

文章编号: 0253-2697(2001)01-0072-06

储层精细描述技术在杏北油田 开发调整中的应用

宋保全 李 音 席国兴 韩宏学 彭 勃

(大庆油田采油四厂 黑龙江大庆 163511)

摘要:大庆油田杏北开发区萨、葡、高储层属河流三角洲沉积体系的砂泥岩薄互层,单井钻穿油层数目多,单层厚度与渗透率的层间和平面差异达上百倍,经过多年的注水开发,各类油层的动用状况存在很大差异。“八五”以来结合层系、井网加密调整,应用大量的测井资料,深入地开展了储层精细描述和剩余油分布研究,逐步探索出一套高含水期多井储层精细描述技术,并将精细地质研究成果应用到油田开发调整挖潜上,取得了显著的效果。

关键词:高含水期;精细;储层描述;方法;调整挖潜;应用

中图分类号:TE319 **文献标识码:**A

1 杏北油田储层地质特征与开发简况

杏树岗油田北部开发区位于大庆长垣杏树岗构造北部,含油面积 197.9km²,原始地质储量 5.346×10⁸t。油田开发层系是松辽盆地中部的萨尔图、葡萄花、高台子(高 I 组)油层,油藏埋深 800~1200m^[1]。这些油层沉积于下白垩统青山口组反旋回的晚期与姚家组到嫩江组二级复合旋回的早期,是一套具有多级旋回性、岩相参差不齐、砂泥岩频繁交互的河流三角洲相碎屑岩沉积。单井钻遇油层多达 102 个,单层最大砂岩厚度 24.5m、最小砂岩厚度只有 0.2m;三角洲平原上的分流河道沉积的主力油层渗透率最高达 1.2μm² 以上,而三角洲外前缘相及其边缘沉积的表外储层平均渗透率不足 0.02μm²,单层厚度与渗透率的层间和平面差异达上百倍。按砂体类型和油层性质划分,杏北开发区的储层可分为以下 5 种类型:(1) 三角洲分流平原河道砂;(2) 三角洲内前缘相水下分流河道砂;(3) 三角洲内前缘相席状砂;(4) 三角洲外前缘相席状砂;(5) 表外砂层^[2]。

杏北开发区 1966 年开始投入开发,油田实行早期内部注水、保持油层压力开采的原则。基础井网采用萨、葡、高一套层系合注合采,以 1.6~2.0km 切割距的行列注水方式为主。以主力油层为主要开采对象的基础井网,通过不断加强和改善注水,使中、高渗透的较厚油层得到较好动用。但基础井网对非主力油层的水驱控制程度较差,且受主力油层的干扰,大部分非主力油层在基础井网中不能较好发挥作用,动用厚度不足 20%。为充分提高中、低渗透层的动用程度,1985~1993 年针对非主力油层全面实施了层系井网的第一次加密调整,主要调整对象为非主力油层中有效厚度 0.5m 以上的未见水层,井网部署以反九点法、五点法、四点法面积井网为主,注采井距减小到 250~300m。一次加密调整后有效地改善了非主力油层的出油状况,实现了油田的接替稳产。1992 年原油产量达到历史最高水平 844.63×10⁴t。

由于非主力油层中的各类油层性质仍存在较大差异,细分层系开采后层间、平面矛盾仍比较突出,受层间、平面干扰的影响,仍有 50% 以上有效厚度在 0.2~0.4m 的薄有效层和绝大部分的表外储层基本未动用。为进一步改善非主力油层中的低渗透薄油层和表外储层的动用状况,1994 年又开始实施了井网二次加密调整,采用反九点法、五点法面积或线状注水方式,注采井距缩小到 200~250m,纯油区井网密度由二次加密前的 13.4 口/km² 提高到 35.1 口/km²。

