

文章编号:1009-9603(2021)04-0120-11

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.04.015

海上老油田多层油藏加密井产能评价方法

——以渤海A油田N区块为例

郜益华¹,姜彬¹,张迎春²,苑志旺¹,康博韬¹,段瑞凯¹,李晨曦¹,陈国宁¹

(1.中海油研究总院有限责任公司,北京 100028; 2.中联煤层气有限责任公司,北京 100026)

摘要:由于层间非均质性、投产初期见水等因素影响,海上老油田多层油藏加密井产能评价难度较大。目前通常引入层间干扰系数描述多层合采对产能的影响,但其定量表征是一大难题。因此,基于老油田动静态资料,提出一种多层油藏加密井产能评价新方法。综合测井解释水淹成果、MDT测压资料、PLT测试资料以及静态地质认识,建立多层油藏注采受效分析方法,剔除对稳定产能无贡献的注采不受效层的影响;在此基础上,利用动态相对渗透率计算无因次采液指数,宏观表征不同含水率下层间非均质性对多层合采加密井产能的影响。基于上述方法形成不同含水率下老油田多层油藏加密井产能评价图版和流程。通过对渤海A油田N区块新投产加密井的产能分析,验证方法的可靠性,同时建立不同产量目标下的加密井流动系数下限筛选图版,指导加密井井位初选。

关键词:多层油藏;加密井;注采受效率;动态相对渗透率;含水率

中图分类号:TE53

文献标识码:A

Evaluation method for infill well productivity of multi-layer reservoirs in old offshore oilfields: A case of Block N in Bohai A Oilfield

GAO Yihua¹, JIANG Bin¹, ZHANG Yingchun², YUAN Zhiwang¹, KANG Botao¹,

DUAN Ruikai¹, LI Chenxi¹, CHEN Guoning¹

(1.CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing City, 100028, China;

2.China United Coalbed Methane Co., Ltd., Beijing City, 100026, China)

Abstract: It is difficult to evaluate the infill well productivity of multi-layer reservoirs in old offshore oilfields due to the interlayer heterogeneity of producers and water breakthrough at the initial stage of production. Interlayer interference coefficient is usually used to describe the effect of commingled production on infill well productivity in multi-layer reservoirs. However, the interlayer interference coefficient can hardly be quantitatively characterized. To solve this, with dynamic and static data from old offshore oilfields, we propose a new method to evaluate the infill well productivity of multi-layer reservoirs. The paper introduces the concept of injection-production affection efficiency. A method that analyzes the injection-production affection efficiency of multi-layer reservoirs is worked out by integrating modular dynamics test (MDT) results, production logging test (PLT) results, logging interpretation results of water-out reservoirs, and static geological knowledge. By the method, the unaffected layers without contribution to stable productivity can be identified. Furthermore, the dynamic relative permeability is used to calculate the dimensionless liquid productivity index, macroscopically characterizing the effect of interlayer heterogeneity on infill well productivity of commingled production at different water cuts. The chart and process of evaluating infill well productivity of multi-layer reservoirs in old offshore oilfields at different water cuts are established. The reliability of this method is verified by productivity analysis of newly infill wells in Block N of Bohai A Oilfield. The flow coefficient lower-limits of infill wells at various production goals are charted to guide the primary selection of infill well location.

Key words: multi-layer reservoir; infill well; injection-production affection efficiency; dynamic relative permeability; wa-

收稿日期:2020-11-11。

作者简介:郜益华(1992—),男,山西大同人,工程师,硕士,从事油气田开发理论与应用方面的研究。E-mail:gyhupc@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“海外重点油气田开发钻井关键技术”(2017ZX05032-004)。

ter cut

渤海A油田属于典型的海上多层油藏,开发初期以一套层系合采为主,自2013年开始进行综合调整,逐步形成明化镇组、馆陶组上亚段、馆陶组下亚段3套开发层系。通过多年动态分析和开发规律研究,3套层系仍无法满足该油田的高效开发。2019年开始进行深化治理,通过加密井网进一步开展层系重组。而加密井的产能评价对调整方案的编制具有重要意义,其评价结果将直接关系到调整方案的经济性^[1-2]。

对于海上老油田多层油藏加密井的产能评价目前难度较大,主要原因有2方面:受各层注采井网完善程度、纵向层间非均质性等因素影响^[3-14],部分射开层对加密井稳定产能几乎没有贡献,需要综合分析各层动态注采受效情况对加密井产能的影响;同时老油田经过多次调整储层已发生不同程度的水淹,投产初期即含水是许多海上老油田加密井的显著开发特征,因此需要考虑不同含水率对多层合采井产能的影响^[1,11,15]。对于多层合采井部分储层对产能贡献低甚至无贡献的现象,许多学者采用层间干扰系数来表征^[5-18],该物理量的引入从理论角度定义了注采井纵向非均质性对多层合采井产能的影响。但对于层间干扰系数的定量表征一直是研究的难点,目前主要包括室内物理实验模拟^[6,10]、分采管柱实测^[13]、油藏工程方法理论计算^[14,18]、实际动态数据反演^[6,15-17]4类方法。其中物理实验模拟可以得到清晰明确的研究结果,但是由于考虑因素有限和模拟尺度的影响无法直接应用于矿场^[6,10];分采管柱实测层间干扰系数的方法虽然准确度较高,但费时费力,同时考虑海上作业成本和平台作业量限制,实际操作成本高^[6,13];基于油藏工程方法理论推导层间干扰系数,逻辑严谨、易于推广,但偏于理想^[6,14,18];而利用实际动态数据反演层间干扰系数无需海上作业且可靠性较高,但该方法的局限性在于需要大量准确程度较高的动静态资料配合,否则反演得到的结果可能是影响加密井产能的其他因素而非单一层间干扰因素,实际应用难度较大^[6,15-17]。而针对不同含水率对加密井产能的影响,马奎前等总结了渤海S油田米采油指数与含水率的关系,定性地描述了含水率对加密井产能的影响^[1];黄世军等均引入不同含水阶段层间干扰系数和相对渗透率来定量表征含水率对多层合采井产能的影响^[11,15]。

基于老油田动静态资料提出一种多层油藏加

密井产能评价的新思路和方法。在注采连通率的基础上引入注采受效率的概念和分析流程,剔除对稳定产能无贡献的注采不受效层,仅研究注采受效层对多层油藏加密井稳定产能的影响;同时利用老油田生产数据计算动态相对渗透率和无因次采液指数,校正含水率对多层合采井产能的影响,以渤海A油田N区块的现场应用验证方法的可靠性。

1 多层油藏注采受效分析方法

1.1 注采受效率的定义

对于多层油藏,通常采用注采连通率来表征注水井与采油井的注采连通情况,注采连通率指现有井网条件下与注水井连通的采油井射开有效厚度与采油井射开总有效厚度之比^[19-21]。该物理量的局限性在于注重从静态上描述注采井之间的连通关系,对实际开发中的动态注采受效情况考虑不足。

针对上述问题,引入注采受效率来表征动态注采受效情况。注采受效率是指在目前井网条件下与注水井形成有效注采关系的采油井射开有效厚度占采油井射开总有效厚度的比例。引入注采受效率的目的在于以油井为中心从静态和动态2方面描述老油田加密井的受效情况,更好地表征多层合采条件下动态注采连通性,从而剔除对稳定产能无贡献的注采不受效层的影响。

