

扶余油田西区 X 区块精细注水开发实践及认识

邓腾飞

(吉林油田 勘探开发研究院, 吉林 松原 138000)

摘要:扶余油田油藏受构造控制,为中孔中低渗储层,非均质性严重,目前已进入高含水开发后期,为了更好挖潜剩余油,针对开发矛盾,在西区 X 区块开展了精细注水开发试验,分东西部采取不同投产投注方式,开展多种周期注水方式,区块各开发指标均有所改善,稳产效果好。研究表明:水井加密实现了层系细分,增加油井平面受效方向,提高了井网对单砂体的控制程度,降低了层间干扰,提高水驱控制程度及波及体积;研究区平面剩余油分布零散,纵向上主要分布于主力层中,且主要集中于顶部,底部水洗严重;层间结构界面及薄泥质夹层具有遮挡作用,能够有效地控制油层吸水状况,从而控制纵向剩余油分布。

关键词:扶余油田;西区 X 区块;注水开发;周期注水;夹层;剩余油

中图分类号:TE341 **文献标志码:**A **文章编号:**1671-1807(2021)01-0240-07

1 研究区基本情况

扶余油田构造位置上处于松辽盆地南部中央凹陷区东缘扶新隆起带扶余三号构造上,是一个被断层复杂化的多高点穹隆背斜,区块内断层多、高点多、油藏埋深浅、油层多而薄,油藏主要受构造控

制。扶余油田自 1970 年规模投产以来,随着油田开发的深入,目前已进入高含水开发后期,正面临严峻的开发形势。本研究区西区 X 区块为其西区的试验区,主力油层为 4、7、9、10、11、13 号小层,次主力油层为 8、10、12 号小层(图 1)。

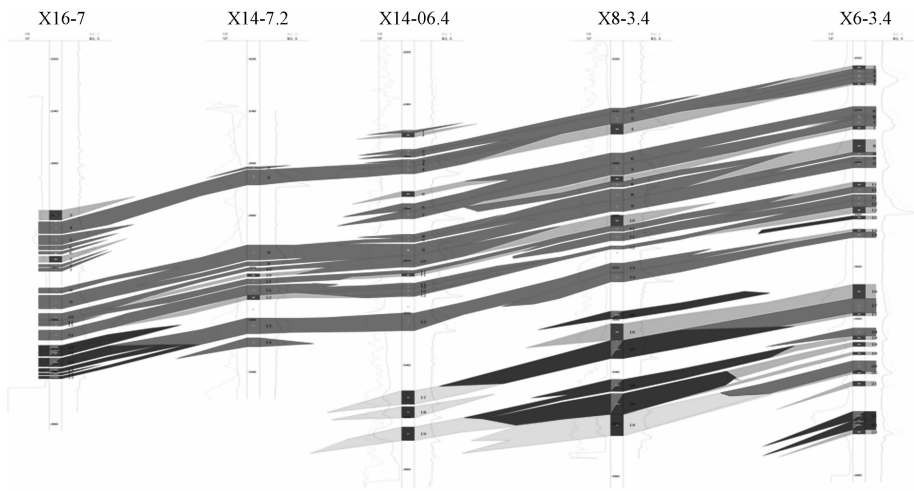


图 1 西区 X 区块油藏剖面图

西区 X 区块含油面积 0.89 km²,地质储量 189×10⁴ t,平均孔隙度 23%,平均渗透率 200×10⁻³ μm²,平均砂岩厚度 57.1 m,油层平均有效厚度 24.5 m。

2 开发历程及效果

扶余西区 X 区块经过多次井网调整,主要开发

历程有 6 个阶段,不同的开发阶段,开发特点及效果差异性大,充分体现了井网对注水开发效果的决定性作用^[1]。

2.1 溶解气驱开发阶段

1970 年 8 月以 200 m 井距、正三角形基础井网溶解气驱方式全面投入开发,初期产量高,随后产

收稿日期:2020-08-18

作者简介:邓腾飞(1987—),男,湖北荆门人,吉林油田勘探开发研究院,工程师,硕士,从事石油勘探开发工作。

量开始下降,此阶段的主要问题是地层压力迅速下降,产量递减。

2.2 注水开发阶段

1973—1982 年为注水开发阶段,开发特点为产液量、注水量快速增长,地层压力回升,此阶段的主要问题是大批油水井套变,同时注水沿东西向裂缝推井造成油井暴性水淹,含水上升快,区块开始出现大幅度降产。

