

许X36A下扬子中深探井钻井施工技术

陈小元, 严忠

(中国石化华东石油工程有限公司江苏钻井公司, 江苏 扬州 225261)

摘要:许X36A井是下扬子古生界逆断块高部位的一口侧钻评价井,井深大、裸眼段长、轨道复杂且井斜位移大,所钻遇地层跨度大,岩性硬脆、可钻性差、研磨性高。钻进施工中摩阻扭矩大,机械钻速低,井壁易失稳,井眼清洁困难,易出现钻具故障,存在诸多难点。为此,从井身轨迹控制出发,优化剖面,适当降低最大井斜角,优选小角度单弯,以降低摩阻;优选七刀翼钻头,应用旋冲螺杆提速工艺,以提高机械转速;针对不同的井段特点优选钻井液体系并适时进行性能维护;针对井下复杂故障,采取了相应的预防与处理措施。许X36A井钻探获得成功。

关键词:下扬子;深井;摩阻;井身轨迹;钻头优选;钻井液;许X36A

中图分类号:TE24 **文献标志码:**A

Drilling technology of XuX36A mid-deep exploration well in lower Yangtze

CHEN Xiaoyuan, YAN Zhong

(Jiangsu Drilling Company of Huadong Petroleum Engineering Co.Ltd., SINOPEC, Yangzhou 225261, China)

Abstract: Well XuX36A is a sidetracking evaluation well in the high part of the lower Yangtze Paleozoic reverse fault block. It has a large well depth, a long open hole section, a complex track, and a large deviation displacement. The drilled strata has a large span, hard and brittle lithology, poor drillability and high abrasiveness. During the drilling operation, there are many difficulties, such as the difficulty of friction torque control, the instability of well wall, the difficulty of hole cleaning, the low rate of mechanical drilling, the failure of drilling tools and the high-quality requirements for drilling tools. For this reason, starting from the well trajectory control, optimizing the profile, appropriately reducing the maximum inclination angle, and preferring a small angle single bend to reduce friction; optimizing seven-blade wing bit, and using rotary screw speed-up technology to increase mechanical speed; according to the characteristics of different well sections, the drilling fluid system was optimized and performance maintenance was carried out in a timely manner; corresponding preventive and handling measures were taken for complex downhole faults. Drilling of Well Xu X36A was successful.

Key words: lower Yangtze; deep well; friction; well trajectory; bit optimization; drilling fluid; XuX36A

许X36A是在原裸眼完成井许X36的基础上侧钻施工的一口下扬子中古生界中深评价井,构造位置位于苏北盆地高邮凹陷许36古生界逆断块高部位,钻遇新生界的三垛组与阜宁组、中生界的泰州组与浦口组、古生界的志留系、奥陶系地层。该井井深大、裸眼段长、轨道复杂且井斜位移大、地层跨度大且硬脆、可钻性差、研磨性高,施工时存在诸多问题:摩阻扭矩控制难度大、井壁易失稳、井眼清洁困难、机械钻速低、易出现钻具故障、对钻具质量要求高等。针对难点,采取精心控制井身轨迹、优选钻头、应用旋冲螺杆、优选钻井液体系等技术,强化复杂故障预防与处理,完成了高难度井的施工。该

井设计井深3 985.26 m,实际完钻井深4 419 m,最大井斜角43.50°,井底水平位移1 277 m,钻井周期为69 d 14 h,建井周期为99 d 9 h,平均机械钻速为4.42 m/h,裸眼完井。

1 工程设计

1.1 井身结构设计

老井许X36井 $\varnothing 244.5$ mm技术套管封固盐城

收稿日期:2020-03-27;改回日期:2020-07-29。

第一作者简介:陈小元(1969—),高级工程师,现从事钻井工程技术研究及管理工作。Email:chenxy1.oshd@sinopec.com。

组及三垛组地层中部等上部不稳定地层,下深为1 049.79 m。许X36A井在原井眼的基础上,使用 $\varnothing 215.9$ mm钻头出技术套管鞋30 m开始侧钻至井底。视油气显示情况,下入 $\varnothing 139.7$ mm生产套管。井身结构设计见图1。