2 多井储层精细描述的基本做法

2.1 三角洲分流河道砂储层精细地质描述方法

2.1.1 平原相区块“整体解剖、系统对比”纵向上细分沉积单元

杏北开发区葡 I_{1-3} 主力油层沉积上属河流作用为主形成的三角洲分流平原河道砂及内前缘水下分流河道砂,平均单井钻遇砂岩厚度13.0m,有效厚度10.0m。由于河流具有较强的冲刷、切割能力,往往造成不同时期、不同厚度河道砂岩的切割和迭加,可在纵向上迭置成巨厚的复合砂体,普遍缺乏可供内部控制对比的标准层,使得应用测井曲线开展储层划分对比工作的难度加大。对这类储层精细划分对比的技术关键在于如何合理地确定划分沉积单元的数目,如何较准确地确定同一沉积单元在每一个井孔剖面上的具体位置^[3]。密井网条件下的区块“整体解剖、系统对比”方法则较好地解决了这个问题。

首先,在储层划分上不局限于原小层划分界线,而是以自然旋回层稳定发育、且较完整的典型井剖面做为标准,来确定解剖研究区块沉积单元的划分数目。原则上要求将储层划分单元尽可能精细到单砂层,这种单层既是在一定范围内可以追溯对比的同一沉积单元,也是相对独立的油水流动单元。第一,细分出的单砂层或沉积单元具有一定的厚度,如杏北地区葡 I_{1-3} 主力油层的河道砂岩平均厚度在3~6m,那么划分单一沉积单元的地层厚度一般应在4m以上;第二,单砂层或沉积单元之间有一定稳定程度的隔层可供利用,I、II类夹层所分隔的面积应远大于其纵向连通面积,这样才有利于符合油田客观实际地揭示储层的非均质性。

其次,对解剖研究区块采取平面网格化,在保持密井网井位关系相对不变的前提下,尽可能多的把井点研究目的层的测井曲线绘制在同一张图上,建立储层划分对比综合剖面。根据确定的解剖区块沉积单元划分数目,寻找自然旋回层发育较完整的典型井剖面为标准,参考相当层位河道砂岩的平均厚度,以河流三角洲沉积保存完整或较完整的单一旋回层作为划分对比的基本单元,按照河流沉积过程中的侧向突变、纵向下切的等厚沉积模式进行纵横向的“三维立体”追溯对比。采取这种区块“整体解剖、系统对比”方法,其纵向上储层划分对比精度要高于以往单纯地依据各井剖面进行追溯对比的精度,使河流相储层划分对比的可靠程度得到了进一步的提高,尤其是对迭加、切迭型厚油层细分单元后的认识更加清楚。根据不同区块的精细解剖研究结果,杏北地区葡 I_{1-3} 主力油层由原来的2~6个小层精细划分为5~9个沉积单元。

2.1.2 识别测井相,平面上细分沉积微相

测井曲线分析是油田沉积相研究的重要手段之一,根据大庆油田多年来利用测井曲线开展细分沉积相研究的经验,在河流相储层精细地质描述过程中主要选择了自然电位和微电极这两条能够较好反映储层沉积特征的测井曲线。原则上采取从识别测井相入手,在储层区域沉积相研究的基础上,以河流—三角洲沉积理论为指导,通过分析砂体成因类型,参考不同类型河道砂体的沉积模式来逐井逐层划分沉积微相。具体细分出主河道砂、废弃河道砂、决口河道砂、河间薄层砂(包括天然堤、决口扇、河漫滩、前缘席状砂等)等微相类型。在此基础上经过对平面上不同的沉积微相进行合理的相带组合与划分,划分出单一河道砂体。

2.1.3 应用各类河道砂储层精细地质模型指导地质绘图

根据大庆油田葡 I_{1-4} 油层区域沉积相研究成果,针对杏北地区的葡 I_{1-3} 河流相储层,在编图过程中主要应用了高弯曲型、低弯曲型、顺直型等3种分流河道砂体的精细地质模型^①。首先是详细分析密井网条件下每条河道砂体的成因类型及其沉积规律演变趋势;然后,按照不同河型的曲率变化及河道砂体发育规模,合理地处理河道砂体边界走向,保持河道砂体宽度、弯度及凹凸两岸的协调,对河道砂体分布的边界位置、井间连续性等各项地质参数进行合理的预测。值得强调的是三角洲分流河道沉积,特别是水下分流河道沉积,其分散体系的每一部分都可能以一系列相互连接的砂体形式保存下来,孤立的坨状或叶状砂体是很少见的。因此,对于砂体控制程度较低的较稀井网地区,勾绘这类储层的平面沉积相带图应依据河道砂体走向及其宽度进行合理的

① 赵翰卿. 葡 I_{1-4} 油层河流相储层精细地质模型研究. 大庆石油管理局勘探开发研究院, 1994.