2.3 综合调整阶段

1983—1994 年转为全面综合调整阶段,开采对象由主力油层向中低渗透层转变,含水上升较快,措施增产明显下降,导致油田产量下降。

2.4 二次调整再稳产阶段

1995—2004 年为二次调整再稳产阶段,该阶段井况、井网、注水、地面系统等问题日益突出,导致含水上升加快,产量递减加大。

2.5 三次调整阶段

2005—2011 年为三次调整阶段,调整为水井井距 200 m,油井井距 100 m,油水井排距 87 m 的线性注采井网,2005—2007 年产量上升,2008 年产量又开始下降,主要由于综合含水高,已进入高含水开发阶段,控油稳水形势严峻。

2.6 四次调整水井加密阶段

2012 年至今四次调整阶段,将原井网(水井距 200 m,油井井距 100 m,油水井排距 87 m)调整为油井距为 80~100 m,排距 80~90 m,水井距 80~100 m 的线状注采井网(图 2),对原注水井排能够满足方案要求的注水井充分利用,调整初期,钻井停注起到的周期注水效果、北侧相邻水井调剖及调整后注水全面见效等综合因素,使得该阶段产液、产油、综合含水均上升;2013 年以来随着注水时间延长、注采关系全面建立,含水上升速度加快;北侧相邻水井调剖进入了失效期,双重原因导致含水持续上升,递减加快;2014 年以来通过多种周期注水方式实现了区块低水平稳产,甚至上产的一个较好的形势,整体产液量平稳、综合含水平稳略降,产油量平稳上升。

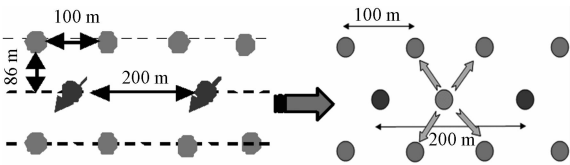


图 2 西区 X 区块井网调整示意图

3 主要做法及认识

从区块的井网部署、调整,到区块效果跟踪、注水方式调整,从中得到了几点认识:首先,根据西区 X 区块原井网特点,将其划分为东西部,采取不同的井网调整及投产投注方式;其次,新的井网模式下注采井网完善,提高了井网对单砂体的控制程度,降低了层间干扰,提高水驱控制程度及波及体积;再次,平面剩余油分布零散,纵向上主要分布于主力层中,且主要集中于顶部,底部水洗严重;最后,在保持地层能量的前提下,大力开展多种周期注水方式^[2],配套措施挖潜,为区块稳产上产奠定基础。

3.1 井网调整试验思路

西部以水井加密为主,按一套层系进行细分层精细注水试验;东部以水井更新和加密为主,先动用三、四砂组进行细分注水试验,为扶余油层内部层系细分提供依据^[3]。

3.1.1 西部细分层精细注水

在完善注采关系、扩大水驱波及体积的基础上,进行水井细分,采用一次性动用潜力层的方式,主要射孔弱水洗部位。油井针对储层水洗和剩余油分布状况,对厚层或旋回顶部剩余油富集的部位,采取不压裂投产。水井投注考虑动用储层物性差异,对正常层采取 102 枪、102 弹、20 发/m,对较差采取加强弹性和孔密。西部有新水井 7 口,平均单井 4 段,平均单井厚度 8.5 m,配注 5 方/段,新油井 5 口,平均动用层段 3 段,平均动用厚度 7.6 m。老水井细分层 5 口,增加注水层段 6 段,减少注水厚度 14.4 m。

