;平面上断层附近、平台相接区、无井控区及局部井控区水淹较轻,剩余油相对富集。

(3)通过测井资料验证,提出的海上变井网多层合采油田油藏工程法含水率预测技术准确率90.1%,在P油田实施加密调整井取得了较好的开发效果。

参考文献:

[1] 莫建武,孙卫,杨希濮,等. 严重层间非均质油藏水驱效果及影响因素研究[J]. 西北大学学报(自然科学版),2011,41(1): 113-118.

[2] 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.

[3] 罗水亮,曾流芳,李林祥,等. 多油层复杂断块油藏开发层系细分研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2010,32(6): 98-102.

[4] 李廷礼,刘彦成,于登飞,等. 海上大型河流相稠油油田高含水期开发模式研究与实践[J]. 地质科技情报,2019,38(3): 141-146.

[5] 姜汉桥,姚军,姜瑞忠. 油藏工程原理与方法[M]. 东营:石油大学出版社,2002.

[6] 冯其红,隋园园,陈先超,等. 单层剩余油饱和度定量预测研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2011,33(6): 117-120.

[7] 涂兴万,陈林媛,莫文丽,等. 高含水期复杂断块油藏剩余油分布及挖潜[J]. 西南石油学院学报(自然科学

版),2004,26(1): 39-42.

[8] 宋考平,王立军,何鲜,等. 单层剩余油分布及动态指标预测动态劈分法[J]. 石油学报,2000,21(6): 122-126,134.

[9] 魏兆亮,黄尚军. 高含水期油藏数值模拟技术和方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2008,30(1): 103-105.

[10] 温柔,李莉,孙亚君,等. 单井组精细数值模拟在王窑油藏开发中的应用[J]. 国外测井技术,2019,40(5): 57-59.

[11] 韩鑫,汤明光,陈健,等. 中高含水期油藏精细数值模拟技术研究[J]. 化工管理,2016(15): 85-86.

[12] 周杨. 油藏数值模拟在剩余油预测中的不确定性分析[J]. 石化技术,2015,22(3): 89.

[13] 张悦. 利用数值模拟进行油藏剩余油描述及开发方案预测[J]. 山东化工,2020,49(1): 106-109,120.

[14] 周芸,张烈辉,罗建新,等. M油藏剩余油分布数值模拟研究[J]. 非常规油气,2017,4(2): 95-98.

[15] 苏彦春. 海上大井距多层合采稠油油田剩余油定量描述技术及其应用[J]. 中国海上油气,2012,24(S1): 82-85.

[16] 巢华庆. 大庆油田提高采收率研究与实践[M]. 北京:石油工业出版社,2006.

[17] 刘丁曾,李伯虎. 大庆萨葡油层多层砂岩油藏[M]. 北京:石油工业出版社,1997: 134-190.

[18] 张继成,梁文福,赵玲,等. 喇嘛甸油田特高含水期开发形势分析[J]. 大庆石油学院学报,2005,29(3): 23-25.

[19] 束青林,张本华,毛卫荣,等. 孤岛油田特高含水期提高采收率技术措施及效果[J]. 油气地质与采收率,2009,16(5): 52-55.

[20] 顾保祥,刘维永. 绥中36-1油田水淹层密闭取心饱和度校正[J]. 中国海上油气,2008,20(1): 38-40.

[21] 陈元千. 水驱体积波及系数变化关系的研究[J]. 油气地质与采收率,2001,8(6): 49-51.

(编辑 谢 葵)