1.2 注采受效分析流程

根据引入的注采受效率定义,综合测井解释水淹成果、MDT测压资料、PLT测试资料以及静态地质认识,建立针对海上老油田多层油藏的注采受效分析流程(图1)。

以待分析生产井过路小层为索引,逐小层分析待分析井注采受效情况。主要流程如下:①根据待分析井或其近期投产邻井钻后测井解释水淹情况分析注采受效情况。若待分析井测井解释结果为小层中已水淹,或者待分析井测井解释结果为小层中未水淹但周围邻井水淹,且由老井注采流线判断待分析井位于老井注采流线附近,说明待分析井与注水井连通且受效,则待分析井在该小层射孔后将注采受效,例如情况一;若待分析井及其周围邻井均未水淹,则仅利用水淹解释结果无法确定是否注采受效。②根据待分析井MDT测压资料显示的超欠压情况分析注采受效情况。对于待分析井及其邻井在该小层均未水淹的情况,若MDT显示待分析

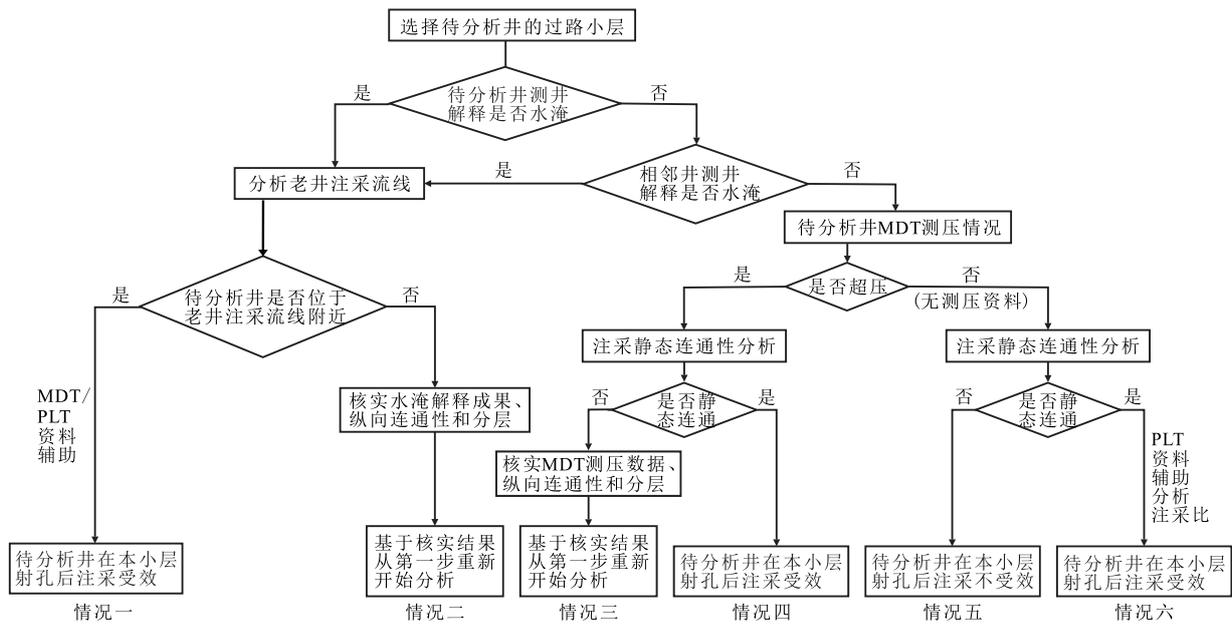


图1 海上老油田多层油藏生产井注采受效分析流程

Fig.1 Analysis process of injection-production affection efficiency for producers in multi-layer reservoirs of old offshore oilfields

井在该小层超压且注采井静态连通,说明注水导致超压,则待分析井在该小层射孔后注采受效,例如情况四;若MDT显示待分析井在该小层欠压或无MDT测试资料,且注采静态不连通或连通性差,说明发生过短期衰竭开发造成欠压,则待分析井在该小层注采不受效,对稳定产能基本无贡献,例如情况五;若待分析井在该小层欠压或无MDT测试资料,但静态注采连通性好,说明注采不平衡造成欠压,则待分析井在该小层射孔后注采受效,例如情况六。③根据PLT资料辅助分析注采受效情况。对于MDT欠压且注采受效的情况,例如情况六或情况一中MDT欠压时,根据PLT测试资料估算井组在该小层内的累积注采比,若累积注采比小于1则注采受效分析结果合理。④对于水淹解释成果、MDT测压资料、PLT测试资料与注采受效分析结果存在相互矛盾的情况,需核实水淹解释、MDT测压数据及纵向小层划分可靠性和局部纵向连通的可能性,根据核实后的结果依据步骤①—③重新分析,例如情况二和三。其中情况二测井解释水淹但根据老井注采流线分析未找到来水方向和对对应注水井,则需核实水淹解释成果的可靠性、是否存在局部纵向连通或纵向小层划分可靠性等问题;对于情况三MDT测试超压而静态注采不连通,无注水来源,则需核实MDT测试结果的可靠性,是否存在局部纵向连通或纵向小层划分可靠性等问题。

1.3 注采受效分析实例

为了详细阐明注采受效率的分析流程,对图1

中的情况一、四、五、六分别给出了具体的分析实例。

情况一:以B-6井在L102层的注采受效情况分析为例(图2)。测井解释结果为B-6井在L102层底部强水淹(图2a),说明该井在该层存在受效注水井。同时B-6井位于老井B-18和B-19的注采主流线上(图2b),而连井剖面 and 厚度分布图显示注水井B-18与B-6井静态连通性好(图2a和2b)。而PLT测试结果表明注水井B-18在L102层吸水比例为29%(图2c),吸水量较高。综合上述分析,生产井B-6在L102层与注水井B-18注采受效。

情况四:以B-7井在L76层的注采受效情况分析为例(图3)。测井解释结果为B-7井在L76层未水淹(图3a),仅基于该资料无法判断注采受效情况。而MDT测压资料表明B-7井在L76层超压(图3c),说明B-7井与注水井连通,累积注采比大于1造成井点处超压。同时连井剖面 and 厚度分布图显示注水井B-16与B-7井静态连通性好(图3a和3b),而B-7井位于老井B-16与B-13井注采主流线附近(图3b)。PLT测试结果表明注水井B-16在L60—L76层吸水比例为29%,吸水比例高。综合上述分析,生产井B-7井在L76层与注水井B-16注采受效。

情况五:以B-8井在L90层的注采受效情况分析为例(图4)。测井解释结果表明B-8井在L90层未发生水淹,仅基于该资料无法判断注采受效情况。而B-8—B-18—B-17连井剖面 and 厚度分布图显示B-8井与注水井B-17和B-18静态不连通或连