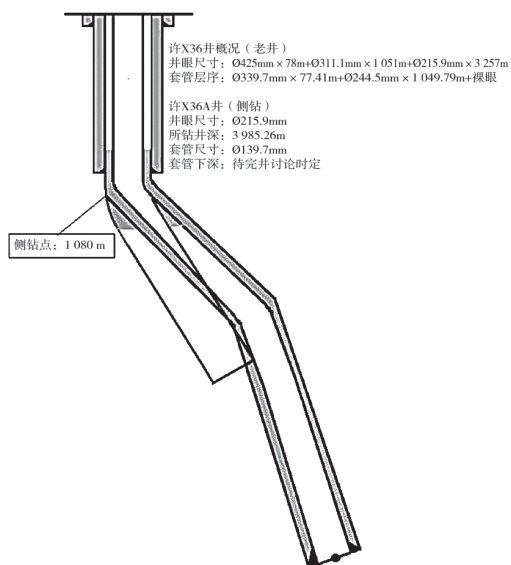


图1 许X36A设计井身结构

1.2 井身轨道设计

因该井一靶位移大且垂身浅,为避免在 $\varnothing 244.5$ mm套管开窗侧钻而采用复杂的五段制轨道:直-增-稳-降-稳。设计斜深3 985.26 m,垂深3 600 m;一靶垂深:1 960.00 m,闭合距:634.60 m,闭合方位:313.06°,靶半径:65.00 m;二靶垂深:3 600.00 m,闭合距:1 239.57 m,闭合方位:312.99°,靶半径:140.00 m。造斜点1 080 m,造斜率8°/100m,第一稳斜角47.50°,降斜率4°/100m,第二稳斜角11°,井底闭合位移1 239.57 m,井底闭合方位312.99°(见图2)。

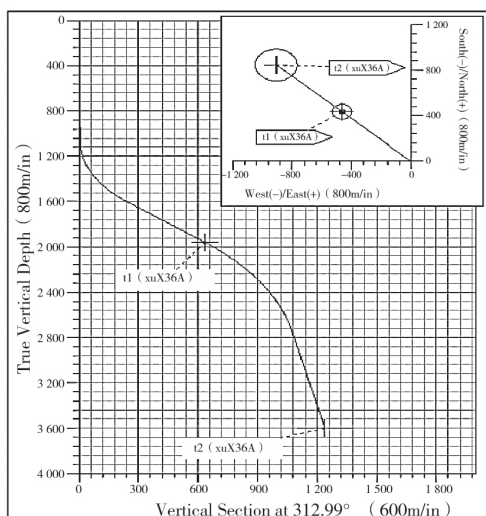


图2 许X36A设计井身轨道剖面

2 施工难点

(1)摩阻扭矩控制难度大。该井设计为复杂的“直-增-稳-降-稳”五段制轨道,易产生键槽,摩阻扭矩大,甚至超过转盘的额定扭矩。实际施工起钻摩阻最大740 kN,大钩载荷最高1 900 kN,下部稳斜段钻进时,扭矩接近36.5 kN·m,多次出现转盘憋停的情况,施工时摩阻扭矩控制难度大。

(2)井壁易失稳,井眼清洁困难。该井井深、轨道复杂、井斜位移大、裸眼段长、钻遇地层跨度大,中生界地层为砂砾岩、硬脆性砂泥岩、辉绿岩、碳酸盐岩等,易发生井壁失稳,井眼清洁困难,易发生复杂故障,对钻井液性能提出了更高的要求。

(3)机械钻速低。该井钻遇苏北盆地中生界的泰州组与浦口组、古生界的志留系、奥陶系地层,近2 700 m,钻遇地层研磨性高、可钻性差,严重影响钻头的选型及机械钻速的提高^[1]。

(4)易出现钻具故障,对钻具质量要求高。该井井深,载荷大,轨道复杂,增斜段及降斜段易形成狗腿,侧向力大、钻具磨损严重,易造成钻具刺漏等问题。

3 钻井施工技术

3.1 井身轨迹控制

为控制好井身轨迹,确保轨迹圆滑、中靶优质,采取以下措施:

(1)进一步优化剖面。充分利用该井靶区半径为标准靶的特点,优化剖面,适当降低最大井斜角,进一步降低摩阻。许36A井实际侧钻点1 083.31 m,钻至1 877.52 m井斜最大达到43.50°后稳斜,稳斜至2 049.42 m后降斜,至3 742.61 mm井斜降至12.40°,之后稳斜至完钻井深4 419 m。最大井斜角比设计值减小4°。

(2)优选小角度单弯。控制好狗腿度,是该井控制好轨迹的关键。采用1.25°小角度单弯螺杆+PDC钻头定向作业,既保证有一定的造斜率,又控制好狗腿不超标,为后期完井作业打好基础。造斜时,采取每根滑动复合相结合的方式控制轨迹平滑,平均造斜率控制在3°/30m左右。

(3)优选钻具组合。为保证后期取心筒及生产

套管的顺利下入,上部侧钻井段、造斜段、第一稳斜段、部分降斜段,均采用单弯双稳组合,充分发挥复合钻井稳斜或微降的特点,避免单弯单稳组合增斜而造成滑动降斜。为降低深部井段摩阻、扭矩,简化钻具组合,精简掉稳定器,部分降斜段及第二稳斜段采用直螺杆塔式组合。

以上措施有效控制轨迹,一靶靶心距43.82 m,二靶靶心距27.09 m,设计轨迹与实钻轨迹基本一致。

3.2 提高机械钻速

该井古生界地层主要为辉绿色变质泥岩,岩性致密、研磨性强,常规五刀翼等PDC钻头对古生界地层适应性差。通过反复分析研究,优选七刀翼进口复合片钻头,同时在古生界地层试验旋冲螺杆提速工艺,取得较好效果。

机械式旋冲螺杆利用螺杆作为动力驱动,通过冲击发生机构产生高频轴向冲击并传递给钻头,实现冲击与旋转联合作用破岩^[2-6]。同时,由于其产生的低振幅、高频率的震动可吸收部分瞬时过大载荷,有效减少了硬脆性地层对钻头的破坏作用、延长钻头使用寿命。试验表明:在钻进参数、地层基本相同的情况下,使用旋冲螺杆可明显提高机械钻速,且滑动钻进加压容易,工具面稳定,一定程度上能减轻托压现象。

在2 927.10~3 310 m,使用常规的FL1653JH五刀翼PDC钻头,机械钻速由上部中生界地层的7.01 m/h降为3.09 m/h。在3 310~3 663.17 m井段,选用“7刀翼进口复合片PDC钻头+旋冲螺杆”的提速工艺,机械钻速达到7.24 m/h,起出后钻头切削齿仅断两颗。在3 663.17~3 850.03 m井段,使用同型号PDC钻头与常规螺杆,机械钻速仅为2.51 m/h,且起出后外径磨损严重,切削齿断4颗,保径齿断2颗。在岩性基本相同的情况下,“7刀翼PDC钻头+旋冲螺杆”与前段“五刀翼PDC钻头+常规螺杆”及后段“七刀翼PDC+常规螺杆”相比,机械钻速分别提高134.30%、188.45%。在3 858.43~4 273.55 m,由于地层可钻性变好,使用7刀翼进口复合片PDC钻头,机械钻速达到了5.05 m/h。但该钻头在4 282.45~4 415.01 m井段钻遇致密性、研磨性更强的灰质白云岩,机械钻速降低至1.77 m/h。

3.3 钻井液

针对该井地层及井身特点,在钻井液体系优选及性能维护方面采取了相应措施:

(1)在1 080~2 110 m井段,采用复合金属离子聚合物润滑防塌钻井液体系,在2 110~4 419 m井段,采用复合金属离子聚合物-抗高温聚醚醇胺纳米水基钻井液体系。聚醚醇胺纳米水基钻井液体系具备抗高温、润滑性好、抑制性强等优点^[7-9],使用该钻井液体系后上提摩阻控制在60~74 t,下放摩阻控制在35~50 t左右,润滑效果较好。