3.1.2 东部细分层系注水

根据试验区井网调整情况和储层认识,东部油水井整体更新区,按砂组动用上返,在储层动用上遵循依次动用Ⅲ、Ⅳ/Ⅰ、Ⅱ砂组的高饱和度弱水洗层,后期再动用强水洗层并配合调剖或三次采油。动用方式为复合射孔,本次射孔为Ⅲ、Ⅳ砂组。老水井停注Ⅰ、Ⅱ、Ⅴ砂组,细分Ⅲ、Ⅳ砂组,观察一段时间后,进行注采调控。注水强度按射厚配注,强度控制 1.5 方/m,薄层按调试最低限 5 方配注。东部有新水井 7 口,平均单井 3.3 段,平均单井厚度 7.3 m,配注 5 方/段;新油井 7 口,平均动用层段 2 段,平均动用厚度 5.7 m,老水井停注Ⅰ、Ⅱ砂组,共计 4 口井,减少注水层段 7 个。

3.2 稳产对策及做法

多种周期注水方式灵活应用,在保证地层能量的前提下,实行温和注水政策(表 1—表 3)。西区 X 区块 2012 年整体调整后,初期效果较好但递减快,及时采取常规注水及排间轮注的方式控制含水上升速度;当含水再次上升时,采取层间轮注及间注的组合方式减少注水量,控制无效水循环,延缓自然递减和含水上升,西部老井由于新老井各砂组交

替作用,效果明显好于仅Ⅲ、Ⅳ砂组作用的东部,区块整体低水平稳产。2017 年 6 月以来,针对 12、14 排油井液量、含水较高,对区块 19 口水井采取排间轮注,含水上升速度得到控制,2017 年底改为层间轮注,进一步改善了区块开发效果。总之,历年来坚持温和注水政策,保证了地层能量,配合高效措施挖潜,西 6—2.4 于 2018 年 4 月普通压裂,增油效果好,有效期长,为区块长期稳产奠定基础。

表 1 西区 X 区块西部历年注水强度统计表

注水强度	调整前	201206	201210	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
老井	1.4	1.2	1.3	0.6	0.6	0.7	0.8	0.6	0.5	0.7
新井		1.6	1.9	2.3	2.3	1.6	1.2	1.0	1.1	1.3

表 2 西区 X 区块东部历年注水强度统计表

注水强度	调整前	201206	201210	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
老井	1.2	0.9	0.9	0.6	0.7	0.5	0.4	0.6	0.7	0.8
新井		1.9	2.1	2.3	2.3	2.0	1.0	0.8	0.8	1.2

表 3 西区 X 区块历年地层压力统计表

年份	调整前	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
地层压力/MPa	3.5	3.1	3.7	4.2	3.8	3.7	3.6	3.6	3.8

3.3 创新认识

3.3.1 井网完善提高了砂体控制能力

本试验主要采用水井加密提高砂体控制能力,由于区块单砂体^[4]在连井剖面方向上 78.9%的点坝、(水下)分流河道主力砂体宽度多在 177~225 m,仅有 21.1%的主力砂体长度大于 352 m;河道间、泛滥薄层砂等非主力砂体宽度明显小于主力砂体,其砂体宽度多在 120 m 以内(图 3)。单砂体

规模小,导致井网对砂体控制程度低。

在原 200 m 水井之间加密注水井,变成 100 m 井距,油水井井数比由 1:3 下降至 1:1.4;7 个主力层中,三向和四向受效井比例由调整前的 5.3% 上升到 59.6%,油井的控制方向明显增多(表 4)。可对比老水井细分后吸水单砂体比例提高 23%,厚度增加 16.6%,对单砂体的控制能力明显增强(表 5)。