井间变化预测,甚至一些单一的窄小河道砂体可以由井间通过(图1)。

从应用上述三种河道砂储层精细地质模型对河道砂体边界及其井间连续性的预测精度来看,杏1~3区在二次加密调整前井网密度 25.1 口/ km^2 的情况下对葡 I_{1-3} 主力油层进行河道砂体分布预测,加密成 35.7 口/ km^2 后证实;对较大型高弯曲分流河道砂体分布的预测精度达到了90%以上;对中、小型的低弯曲分流河道砂体分布的预测精度也在75%左右;对主力油层河道砂体分布预测的平均符合率达到了79.5%,说明这套河流相储层精细描述技术在理论及技术方法是可行的。杏北开发区已完成主力油层精细地质描述面积 160.3km^2 ,总井数4990口井。经过不断深入地开展密井网状况下的精细地质研究,对葡 I_{1-3} 主力油层不同沉积单元砂体分布特点的认识进一步深化。

葡 I_{1-2} 单元中三角洲内前缘相水下分流河道砂体呈窄小条带状分布。河道砂体向前延伸相对顺直,宽度一般不足200m,河道砂岩厚度一般在 $1.5\sim 3.0\text{m}$,宽厚比 $30\sim 60$,河道砂体钻遇率低,只有 $10\%\sim 20\%$ 。这类河道砂厚油层不仅在较稀基础井网中难以完善注采关系,在井距250m的三采井网中也同样存在井网控制不住的问题。

葡 I_{2-2} 单元中三角洲分流平原相沉积的低弯曲分流河道砂体比较发育,砂体条带状分布明显。一般单一河道砂体宽度 $200\sim 400\text{m}$,河道砂岩厚度 $3\sim 5\text{m}$,宽厚比 $50\sim 130$ 。砂体平面相带分布比较复杂,不同分流河道砂体侧向连片、分叉、呈网状交织分布,河道砂钻遇率 $50\%\sim 60\%$,废弃河道砂钻遇率 $5\%\sim 10\%$,河间薄层砂钻遇率 $15\%\sim 25\%$,砂岩尖灭区 $20\%\sim 25\%$,而且相带突变现象明显。

葡 I_{3-3} 单元按原来的认识属大面积分布的三角洲分流平原高弯曲分流河道砂体,井网加密后发现砂体平面分布复杂化。单一河道砂体或曲流带的宽度较大,一般在 $400\sim 800\text{m}$,单层厚度 $4\sim 7\text{m}$,宽厚比 $70\sim 150$ 以上,河道砂钻遇率 $65\%\sim 70\%$,废弃河道和河间薄层砂钻遇率分别为 15% 和 20% 左右。这类厚油层在井距250m的三采井网中水驱控制程度相对较高,但二、三类连通比例较大,占 48.53% ,其实际连通状况仍有待于在三采过程中进一步检验。

2.2 三角洲前缘相储层精细地质描述方法研究

杏北开发区的萨、葡、高非主力油层以三角洲外前缘相席状砂沉积为主,含油井段长,油层数目多,单层厚度薄(平均不足 0.9m)。这套非主力油层的地质储量约占杏北油田总储量的65%,是井网一、二次加密调整的主要目的层,也是油田开发后期调整挖潜的重点对象。

2.2.1 依据隔层稳定分布状况,纵向上精细划分单砂层

在储层精细划分对比原则上,主要采取了河、湖过渡相储层对比方法,以原小层划分状况下的五级旋回对比为基础。通过编制储层综合统计剖面,定量研究原小层内部单砂层之间的可分性,依据具有一定厚度且稳定分布的隔夹层在纵向上进一步细分单砂层^①。此外,对于三角洲内前缘相的迭加型水下分流河道砂,由于砂层穿时,仍需采取分流河道砂储层的对比方法。根据杏北油田开发调整的需要和目前开采工艺技术水平现状,将纵向上细分单砂层的具体标准确定为:

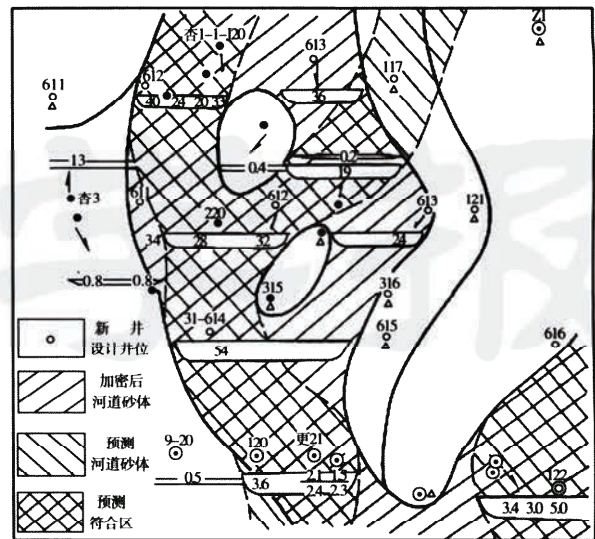


图1 杏1-1-20井区葡 I_{2_1} 单元河道砂预测图
Fig.1 Channel sand body predictive map of Pu I_{2_1} unit in the area of well X1-1-20

① 宋保全. 杏北地区非主力油层精细地质描述方法研究. 大庆油田采油四厂, 1996.

(1) 单层旋回特征明显,易于划分对比,具有一定的地层厚度,单层厚度一般应在 1.5m 以上。

(2) 单层间泥岩隔层平面分布稳定,能够适应细分挖潜调整的需要。隔层厚度一般应在 0.8m 以上,隔层钻遇率 $\geq 80\%$,且隔层厚度 $\geq 1.0\text{m}$ 的井点钻遇比例应 $\geq 60\%$ 。

(3) 单层内储层相对发育,砂岩钻遇率一般应 $\geq 30\%$ 。

(4) 细分单层的总层数与单井平均钻遇的砂层数之比,即分层系数应保持一定的比例,一般应在 1.0 左右,否则过分强调细分便失去意义。

2.2.2 依据储渗性能差异细分岩相单元

三角洲前缘相沉积的砂泥薄互层,除少量的水下分流河道砂以外,几乎很难通过现有测井资料来准确识别其沉积微相。结合现阶段油田调整挖潜对象以薄差储层为主的实际,从岩石物理相概念出发^[4],提出了平面上细分岩相单元,以较好地揭示各单砂层的平面非均质分布。依据储渗性能差异将三角洲前缘相储层细分为 4 种岩相单元^①,即:水下分流河道砂、主体薄层砂、非主体薄层砂和表外储层。平面细分岩相单元后,对三角洲前缘相储层平面非均质分布的认识更加深入,不同岩相单元间不仅物性上有较大差异(表 1),而且其连通方式上也有所不同(图 2)。三角洲前缘相储层在层间、平面上都具有较严重的非均质性(表 2)。

表 1 杏北地区非主力油层密闭取心资料统计表

Table 1 Airtight coring statistics of non-main pay zone in Xingbei Area

岩相单元	孔隙度 (%)	空气渗透率 (μm^2)	含油饱和度 (%)	粒 度 分 析					
				中砂含量 (%)	细砂含量 (%)	粉砂含量 (%)	泥质含量 (%)	粒度中值 (mm)	分选系数
水下分流河道砂	27.6	1.209	76.2	2.7	66.7	24.4	6.20	0.13	1.9
表内主体薄层砂	26.4	0.503	68.7	0.5	54.9	37.5	7.08	0.11	2.0
表内非主体薄层砂	25.3	0.242	68.1	/	46.5	42.6	10.9	0.09	2.7
表外储层	21.7	0.013	43.5	/	16.0	62.0	22.0	0.07	4.0