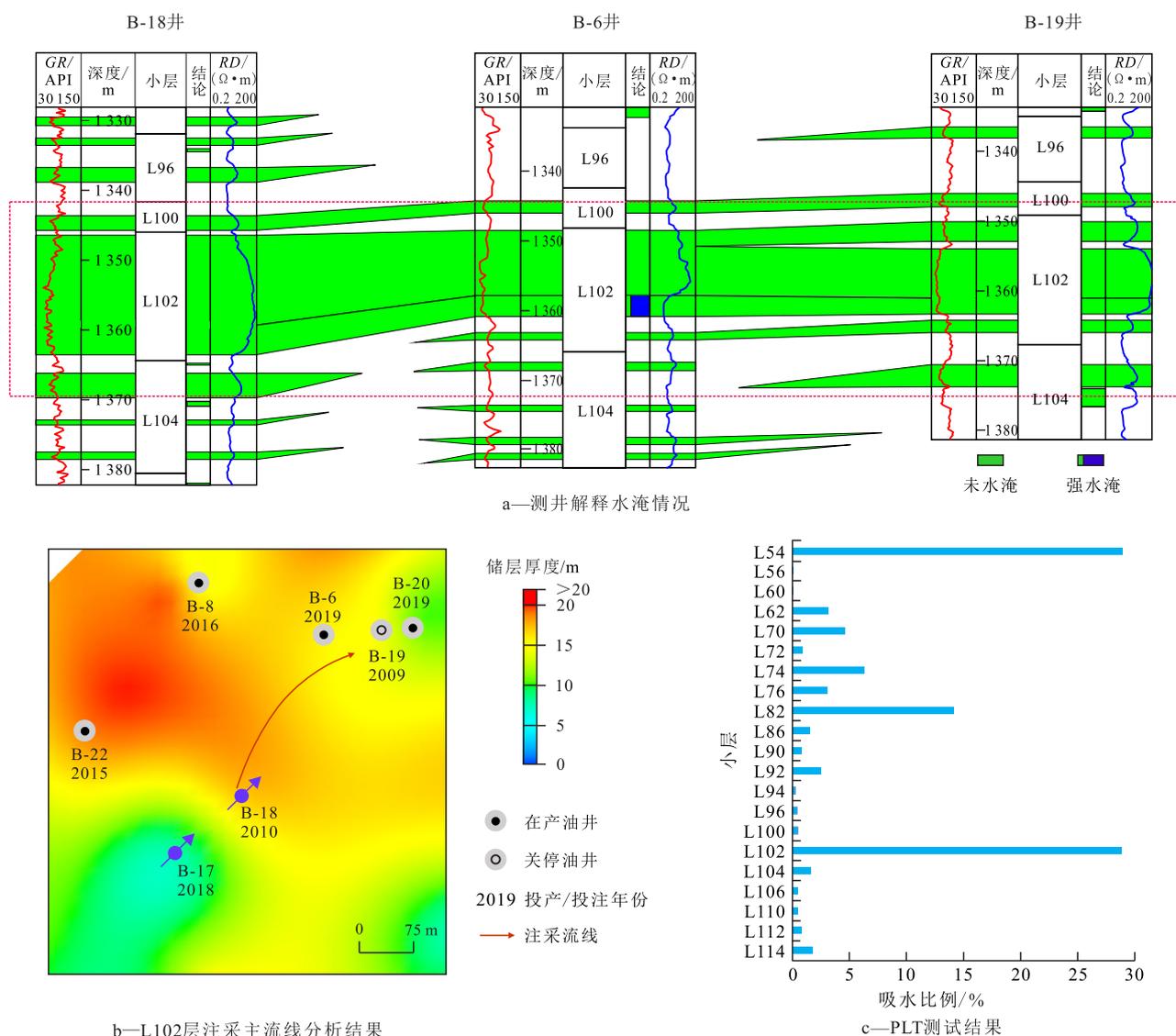


图2 情况一注采受效分析过程

Fig.2 Analysis process of injection-production affection in Case1

通性差(图4a和4b)。PLT测试结果表明注水井在L90层吸水比例仅为0.8%,吸水比例很低,说明未形成有效注采关系。综合上述分析,生产井B-8在L90层注采不受效。

情况六:以B-10井在L92层的注采受效情况分析为例(图5),测井解释结果表明B-10井在L92层未发生水淹,仅基于该资料无法判断注采受效情况。而B-17—B-10—B-15连井剖面和厚度分布图显示L92层发育3套砂体,而生产井B-10与注水井B-17和B-15在下部砂体静态连通(图5a和5b)。而MDT测压资料表明B-10井在L92层欠压(图5c),可能由于注采不平衡造成井点处欠压,需结合PLT测试资料验证。PLT测试结果表明注水井B-15和B-17在L92层吸水比例分别为5%和13%(图5d),吸水比例偏低,造成B-10井MDT测试欠压。

综合上述分析,生产井B-10与注水井B-15和B-17在L92层注采受效。

通过上述流程与方法,对渤海A油田N区块29口采用相同完井方式生产井的注采受效情况进行分析,并根据定义计算注采受效率。计算结果(表1)表明,该区块注采受效率差异较大,其值为36%~100%,平均注采受效率为73%,因此有必要开展细分层系加密调整,提高注采受效率,改善开发效果。