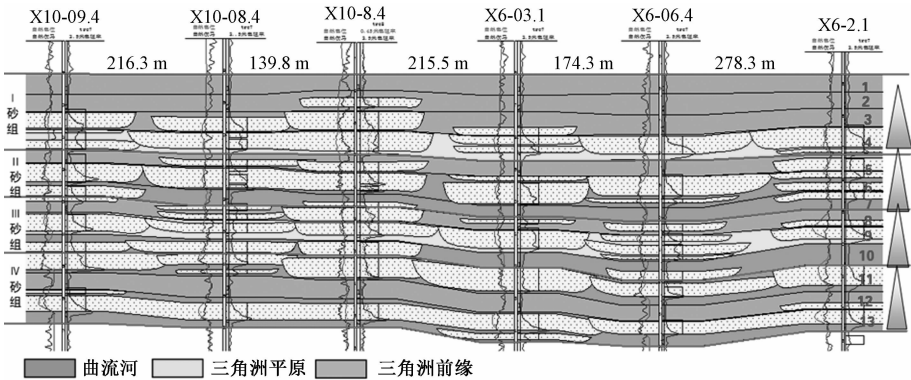


图 3 过西 10—8.4 油井排扶余油层砂体剖面图

表 4 西区 X 区块调整前后油井受效方向统计表

受效方向	无水井/%	单向/%	双向/%	三向/%	四向/%
调整前	24.3	51.7	18.7	2.9	2.4
调整后	0.5	10.1	29.8	30.2	29.4

3.3.2 结构界面及薄泥质夹层避射型注水技术

利用吸水剖面资料对层间结构界面或薄的薄泥质夹层^[5]的遮挡作用进行研究。

表 5 西区 X 区块细分层前后单砂体吸水状况统计表

项目	注水单砂体数	注水厚度/m	吸水层		不吸水层		吸水单砂体/%	吸水厚度/%
			单砂体数	吸水厚度/m	单砂体数	厚度/m		
细分前	36	114.8	21	67.8	15	47	58.3	59.1
细分后	32	111	26	84	6	27	81.3	75.7
对比	—4	—3.8	5	16.2	—9	—20	23	16.6

首先,层内避射与非避射部位间无明显的泥岩夹层,认识结构界面的遮挡效果,共计监测吸水剖面 7 口井(表 6),其中有 2 口井目的层不吸,无法下结论,1 口井解释为污染,其他 4 口结构界面具有一定的遮挡作用。西+6—03.21 井Ⅱ段有遮挡(0.2 m 薄夹层),吸水剖面显示避射部位不吸水;西 10—2.3 井Ⅱ段无遮挡避射(结构界面),吸水剖面显示避射部位不吸水;其次,两注水层段间泥岩存在薄的泥质夹层,对层间也能起到分隔作用,如西 8—02.21 吸水剖面显示泥质夹层的分隔效果较好。

表 6 避射/非避射间无明显夹层井吸水剖面结果表

水井排	井号	符合条件段数	有配注段数	符合条件段数中			可以肯定的结论	无法下结论
				有配注吸水	有配注不吸水	无配注吸水		
老水井排	J27	4	1	1			避射部位不吸水	
	X12—8.1	1	1	1			避射部位不吸水	
	X+12—5.2	2	1	1		1		被解释层污染,无法下结论
	X12—8.3	1	1		1			目的层不吸水,无法下结论
新水井排	X+6—03.21	2	2	1	1		避射部位不吸水	
	X10—2.3	2	1	1			避射部位不吸水	
	X10—01.3	2	1		1			目的层不吸水,无法下结论
合计	7 口	14 层	8 层	5 层	3 层	1 层		

3.3.3 剩余油分布认识

从全区历年静态含油饱和度统计数据来看(表 6),与历史对比,目前剩余油饱和度较低;从各个单砂体静态饱和度统计数据来看(表 7),主力单砂体 3.2、4.1、4.2、6.2、7.1、9.1、9.2、10.1、11.1、11.2 含油饱和度均在 30 欧姆以上,超过了全区平均值,说明好的油砂体,剩余油较富集,并