通过对各区块非主力油层进行精细地质解剖描述,总体来看,杏北地区非主力油层发育及分布状况主要受物源方向控制,具有区域性、层段性差异,由北向南、由西至东、自上而下储层发育状况均逐渐变差。①由北向

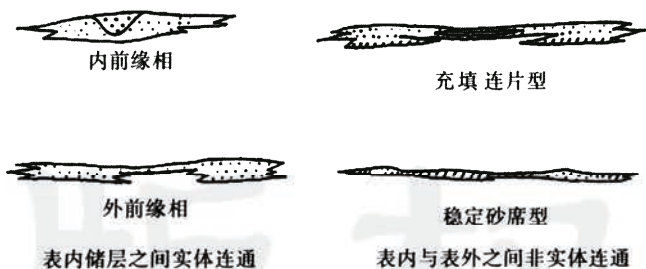


图 2 三角洲前缘相储层砂体连通方式

Fig. 2 Connexive shapes of sand body of delta reservoirs

表 2 三角洲前缘相不同岩相单元接触关系分类表

Table 2 Classification of various lithofacies units contact relationship in delta front facies

渐 变	快速渐变	突 变
水下分流河道砂	水下分流河道砂	水下分流河道砂
↓	↓	↓
主体薄层砂	非主体薄层砂	表外储层
↓	↓	↓
非主体薄层砂	主体薄层砂	水下分流河道砂
↓	↓	↓
表外储层	表外储层	泥质岩
↓	↓	↓
泥质岩	非主体薄层砂	主体薄层砂
	↓	↓
	泥质岩	泥质岩

南、由西至东储层发育层数和厚度明显减小(表 3)。②由北向南随着沉积环境的变迁,同一单层的储层成因类型和平面非均质分布变化较大。

① 吕晓光,等. 三角洲前缘相储层精细地质模型——沉积单元细分、微相识别及非均质描述. 大庆石油管理局勘探开发研究院,1998.

表3 杏北地区非主力油层单井储层发育及精细划分状况

Table 3 Reservoir development and detailed division of single well of non-main pay zone in Xingbei Area

区 块	有效厚度 $\geq 0.5\text{m}$		有效厚度 $0.2\sim 0.4\text{m}$		表外储 层厚度 (m)	合 计		自然砂 层 数 (个)	细分单元状况		细分后 总层数 (个)
	砂岩厚度 (m)	有效厚度 (m)	砂岩厚度 (m)	有效厚度 (m)		砂岩厚度 (m)	有效厚度 (m)		小层 (个)	单层 (个)	
杏1~3区西部	33.2	19.2	19.9	6.5	34.1	87.2	25.7	97	37	90	108
杏1~3区东部	21.8	13.1	19.1	5.9	29.0	69.9	19.0	85	25	56	92
杏4~5行列区	30.4	17.2	15.9	5.6	27.7	74.0	22.8	86	27	62	90
杏6~7区西部	16.6	9.4	12.6	4.3	20.8	50.0	13.7	63	18	45	71

3 精细储层描述成果推广应用情况

3.1 部署开发厚油层高效调整井,挖掘主力油层剩余油

杏北地区自“八五”以来,坚持应用精细储层描述成果分析河道砂体的注采完善程度,综合加密井水淹层解释资料和各种动态监测资料逐步确定厚油层剩余油富集区,为实施调整挖潜提供了可靠的依据。通过部署“高效调整井”和加密井厚油层补孔,有效地改善了部分井区厚油层的水驱开采效果^①。

“八五”期间共计部署26口高效井,初期平均单井日产油22.8t、含水41.8%,截止目前这26口井平均单井日产油10.0t、含水85.5%,累计核实产油 $58.6\times 10^4\text{t}$;据测算新增可采储量 $76.5\times 10^4\text{t}$ 。