2 基于动态相对渗透率的产能校正方法

为描述含水率对产能的影响,利用油水相对渗透率计算无因次采液指数,以表征不同含水率下加

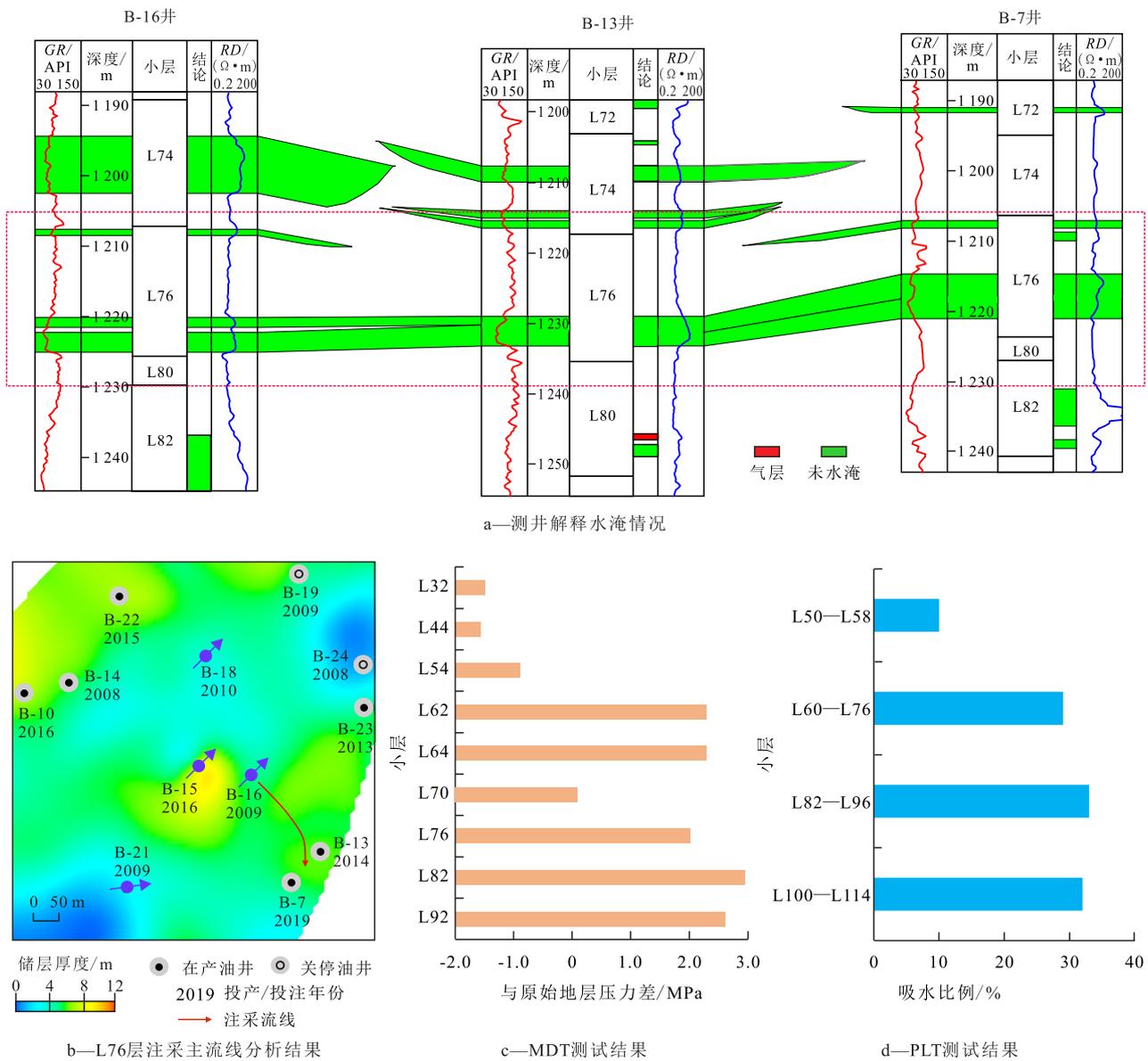


图3 情况四注采受效分析过程

Fig.3 Analysis process of injection-production affection in Case4

密井产能的变化。而一些学者的研究表明:岩心测试得到的相对渗透率很难反映油田层间和平面非均质性对油水流动能力和含水率变化规律的影响,而利用油田动态数据计算得到的相对渗透率不仅反映了油田岩石和流体的特征,也反映了非均质性对油水流动能力的影响^[22-24]。因此,利用海上老油田多层油藏动态数据计算动态相对渗透率和无因次采液指数,宏观地表征多层合采开发模式下纵向注采连通性差异和层间非均质性在不同含水率下对油水相对流动能力和加密井产能的影响,从而将不同含水率下的采液指数校正至无水采油期时的采油指数。

考虑到广适水驱曲线可用于不同含水率阶段,

且对海上水驱油藏适用性强^[25-26],基于广适水驱曲线计算动态相对渗透率。利用生产数据拟合广适水驱曲线,其表达式为^[25-26]:

$$N_p = N_R - a \frac{N_p^2}{W_p} \quad (1)$$

采用(1)式对渤海A油田N区块实际生产数据进行拟合,由结果(图6)可以看出,广适水驱曲线模型拟合效果较好,相关系数大于0.99,同时含水率整体拟合效果较好。根据拟合得到的系数 a, q 和 N_R ,计算得到水相指数、油相指数以及残余油饱和度下的水相相对渗透率,其表达式分别为^[26]:

$$n_w = \frac{2}{q} - 1 \quad (2)$$

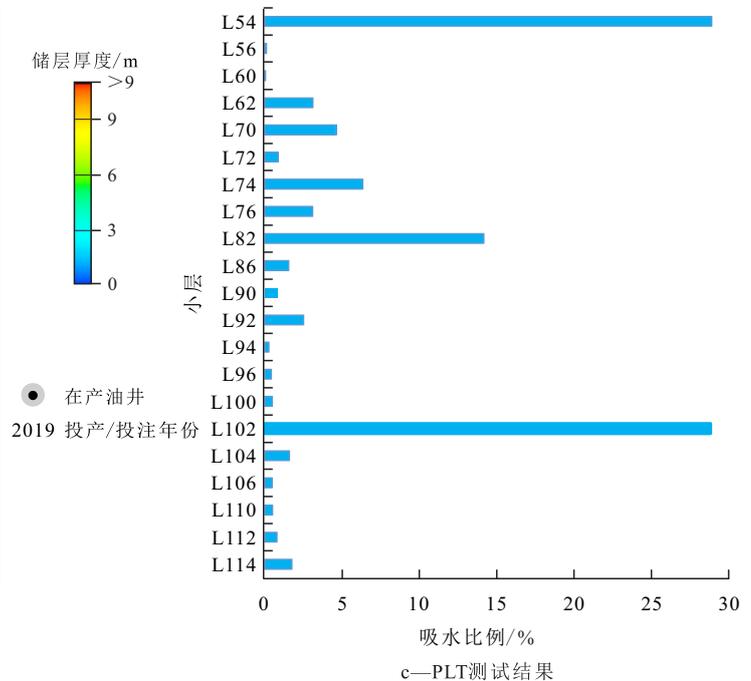
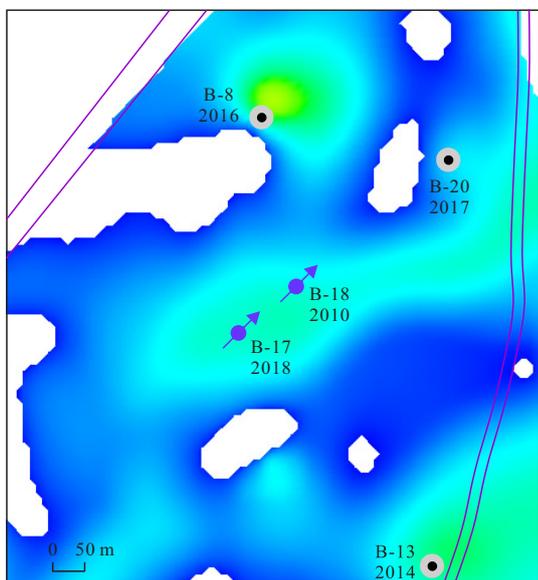
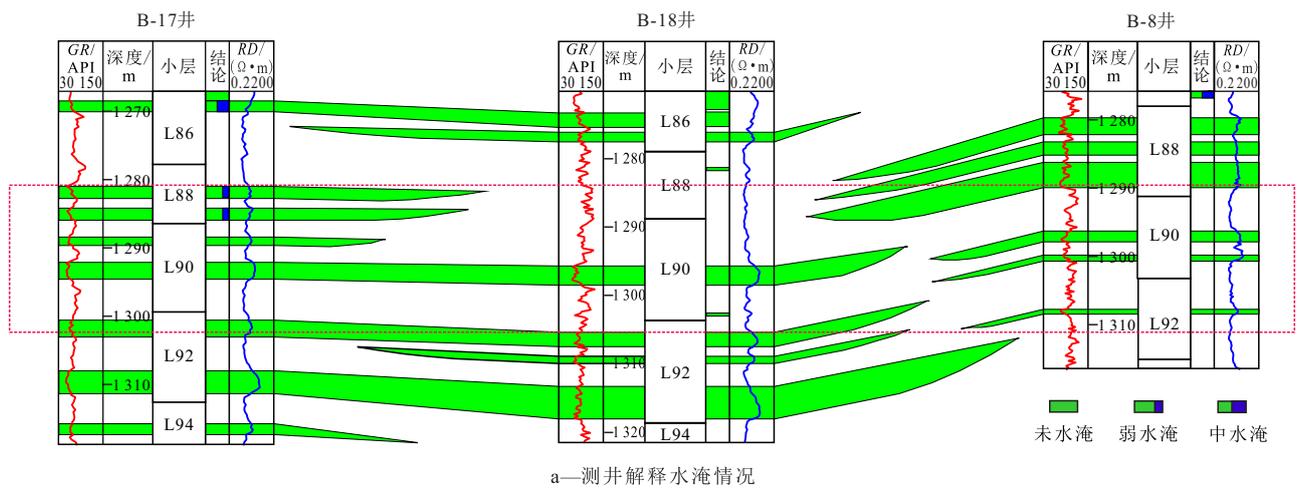