(2)侧钻成功后,加入2%润滑剂增强防卡性能。根据井下摩阻情况,补充润滑剂,用好四级固控设备,严格控制垢土含量和固相含量。

(3)进入泰州组前100 m加入2%防塌剂和3%的超细碳酸钙,抑制地层垮塌。维护时按0.5 kg/m补充聚合物PMHA-II,配成0.5%~1%的胶液,按循环周均匀加入,抑制黏土的水化分化分散剥落垮塌。

(4)钻至2 700 m左右转化为抗高温聚醚醇胺纳米水基钻井液体系。加入0.3%IND-30,PANS保持钻井液具有良好的抑制性能和抗温性能。转化后及时加入聚醚,并根据摩阻情况加入2%的极压润滑剂及优质机油。

(5)钻至后期,井下出现垮塌现象,及时将密度由1.22 g/cm³提至1.28 g/cm³,保证了井壁稳定。

(6)在环空返速足够的前提下,动塑比始终控制在0.5左右,保持钻井液低黏度、低切力、高动塑比的特点,有利于携砂又具有良好的流变性、润滑性和防塌性。

4 复杂故障的预防与处理

4.1 粘挂及起钻困难

4.1.1 摩阻扭矩的分析预测

应用NAVIGATOR定向井水平井设计与分析系统软件,主要对第二稳斜段应用常规单弯双稳钻具组合的受力进行分析(见图3),在1 100~1 500 m井段钻具侧向力偏大,扭矩最高达36.52 kN·m,而钻机常用转盘最大扭矩为32.36 kN·m。上提最大摩阻达到近600 kN。

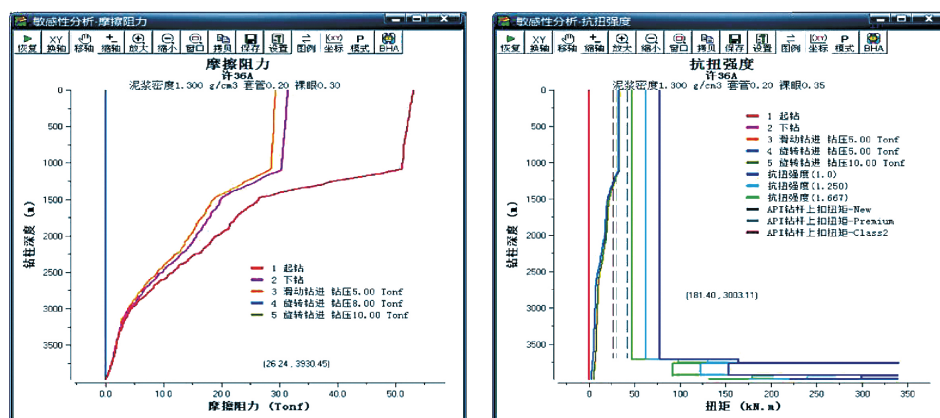


图3 摩阻、扭矩分析预测

4.1.2 控制摩阻扭矩的措施

该井在进入2 100 m后,井身轨迹总体呈现降斜趋势,伴随井深的不断增加,摩阻与扭矩不断升高。钻至井深4 415 m,正常上提摩阻已经达到740 kN,扭矩达25~26 kN·m,有时瞬时值会直接憋停转盘。井下钻具粘附严重,起钻上提钻具时,钩载比正常上提载荷高200~400 kN。从井深3 600 m开始,每趟起钻前9柱由于粘附严重,钻具无法上提只好抢接一单根,先下放后再上提。

针对此问题,采取以下措施:

(1)应用优质机油作为润滑剂。全井共加入15.3 t优质机油,在摩阻突增以及取心、电测等多项工序施工前混入钻井液。

(2)钻至井深3 663 m后,起钻倒换使用倒装钻具组合钻进。

(3)自2 277 m开始,应用高效清除岩屑床的螺旋清砂钻杆,有效清除岩屑床。安放位置为钻头以上每200 m放置一根,本井使用3根,确保每次钻进时该钻杆处于大斜度井段。