“九五”以来,一方面在二次加密井中努力寻找高效井,共计投产5口厚油层高效调整井,初期平均单井日产油19.9t、含水61.0%,目前平均单井日产油12t、含水75.0%,累计核实产油 $7.54\times 10^4\text{t}$;另一方面通过在一次加密油井中补射主力油层培养9口高效调整井,平均单井补射砂岩厚度7.0m、有效厚度5.7m,初期平均单井日产油由7.5t增加到24.9t,综合含水由72.5%下降到57.6%,沉没度由157m上升到566m。目前这9口井平均单井日产油17.5t、含水76.9%,累计增油 $7.95\times 10^4\text{t}$ 。

3.2 指导非主力油层补射孔,努力完善单砂体注采系统

1996年以来,应用非主力油层精细地质描述成果,以完善单砂体注采系统为重点,精心编制一次加密水井的补射孔挖潜方案。仅1997、1998两年内,全区实施油井非主力油层补孔共计87口井,初期平均单井日增油5.6t,综合含水下降2.97个百分点,累计增油达99750t。

3.3 优化编制二次加密井射孔方案,提高加密调整效果

1997年以来,杏北地区通过大力开展储层精细描述,基本实现了加密调整区块的精细地质研究与钻井同步。不断加深了对非主力油层非均质分布本来面目的客观认识,为进一步搞清油水分布状况,优化编制二次加密井射孔方案、提高二次加密调整效果创造了有利条件。应用非主力油层精细描述成果:一是有助于深化对二次加密调整对象及潜力的认识,为薄差油层动用状况的综合分析、判断提供了可靠的地质依据,在此基础上有利于合理确定具体射孔层位、减少水淹层的误射孔,有利于较好地控制二次加密井初期含水;二是有助于提高单层或单砂体的井组注采关系完善程度,更加科学地编制区块整体射孔方案,有利于增加水驱动用储量。例如,1998年杏6~7区西部二次加密调整区块,在投产区块薄差储层发育状况变差,二次加密可调厚度减小的不利条件下。通过应用非主力油层精细地质研究成果,采取成块编制射孔方案,仍取得了初期平均单井日产油8.9t,含水58.6%的较好调整效果。

①隋军,宋保全.高含水后期厚油层高效调整井的确定与开发.见:高成熟油田改善开发效果论文集.北京:中国石油学会石油工程学会,1997:104~107.

3.4 在油田日常开发调整及现场科学试验分析等其他方面得到广泛应用

目前,精细储层描述成果图幅不仅已普遍应用到油田的日常开发调整挖潜工作中,在重新确定来水方向、优化注水井方案编制、优选措施井层、增强措施方案的针对性和有效性等方面发挥了重要作用;而且在水动力学采油、三次采油、三次加密现场试验方案设计与实施效果分析以及数值模拟研究过程中也日益发挥着不可替代的重要作用,成为广大油田开发技术人员不可缺少的地质基础资料。

4 结 论

1. 随着油田开发调整的不断深入,技术手段的不断发展,对储层描述的精度要求越来越高。只有较好地揭示出大型河流三角洲沉积客观存在的储层、隔夹层的各种非均质分布,努力搞清每个单砂体的连续性和连通性;才能不断认识注水开发过程中油水运动的客观变化规律,不断认识剩余油、开采剩余油。多年来,杏北地区的储层精细描述与地质建模技术研究紧密结合油田生产实践,在河流—三角洲相储层精细描述方面取得了一些粗浅的经验,储层精细描述成果在油田开发调整中的应用取得了较好效果,有力地促进了油田精细地质研究工作的全面开展。

2. 油田开发的阶段性发展依赖于地质认识水平的不断提高。油藏地质研究工作不仅要能够满足当前油田开发调整的需要,而且要具有超前性。坚持利用大量的加密井资料全面开展储层、构造、油水分布等油藏精细描述,是搞好高含水期油田深度开发调整的基础,有利于进一步增强调整挖潜工作的针对性,进一步改善油田水驱开发效果。但目前来看,油田精细地质研究技术无论从研究内容、深度上,还是技术手段上仍需要进一步发展、完善和提高。要逐步从定性描述向半定量、定量化发展,描述规模和精度由宏观向微观发展,由建立静态模型向动态预测模型发展,描述技术手段也要逐步向智能化、可视化发展。