图4 情况五注采受效分析过程

Fig.4 Analysis process of injection-production affection in Case5

$$n_o = \frac{1}{q} + 1 \quad (3)$$

$$K_{rw}(S_{or}) = \frac{2a^{\frac{1}{q}}}{q} N_R^{\frac{1}{q}-1} \frac{\mu_w B_w K_{ro}(S_{wi})}{\mu_o B_o} \quad (4)$$

根据(2)—(4)式,得到动态水相相对渗透率和油相相对渗透率(图7),其计算式为^[26]:

$$K_{rw} = K_{rw}(S_{or}) \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right)^{n_w} \quad (5)$$

$$K_{ro} = K_{ro}(S_{wi}) \left(\frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right)^{n_o} \quad (6)$$

由动态相对渗透率计算无因次采液指数和无因次采油指数(图8),其表达式分别为:

$$J_{DL} = \frac{K_{ro}}{K_{ro}(S_{wi})} + \frac{K_{rw} \mu_o B_o}{K_{ro}(S_{wi}) \mu_w B_w} \quad (7)$$

$$J_{Do} = K_{ro} \quad (8)$$

根据无因次采液指数定义^[26],可以将任意含水率下采液指数校正至无水采油期采油指数,其校正方法为:

$$J_o(f_w = 0) = \frac{J_L(f_w = x)}{J_{DL}(f_w = x)} \quad (9)$$

应用上述方法,选取渤海A油田N区块相同完井方式下29口生产井,将其投产1 a平均采液指数校正至无水采油期采油指数作为产能评价图版的样本点。

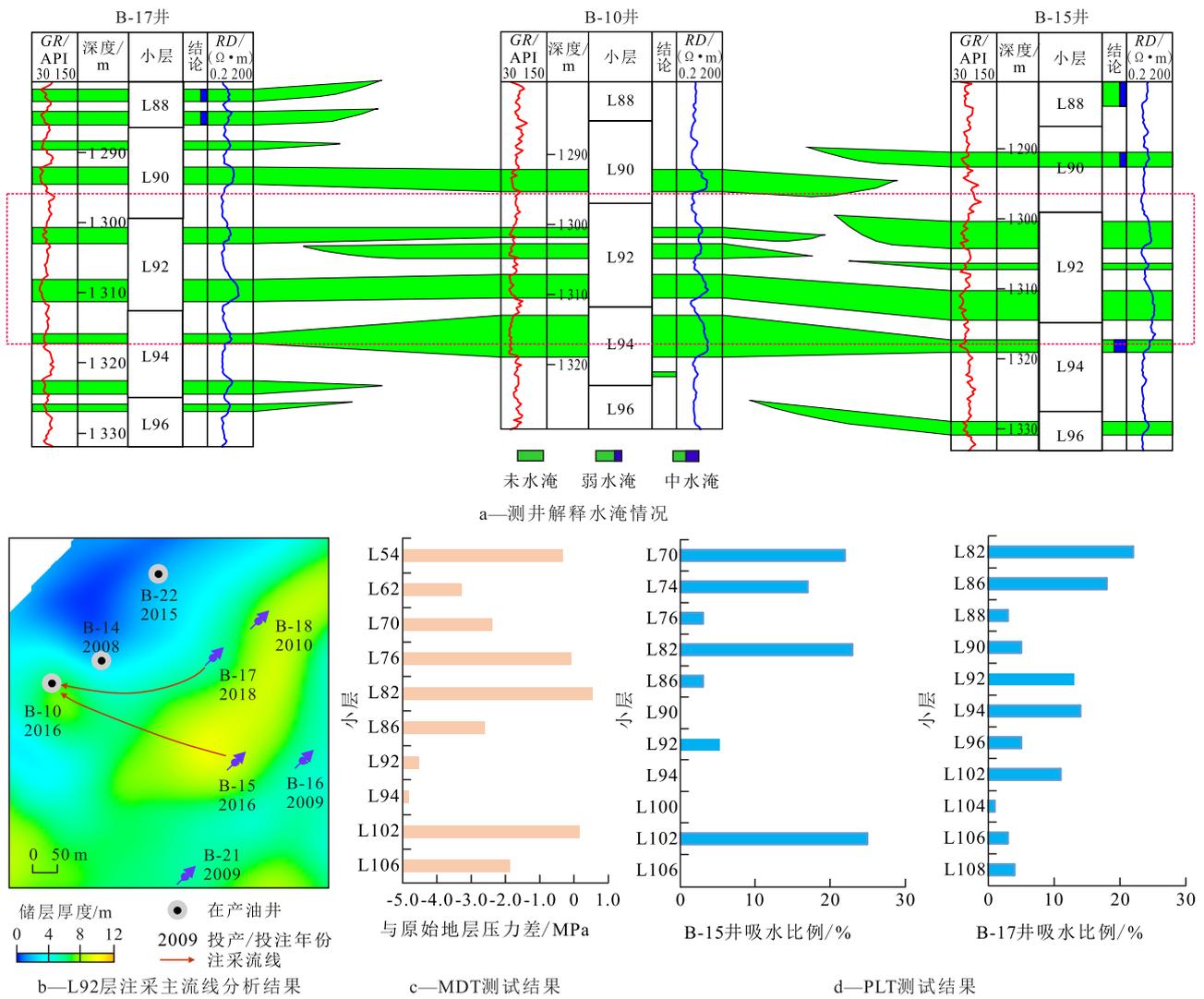


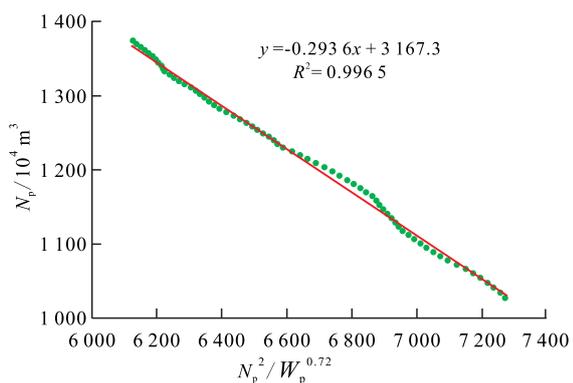
图5 情况六注采受效分析过程

Fig.5 Analysis process of injection-production affection in Case6

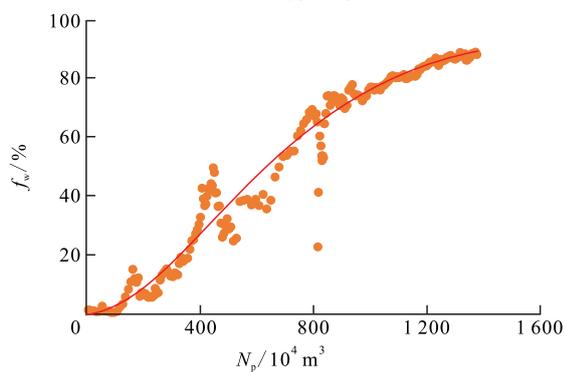
表1 渤海A油田N区块29口生产井注采受效率统计结果

Table1 Statistics of injection-production affection efficiencies of 29 wells in Block N of Bohai A Oilfield