(4)采用抗高温、润滑性好、抑制性强的抗高温聚醚醇胺纳米水基钻井液体系,有效降低了摩阻扭矩。

(5)强化短起下,大排量循环。定深短起下、定期大排量循环、打完一根倒划一根、使用140~200目的振动筛筛布等井眼净化技术,有效减少井下固

相含量。

通过以上措施的应用,摩阻与扭矩得到了较好的控制,摩阻扭矩基本符合预测,振动筛返砂正常,颗粒分明,保证了全井钻至完钻井深。

4.2 键槽现象及井壁失稳

由于起下钻次数多、泥岩井段井壁失稳,形成“糖葫芦”井眼,且轨迹复杂,存在造斜与降斜二个拐点处形成比较集中的拉磨现象,在降斜拐点处、井径较小处被拉成了键槽,造成起下钻具困难。

通过谨慎起钻,发现挂卡立即下压,大排量循环、倒划眼、随钻振击的方式,起出键槽井段;通过大排量循环、稠浆清扫、划眼或倒划眼等措施,下入或起出井壁失稳井段。钻进至3 310 m起钻,起至井深2 480 m遇键槽卡钻,接方钻杆循环正常,大力下压解卡,解卡后仍无法提出,进行倒划眼处理,倒划7~8 m后起出,后起钻多处遇卡,进行倒划眼处理将钻具起出,直到井深2 048 m井下才正常;下钻至井深2 088 m开始遇阻,间断划眼至2 485 m后正常。此后,每次在井段2 000~2 500 m(阜一段一泰州组)起下钻均遇困难,需处理5~10 h。另外钻进至井深3 600 m以后,在井深3 600 m前后(古生界)多次出现了起钻挂卡,下钻遇阻划眼的情况。

4.3 钻具刺漏

本井使用G-105新钻杆,在钻进过程中共发生4次钻具刺漏(见表1)。

表1 钻具刺漏情况

井深/m	发生刺漏处井深/m	发生刺漏时工况	刺漏点尺寸/cm	泵压变化情况
4 273.68	1 504.25	短起下完循环	1.2	22 MPa下降至16 MPa
4 282.45	1 224.43	取心井段扩眼完,复合钻进	2.5	22 MPa下降至16 MPa
4 307.53	1 335.22	正常钻进	1.0	20 MPa下降至15 MPa
4 315.36	1 304.86	正常钻进	1.5	20 MPa下降至17 MPa

应用NAVIGATOR定向井水平井设计与分析系统软件,对钻具的侧向力及应力进行分析,造成钻具刺漏主要原因为:

(1)造斜段处侧向力大,交变应力大,钻具易磨损疲劳。该井在1 100~1 600 m为增斜井段,3°/30m左右的全角变化率主要集中在1 100~1 400 m之间。经分析,钻具在1 300 m左右所受侧向力达到峰值,发生刺漏的钻具深度集中在1 200~1 500 m,与侧向力大小、狗腿角大相对应(见图4)。