参 考 文 献

- [1] 刘春发,等. 砂岩油田开发成功实践[M]. 北京:石油工业出版社,1996:9~10.
- [2] 赵翰卿,刘波. 大型河流—三角洲体系中特低渗透储层与隔层的分布模式[J]. 大庆石油地质与开发,1991,10(1):13~14.
- [3] 裘怿楠. 石油开发地质方法论[J]. 石油勘探与开发,1996,23(22~24):2~4.
- [4] 吕晓光,闫伟林. 储层岩石物理相划分方法及应用[J]. 大庆石油地质与开发,1997,16(3):18~21.

(收稿日期 2000-06-05 修订日期 2000-07-04 编辑 孟伟铭)

版权所有

reduced pressure gradient is approximated using finite-difference and finite-element methods simultaneously, and a new upstream weighting approach is proposed based on the signal of flow term, which is more reasonable. The final discrete form of CVFE grid is different from that of PEBI grid and finite-difference method. Numerical model tests show that the method proposed by this paper is as accurate as nine-point finite-difference when permeability tensor is in diagonal form, and it can simulate more complicated cases when permeability is in full-tensor form. Its application prospect is more extensive in fine detailed reservoir simulation.

Key words: unstructured grid; PEBI grid; CVFE grid; mathematical model; permeability tensor; reservoir numerical simulation

EXPERIENCE OF CHANGCHUN VOLATILE OIL RESERVOIR DEVELOPMENT

ZHONG Xian-biao, et al. (*Jilin Oil Field Co. Ltd.*, Songyuan 138001, China) ACTA 2001, 22(1): 67~71

Abstract: Changchun Oilfield is a weak volatile oil reservoir found in 1988. It belongs to faulted oil and gas pool. The oilfield adopted the policy of outer edge waterflood and high-speed development. The maximum production, which was $63.4 \times 10^4 \text{t}$ in 1990, dropped to $7 \times 10^4 \text{t}$ in 1994, and $2.85 \times 10^4 \text{t}$ in 1999. The composite water cut changed from zero to 86.3%. The oilfield is now in the late stage of development. The features showed during the development resemble that in dissolved gas drive. Recovery efficiency is forecasted only 27%, 23% lower than the ideal plan of numerical simulation. This paper expatiates the geological characteristic and types hydrocarbon's fluid in the oilfield and summarizes the course, features and experience in the oilfield development. It also concluded that the key issue for developing volatile oil reservoir and weak volatile oil reservoir is to keep reservoir pressure higher than saturation pressure. The importance of numerical simulation in the development of hydrocarbon reservoir is emphasized.

Key words: weak volatile oil; reservoir; numerical simulation; exploitation experience; Changchun Oilfield

THE APPLICATION OF DETAILED DESCRIPTION RESERVOIR TECHNIQUES IN XINGBEI AREA

SONG Bao-quan, et al. (*The Fourth oil production Company of Daqing Oil Field Co. Ltd.*, Daqing 163511, China) ACTA 2001, 22(1): 72~77

Abstract: Sa, Pu, Gao formations of Xingbei area in Daqing Oil Field feature thin alternating beds of sand and clay in an onshore river and river delta complex. Each well in this area encountered a lot of layers. Not only the thickness and permeability between and in layers differ hundreds of times, there are also large differences in the development of various layers. Combined with the adjustment of pay zone and infill of well pattern, using plenty of logging data, detailed description of reservoir and thorough study of residual oil have been carried out since "The Eighth-Five Plan". A series of techniques of detail description on multi-well-reservoir of high water-cut period have been gradually developed. The application of these new techniques of adjustment oil field development achieved remarkable results.

Key words: high water-cut period; detailed; reservoir description; technique; adjustment and seeking out potential; application

PETROLEUM ENGINEERING

METHODS TO ESTIMATE FORMATION PRESSURE ON THE SCIENTIFIC EXPLORATORY WELL

SU Yi-nao, et al. (*Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Petro-China, Beijing 100083, China*) ACTA 2001, 22(1): 78~82