井号	射开厚度/m	受效厚度/m	注采受效率/%	井号	射开厚度/m	受效厚度/m	注采受效率/%
A-1	31.0	28.8	93	A-16	39.8	23.3	59
A-2	37.2	33.4	90	A-17	44.7	33.5	75
A-3	25.7	16.4	64	B-1	48.7	46.2	95
A-4	45.9	20.8	45	B-2	73.7	73.7	100
A-5	32.4	24.3	75	B-3	39.1	18.1	46
A-6	44.7	44.70	100	B-4	41.6	35.8	86
A-7	52.9	39.1	74	B-5	44.3	28.1	63
A-8	25.2	25.2	100	B-6	48.7	32.0	66
A-9	38.0	34.1	90	B-7	29.0	19.5	67
A-10	38.6	38.5	100	B-8	55.3	23.1	42
A-11	43.5	43.5	100	B-9	46.9	23.3	50
A-12	41.3	27.8	67	B-10	50.6	25.9	51
A-13	47.0	47.0	100	B-11	61.0	34.6	57
A-14	29.5	24.9	84	B-12	35.7	18.0	50
A-15	45.4	16.4	36				



a—广适水驱曲线模型拟合结果



b—含水率拟合结果

图6 渤海A油田N区块实际生产数据拟合情况

Fig.6 Fitting results of actual production data in Block N of Bohai A Oilfield

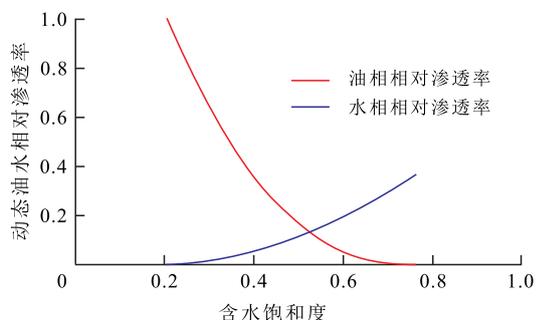


图7 基于生产数据的油水动态相对渗透率曲线

Fig.7 Dynamic relative permeability curves derived from production data

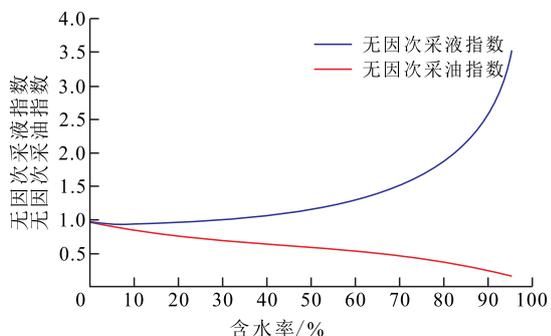


图8 基于动态相对渗透率的无因次采液指数和无因次采油指数

Fig.8 Dimensionless liquid productivity index and dimensionless oil productivity index derived from dynamic relative permeability

3 加密井产能评价新方法及其合理性论证

3.1 新方法的提出

通过注采受效率分析和基于动态相对渗透率的产能校正研究,可避免定量分析不同含水率下层间干扰对多层合采井产能影响的难题。选择渤海A油田N区块井底流压数据完整、采用相同完井方式的29口生产井为样本点,以生产1a的产能作为稳定产能,建立校正至无水采油期采油指数与注采受效率层流动系数的关系图版(图9)。由图9可以看出,校正至无水采油期采油指数与注采受效率层流动系数呈较好的线性关系。

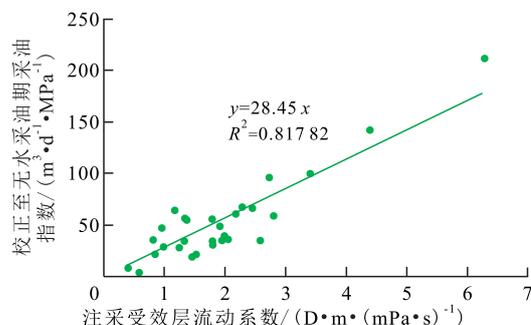


图9 校正至无水采油期采油指数与注采受效率层流动系数的关系图版

Fig.9 Relationship of oil productivity index in no-water-cut stage and flow coefficient of affected layers

基于图9,形成海上老油田多层油藏加密井产能评价方法。新评价方法的步骤为:①根据流程图1分析加密井注采受效率,计算注采受效率层流动系数。②根据图9和注采受效率层流动系数计算加密井无水采油期采油指数。③根据图8计算加密井在不同含水率下的无因次采液指数。④根据生产压差预测加密井在不同含水率下的产液量和产油量,其表达式如下:

$$Q_L(f_w) = J_o(f_w = 0) \cdot J_{DL}(f_w) \cdot \Delta p \quad (10)$$

$$Q_o(f_w) = Q_L(f_w) \cdot (1 - f_w) \quad (11)$$

3.2 合理性论证

为验证新方法的合理性,分别给出实际采液指数与注采受效率层流动系数关系图版、校正至无水采油期采油指数与射开层总流动系数图版(图10,图11)。对比图9和图10、图11可看出:图9的拟合率显著高于图10和图11,表明利用无水采油期采油指数与注采受效率层流动系数关系图版可以得到更加准确的加密井产能评价结果。其原因是:通过注采

受效率的分析,剔除了对稳定产能无贡献的注采不受效层的影响;同时通过动态相对渗透率将不同含水率下的采液指数校正至无水采油期采油指数,考虑了不同含水率阶段多层合采加密井产能的变化。

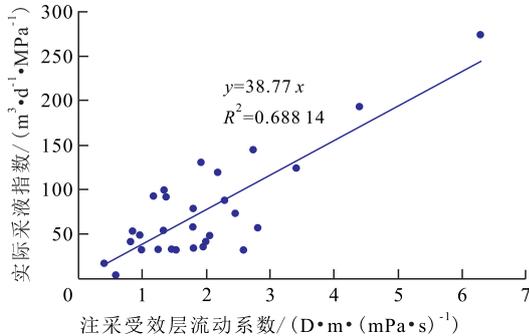


图10 实际采液指数与注采受效层流动系数关系图版

Fig.10 Relationship between actual liquid productivity index and flow coefficient of affected layers

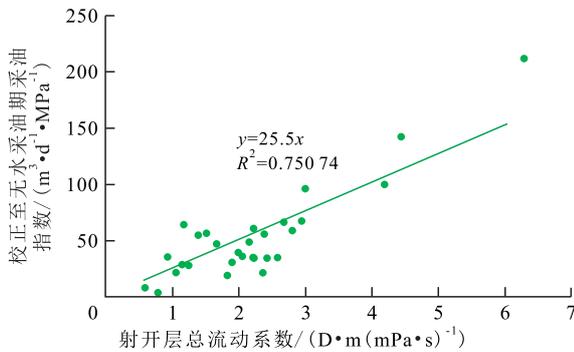


图11 校正至无水采油期采油指数与射开层总流动系数图版

Fig.11 Relationship between oil productivity index in no-water-cut stage of oil production and flow coefficient of all perforated layers

同时,由图9可见,样本数据点仍存在波动而不完全为直线,分析认为主要有以下2点原因:①由于海上油田测试成本高,多数开发井未进行压力恢复试井,图9由于资料不足未充分考虑不同加密井表皮系数差异对产能的影响,仅通过选择相同完井方式的生产井作为样本点避免完井方式差异对表皮系数的影响。②由于井组内各生产井纵向合采层位差异大,难以分井组计算动态相对渗透率,仅采用全油田动态数据计算动态相对渗透率,未考虑不同位置井组动态相对渗透率的差异,存在一定误差。