且从数据来看 4.2、9.2、11.2 明显低于 4.1、9.1、11.1,可见同一小层内,底部砂体含油饱和度明显低于上部。

表 7 不同时期平均含油饱和度统计表

时间	20 世纪 70 年代	2005 年	2012 年
含油饱和度/%	49	34	29

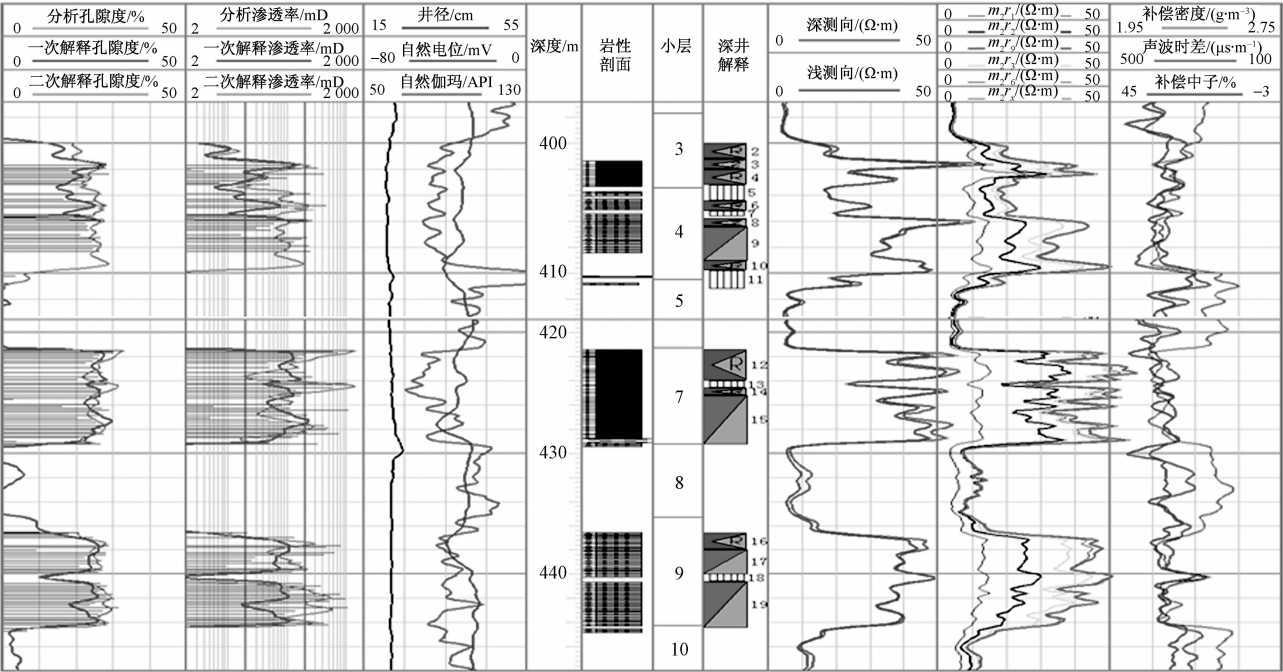
表 8 不同时间单砂体平均含油饱和度变化表

单层号	1.2	2.1	2.2	3.1	3.2	4.1	4.2	5.1	5.2	6.1	6.2	7.1	7.2	8.1	8.2	9.1	9.2	10.1	10.2	11.1	11.2	12.1	12.2	13.1	13.2
1970 年饱和度和/%	19	30	38	32	42	56	62	30	31	32	60	58	63	55	42	53	60	62	54	49	62	42	51	59	46
2005 年饱和度和/%	18	28	34	30	37	39	33	27	29	25	36	39	35	37	39	38	35	32	31	35	34	36	32	34	32
2012 年饱和度和/%	17	20	30	29	31	38	29	25	25	23	33	35	24	29	38	36	32	30	29	34	32	26	20	25	30

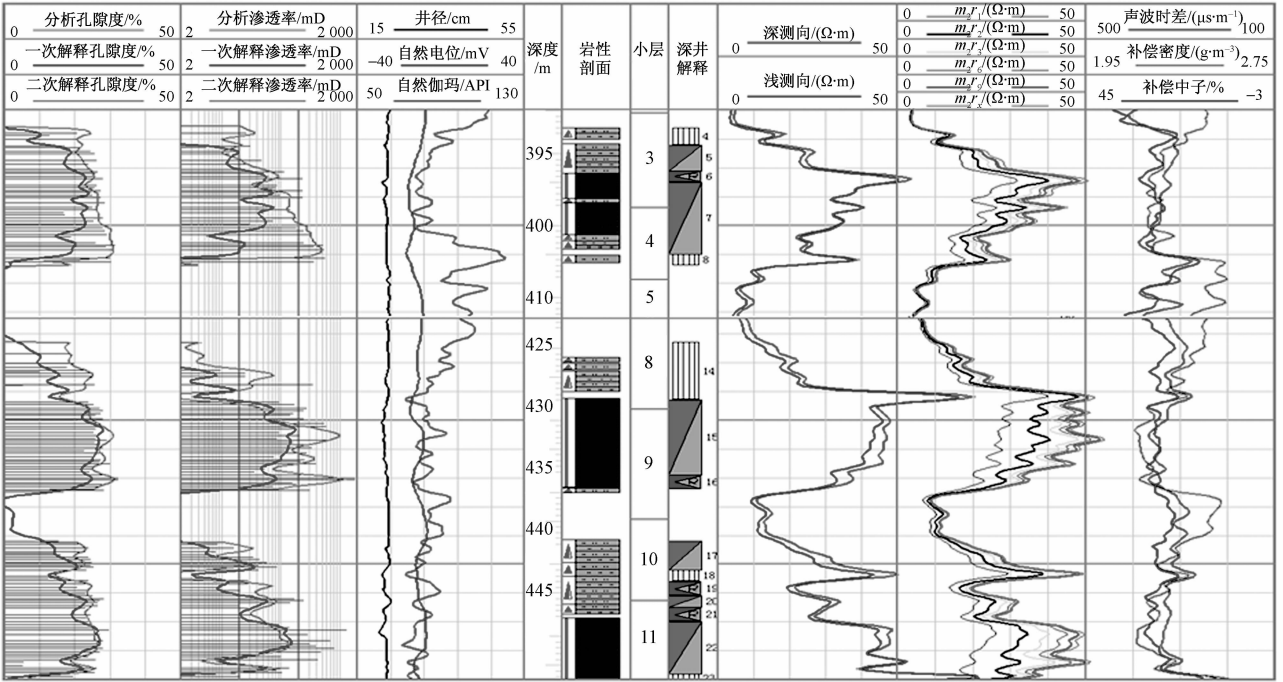
从单井柱状图上看(图 4),储层纵向底部水淹重,顶部剩余油相对富集,如检 27 井为水井排内加密井:各层水洗程度高,均呈底部严重水洗特征,薄差层和厚层顶部、夹层遮挡处仍有剩余油存在;检 28 井为主流线上加密井:各主力层均呈底部严重水洗特征,物性差异和内部夹层控制剩余油分布。由

此可知,高含水开发后期,搞清层内夹层分布规律是寻找剩余油,制定挖潜对策的关键^[6-8]。

从平面上看(图 5),剩余油分布零散,对比原始饱和度分布和目前剩余可动油含油饱和度^[9]分布图看,目前饱和度平面上分布差异大,明显受构造和井网控制,构造高部位老水井间还存在一定剩余



(a) 检27井主力层综合柱状图



(b) 检28井主力层综合柱状图

图 4 西区 X 区块 2012 年检查井单井柱状图及测井二次解释综合曲线图

油。如图 5 所示 4.2 号单砂体,原油饱和度高的区域,剩余可动油含油饱和度相对较高,且井网加密后,明显看出井间剩余油富集^[10],验证了井网加密完善的必要性,由此表明,高含水开发后期,完善井网精细注水是挖潜剩余油,提高油田提高开发效果必要手段^[11]。