4 应用实例

4.1 加密井产能评价

利用本文方法对渤海A油田N区块新投产加密井产能进行评价,计算结果(表2,图12)表明,新方

法评价得到的产能与实际产能基本相近,整体预测精度较高,满足油田现场预测要求。

表2 加密井产能评价结果

井号	含水率/%	注采受效率/%	注采受效层流动系数/(mD·m·(mPa·s) ⁻¹)	无因次采液指数	无水采油期采油指数/(m³·d ⁻¹ ·MPa ⁻¹)	预测日产量/(m³·d ⁻¹)
V-1	89.0	90	923.7	2.4	23.0	34.0
V-2	92.6	86	2 219.0	2.9	56.1	27.8
A-19	81.1	70	1 487.9	1.9	37.6	75.4
A-18	88.0	70	2 013.2	2.4	50.9	56.2

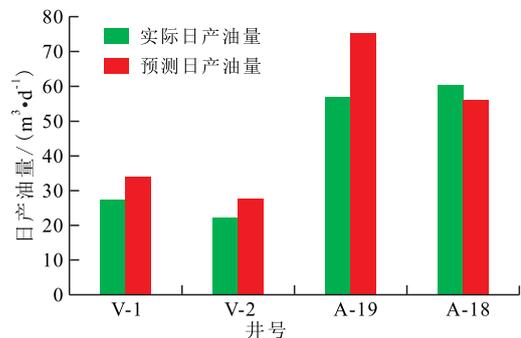


图12 加密井实际产能与产能评价结果对比

Fig.12 Comparison between actual infill well productivity and evaluation results

4.2 加密井物性下限图版

基于提出的多层油藏加密井产能分析方法,结合合理生产压差研究结果,得到不同含水率和初期日产量目标下的加密井物性下限筛选图版(合理生产压差取值为4 MPa)(图13)。利用该图版可以根据日产量目标和含水率确定加密井流动系数下限,根据该物性下限可以指导加密井井位初选。

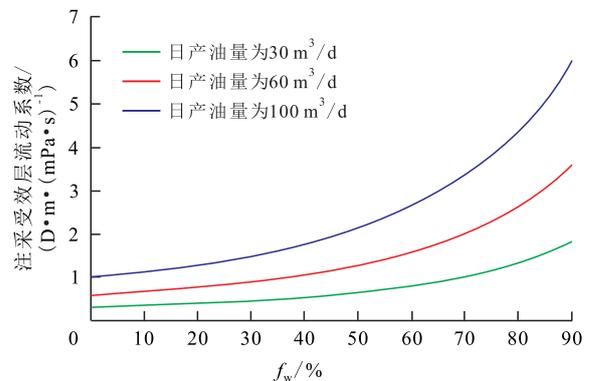


图13 不同含水率和日产量下加密井流动系数下限图版

Fig.13 Flow coefficient lower-limit of infill wells at different water cuts and daily oil productions

5 结论

对于海上老油田多层油藏加密井,通常引入层

间干扰系数来对其产能进行评价,但层间干扰系数的定量表征难度大。基于注采受效率的分析和动态相对渗透率的应用,建立了校正的无水采油期采油指数与注采受效层流动系数的关系图版,形成了一种多层油藏加密井不同含水率下的产能评价新方法,避免了多层油藏定量表征层间干扰系数的难题。对渤海A油田N区块新投产加密井的产能评价验证了方法的可靠性,为海上老油田多层油藏提供了一种可操作性强、可靠性高的加密井产能评价方法。在此基础上形成不同含水率和日产油量目标下的加密井流动系数下限图版,为该类油藏的加密井井位初选提供依据。研究思路和方法对其他多层老油田加密井的产能评价和井位初选具有借鉴意义。

符号解释

- a, q ——拟合系数;
 B_o ——原油体积系数, m^3/m^3 ;
 B_w ——地层水体积系数, m^3/m^3 ;
 f_w ——含水率, %;
 J_{DL} ——无因次采液指数;
 $J_{DL}(f_w)$ ——实际含水率下无因次采液指数;
 J_{Do} ——无因次采油指数;
 J_L ——采液指数, $m^3/(d \cdot MPa)$;
 J_o ——采油指数, $m^3/(d \cdot MPa)$;
 $J_o(f_w=0)$ ——无水采油期采油指数, $m^3/(d \cdot MPa)$;
 K_{ro} ——油相相对渗透率, 小数;
 K_{rw} ——水相相对渗透率, 小数;
 n_o ——油相指数, 小数;
 n_w ——水相指数, 小数;
 N_p ——累积产油量, $10^4 m^3$;
 N_R ——可动油储量, $10^4 m^3$;
 Δp ——设计生产压差, MPa;
 $Q_L(f_w)$ ——实际含水率下日产液量, m^3/d ;
 $Q_o(f_w)$ ——实际含水率下日产油量, m^3/d ;
 S_{or} ——残余油饱和度, 小数;
 S_w ——含水饱和度, 小数;
 S_{wi} ——束缚水饱和度, 小数;
 W_p ——累积产水量, $10^4 m^3$;
 x ——某含水率, %;
 μ_o ——原油黏度, $mPa \cdot s$;
 μ_w ——地层水黏度, $mPa \cdot s$ 。

参考文献

- [1] 马奎前, 刘英宪, 苏彦春. 渤海S油田高含水期加密井产能评价[J]. 断块油气田, 2013, 20(1): 71-73.
 MA Kuiqian, LIU Yingxian, SU Yanchun. Productivity evaluation of infill well at high water cut stage in S Oilfield, Bohai Bay [J].
- [2] 陈胜宏, 范白涛, 张仁勇, 等. 海上稠油油田投产及生产管理探索[J]. 断块油气田, 2009, 16(5): 69-71.
 CHEN Shenghong, FAN Baitao, ZHANG Renyong, et al. Discussion on oilfield putting into production and production management in offshore heavy oil oilfield [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2009, 16(5): 69-71.
- [3] 赵秀娟, 左松林, 吴家文, 等. 大庆油田特高含水期层系井网重构技术研究与应[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(4): 82-87.
 ZHAO Xiujian, ZUO Songlin, WU Jianwen, et al. Study and application of strata & well pattern reconstruction technique at extra high water cut stage in Daqing Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(4): 82-87.
- [4] 张超, 郑川江, 肖武, 等. 特高含水期提液效果影响因素及提高采收率机理——以胜坨二区沙二段7⁴-8¹单元为例[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(5): 88-91.
 ZHANG Chao, ZHENG Chuanjiang, XIAO Wu, et al. Research on the influencing factors and functional mechanism of enhanced liquid result in ultra-high water cut stage—case of 7⁴-8¹ unit of Es₂ in the block No.2 of Shengtuo oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(5): 88-91.
- [5] 徐小虎, 王亚, 蔺景德, 等. 多压力系统致密气藏合采特征及开发方式优化实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(1): 153-161.
 XU Xiaohu, WANG Ya, LIN Jingde, et al. Commingled production characteristics of multi-pressure-system tight gas reservoirs and experiment of the developing mode optimization [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(1): 153-161.
- [6] 康凯, 刘超, 许万坤, 等. 薄互储层油藏层间干扰定量表征新方法[J]. 复杂油气藏, 2019, 12(3): 46-50.
 KANG Kai, LIU Chao, XU Wankun, et al. New quantitative characterization method for interlayer interference of thin interbedded reservoir [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2019, 12(3): 46-50.
- [7] 李俊飞, 王鹏飞, 尚宝兵, 等. 基于储层构型的三角洲前缘剩余油分布规律——以渤海湾盆地S油田东营组二段下亚段I油组为例[J]. 断块油气田, 2019, 26(5): 580-586.
 LI Junfei, WANG Pengfei, SHANG Baobing, et al. Remaining oil distribution of delta front based on reservoir architecture: a case study of I oil formation of E₃d₂L in S oilfield, Bohai Bay Basin [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(5): 580-586.
- [8] 蔡晖, 阳晓燕, 张占华, 等. 层间干扰定量表征新方法在渤南垦利区域的应用[J]. 特种油气藏, 2018, 25(4): 91-94.
 CAI Hui, YANG Xiaoyan, ZHANG Zhanhua, et al. Application of a new quantitative interlayer interference characterization method in Kenli area, Southern Bohai Sea [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(4): 91-94.
- [9] 向红, 唐海, 苏彦春, 等. 海上薄互层油田层系重组定量方法研究[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(5): 1-7.
 XIANG Hong, TANG Hai, SU Yanchun, et al. Study on quantitative way for recombination of series of strata of reservoir in offshore with thin interbed [J]. Reservoir Evaluation and Develop-