4 结论

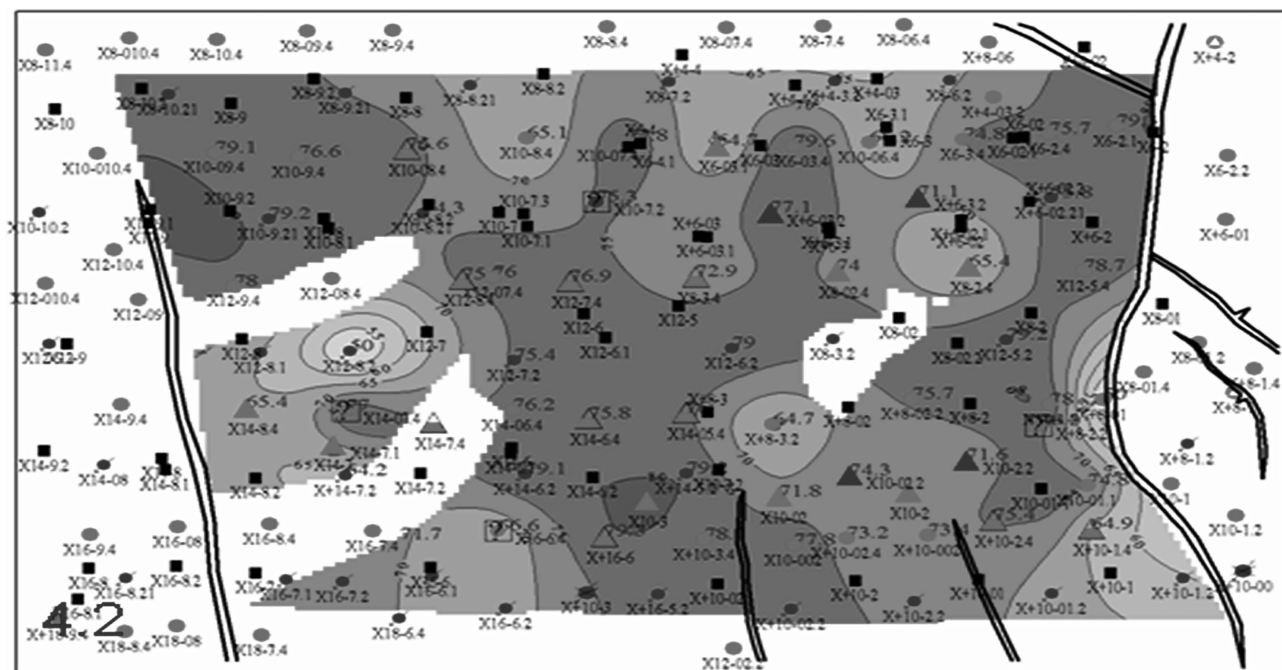
1)水井加密实现了层系细分,增加油井平面受

效方向,提高了井网对单砂体的控制程度。

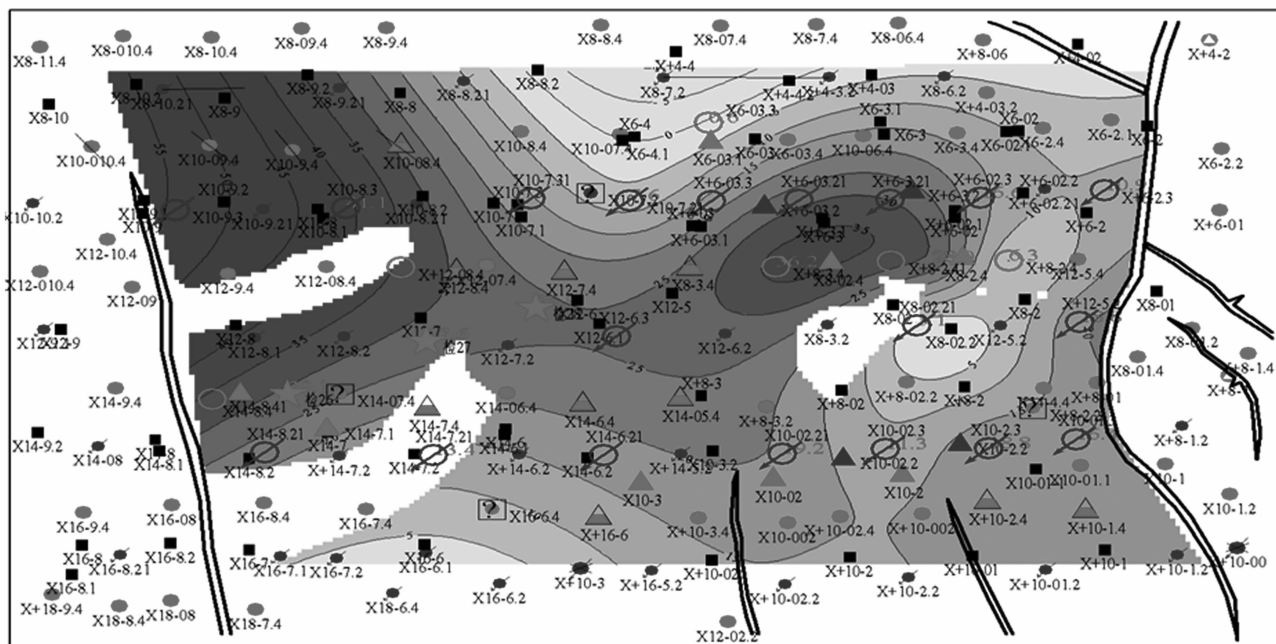
2)研究区平面剩余油分布零散,纵向主要分布于主力层中,且主要集中于顶部,底部水洗严重。

3)层间结构界面及层内薄泥质夹层具有遮挡作用,能够有效地控制油层吸水状况,从而控制纵向剩余油分布。

4)高含水开发后期,在保证地层能量的前提下,开展周期注水,坚持温注水政策,配套增产措施



(a) 西区X区块4.2号单砂体原始含油饱和度分布图



(b) 西区X区块4.2号单砂体剩余可动油饱和度分布图(2012)

图5 西区X区块各单砂体原油饱和度及剩余可动油含油饱和度变化图

是提高开发效果的必经之路。

参考文献

- [1] 计秉玉. 喇萨杏油田高含水期提高采收率的主要技术对策[J]. 大庆石油地质与开发, 2004, 23(5): 47-53.
- [2] 马东, 蓝瑞忠. 新肇油田整体周期注水技术理论探讨[J]. 中外能源, 2006, 11(6): 79-81.
- [3] 甘文军. 腰英台特低渗油藏改善注水开发效果实践与认识[J]. 石油地质与工程, 2013(1): 59-61.
- [4] 张庆国, 鲍志东, 宋新民, 等. 扶余油田扶余油层储集层单砂

体划分及成因分析[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(2): 157-163.

- [5] 饶良玉, 吴尚红, 李香玲, 李贤兵. 夹层对不同韵律底水油藏开发效果的影响机理——以苏丹 H 油田为例[J]. 油气地质与采收率, 2013 (1): 96—99.
- [6] 李忠江, 杜庆龙, 杨景强. 高含水后期单层剩余油识别方法研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2001, 20(6): 58—61.
- [7] 雷秋艳. 高集油田阜宁组一段储层构型及剩余油分布研究[D]. 武汉: 长江大学, 2013.
- [8] 周彦臣, 尹艳树, 杜振惠, 张义, 尹欢. 隔夹层对剩余油分布

的控制作用研究——以文留油田 25 东区块为例[J]. 重庆科技学院学报:自然科学版,2014 (6):44—47.

[9] 徐安娜,龙新,裴恽楠. 国不同沉积类型储集层中的储量和可动剩余油分布规律[J]. 石油勘探与开发,1988,25(5):39—42.

[10] 汤小燕,王剑. 扶余油田剩余油分布主控因素剖析[J]. 地质科技情报,2015,34(3):101—106.

[11] 路向伟,张翠萍,李超,等. 胡尖山油田胡 154 区精细分层注水效果分析[J]. 地下水,2013(2):33—35.

A Fine Water-injection Development and Study for the West X Block in Fuyu Oilfield

DENG Teng-fei

(Research Institute of Exploration and Development in Jilin Oilfield Company,Songyuan Jilin 138000,China)

Abstract: The oil deposit of Fuyu Oilfield is controlled by the structure. The reservoir with serious heterogeneity is medium porosity and medium-low permeability. At present, it has entered the late stage of high water development. For the development contradiction, to be better discovering remaining oil, a fine water-injection development test was carried out in the west X block. The west X block was divided into eastern and western parts and adopted different ways of putting it into production and betting. The various periodic water injection methods were carried out. Each development index of the block has been improved and the stable output effect is good. Research shows that the encrypted water-injection wells have realized stratigraphic subdivision and increased the effect direction of the oil well plane. It improved the control degree of well pattern to single sand body, reduced inter-layer interference and improved the control degree and swept volume of water drive. The remaining oil is distributed scattered in the study area. In the longitudinal direction, it is mainly distributed in the main layer, and mainly focused on the top. The bottom layer is badly washed. Interlayer structure interface and thin argillaceous interlayer have shielding effect. It can effectively control the water absorption condition of the oil layer thereby control that distribution of longitudinally remaining oil.

Key words: Fuyu oilfield; west X block; water-injection development; periodic water-injection; interlayer; remaining oil