- ment, 2018, 8(5): 1-7.
- [10] 缪飞飞, 黄凯, 胡勇, 等. 渤海油田层间干扰物理模拟研究及应用[J]. 特种油气藏, 2019, 26(1): 136-140.
MIAO Feifei, HUANG Kai, HU Yong, et al. Physical simulation of inter-layer interference and its application in Bohai Oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(1): 136-140.
- [11] 黄世军, 康博韬, 程林松, 等. 海上普通稠油油藏多层合采层间干扰定量表征与定向井产能预测[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(4): 488-495.
HUANG Shijun, KANG Botao, CHENG Linsong, et al. Quantitative characterization of interlayer interference and productivity prediction of directional wells in the multilayer commingled production of ordinary offshore heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(4): 488-495.
- [12] 于会利, 汪卫国, 荣娜, 等. 胜坨油田不同含水期层间干扰规律[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(4): 71-73.
YU Huili, WANG Weiguo, RONG Na, et al. Rule of interlayer interference in various water cut periods of Shengtuo Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2006, 13(4): 71-73.
- [13] 刘洪杰. 常规油藏多层合采层间干扰系数确定新方法[J]. 石油地质与工程, 2013, 27(5): 80-82.
LIU Hongjie. New determination method of interlayer interference coefficient among commingling production layers in conventional reservoirs [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2013, 27(5): 80-82.
- [14] 周文胜, 李倩茹, 耿站立, 等. 合采井层间干扰现象数学模拟研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2017, 39(6): 109-116.
ZHOU Wensheng, LI Qianru, GENG Zhanli, et al. Mathematical simulation study on interlayer interference in commingled production [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2017, 39(6): 109-116.
- [15] 刘彦成, 蒋曙鸿, 康凯, 等. 渤海典型多层砂岩油藏中高含水期定向井产能预测新方法[J]. 地质科技情报, 2019, 38(1): 214-220.
LIU Yancheng, JIANG Shuhong, KANG Kai, et al. A new method of productivity prediction in the multilayer commingled production with medium-high water-cut period [J]. Geological Science and Technology Information, 2019, 38(1): 214-220.
- [16] 贾晓飞, 苏彦春, 邓景夫, 等. 多层合采砂岩油藏动态干扰及其影响因素[J]. 断块油气田, 2016, 23(3): 334-337, 353.
JIA Xiaofei, SU Yanchun, DENG Jingfu, et al. Interlayer dynamic interference caused by commingled production and its influencing factors on sandstone reservoir [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2016, 23(3): 334-337, 353.
- [17] 刘彦成, 罗宪波, 康凯, 等. 陆相多层砂岩油藏渗透率表征与定向井初期产能预测——以蓬莱 19-3 油田为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 97-103.
LIU Yancheng, LUO Xianbo, KANG Kai, et al. Permeability characterization and directional wells initial productivity prediction in the continental multilayer sandstone reservoirs: A case from Peng-lai 19-3 oil field, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 97-103.
- [18] 许家峰, 张金庆, 程林松, 等. 多层合采砂岩稠油油藏层间干扰动态表征及应用[J]. 中国海上油气, 2016, 28(4): 48-54.
XU Jiafeng, ZHANG Jinqing, CHENG Linsong, et al. The dynamic characterization and application of interlayer interference for sandstone heavy oil multilayer commingled producing [J]. China Offshore Oil and Gas, 2016, 28(4): 48-54.
- [19] 刘巍, 刘威, 谷建伟, 等. 利用卡尔曼滤波和人工神经网络相结合的油藏井间连通性研究[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(2): 118-124.
LIU Wei, LIU Wei, GU Jianwei, et al. Research on interwell connectivity of oil reservoirs based on Kalman filter and artificial neural network [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(2): 118-124.
- [20] 华溱, 张昂昂, 呼园平, 等. 一种新的注采连通研究方法和在南泥湾油田偏桥区的应用[J]. 石化技术, 2019, 26(5): 40-41.
HUA Qin, ZHANG Angang, HU Yuanping, et al. Application of a new research method of injection-production connection in Bianqiao area of Nanniwan Oilfield [J]. Petrochemical Industry Technology, 2019, 26(5): 40-41.
- [21] 王海更, 汪利兵, 刘洪杰, 等. 利用生产动态及地震资料分析井间河流相砂体连通性[J]. 海洋石油, 2014, 34(3): 66-71, 105.
WANG Haigeng, WANG Libing, LIU Hongjie, et al. Analysis of fluvial sand connectivity with production and seismic data [J]. Offshore Oil, 2014, 34(3): 66-71, 105.
- [22] 康博韬, 杨宝泉, 张迎春, 等. 深水浊积砂岩油田动态相渗规律分析及应用[J]. 特种油气藏, 2019, 26(5): 106-111.
KANG Botao, YANG Baoquan, ZHANG Yingchun, et al. Dynamic relative-permeability analysis and its application in deepwater turbidite sandstone oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(5): 106-111.
- [23] 吕新东, 冯文光, 杨宇, 等. 利用动态数据计算相渗曲线的新方法[J]. 特种油气藏, 2009, 16(5): 65-66, 75.
LÜ Xindong, FENG Wenguang, YANG Yu, et al. A new method of calculating relative permeability curve with performance data [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2009, 16(5): 65-66, 75.
- [24] 崔传智, 郑文乾, 李立峰, 等. 基于动态数据反演的相渗曲线及应用效果[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(4): 516-520.
CUI Chuazhi, ZHENG Wenqian, LI Lifeng, et al. The relative permeability curve based on dynamic data inversion and its application effect [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(4): 516-520.
- [25] 潘杰, 汪全林, 凌浩川, 等. 基于生产数据确定海上稀油油田合理提液时机[J]. 复杂油气藏, 2018, 11(3): 52-54, 67.
PAN Jie, WANG Quanlin, LING Haochuan, et al. Reasonable timing of increasing liquid production of offshore light oilfields based on production data [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2018, 11(3): 52-54, 67.
- [26] 张金庆. 水驱油田产量预测模型[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013.
ZHANG Jinqing. Production prediction model of water drive oil-field [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013.