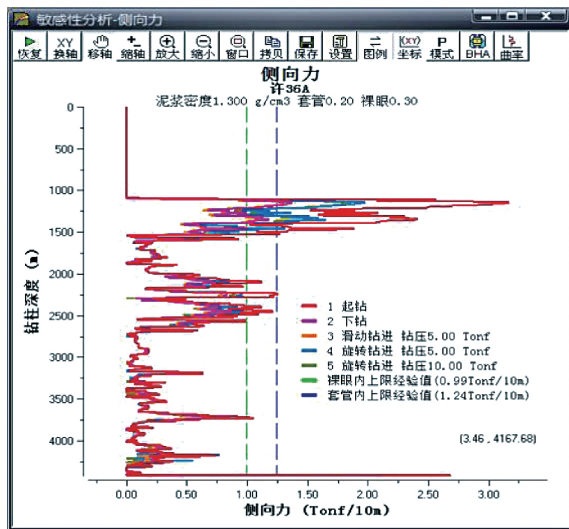


图4 钻具侧向力

图5显示钻具在1 200 m左右钻具应力值异常偏高,钻具在1 200~1 500 m处易因疲劳磨损而导致钻具刺漏。

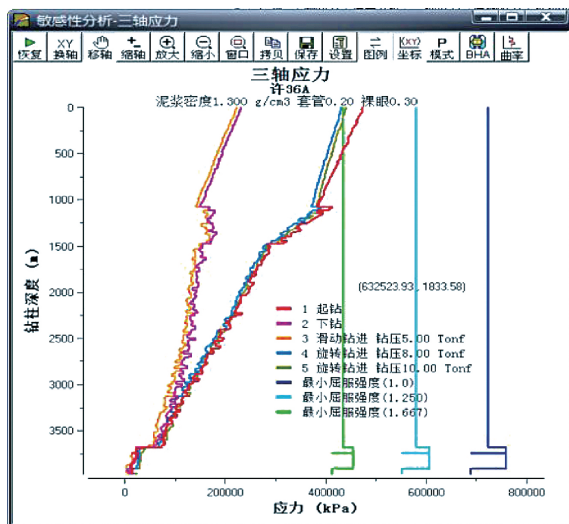


图5 钻具应力

(2)大井深、高摩阻、大扭矩、重载荷,上部钻具受拉受扭严重。本井使用G-105新钻杆(100%新度下最大抗拉强度2 465.8 kN),该钻具按照3 985.26 m的原设计井深配置,井深达到4 250 m

后,摩阻、扭矩、上提载荷相应增大,致上部钻具受拉受扭严重,易发生疲劳破坏。实际钻进至4 273.55 m时,钻具悬重1 250 kN,在正常情况下,上提钻具的载荷达到1 900 kN,已达钻杆抗拉强度的80%,稍有挂卡就增至2 000~2 100 kN,随着井深增加,上提载荷和扭矩继续增加,所用钻杆强度难以满足需求,导致钻具发生刺漏。

4.4 防止电测卡电缆

为在电测时避免卡电缆,该井完钻后,应用优化的钻具组合进行通井,该组合在近钻头处连接了除岩屑刮砂钻杆,对井壁进行修整。重点对2 000~2 300 m、3 500~3 600 m井段起下钻阻卡点进行了充分的处理。第一趟仪器顺利到底,第二趟仪器由于外径较大入井遇阻,起出后,进行了湿接头测井,在测至3 975 m左右遇阻,仪器电缆张力达到限值,停止测井,起钻后下入通井组合,上下拉一遍起出后,测井作业成功实施。

5 认识与体会

(1)对复杂井眼轨迹中深井,摩阻和扭矩是影响施工成功的关键因素。控制轨迹、优选钻井液体系、强化短起下、大排量循环、打完一根倒划一根、使用螺旋清砂钻杆及高目数振动筛等措施,可有效降低井下摩阻扭矩。

(2)在高研磨性、高致密性的地层,“旋冲螺杆+七刀翼高密度小齿PDC钻头”的钻具组合,可显著提高机械钻速。

(3)抗高温聚醚醇胺纳米水基钻井液体系抗高温,润滑性好,抑制性强,可有效控制井下摩阻与扭矩。

(4)针对钻遇中古生界的井身轨迹复杂的中深井,造斜率或降斜率应控制在较小值;为避免钻具因长时间弯曲受力导致疲劳伤害,在每趟起下钻时,应倒换位于侧向力和扭矩异常井段的钻具;在钻具组合中串接随钻振击器,有助于键槽卡钻等故障的及时解除。

(5)对于大斜度复杂轨迹井,采用常规电测与钻杆传输电测相结合的方式,有利于快速完成电测任务,避免或减少通井。

参考文献:

- [1] 秦春,黎学年,刘紫云,等.下扬子区临古1井高研磨性地层钻井技术[J].复杂油气藏,2015,8(4):73-77.
- [2] POWELL S W, HERRINGTON D, (下转第101页)

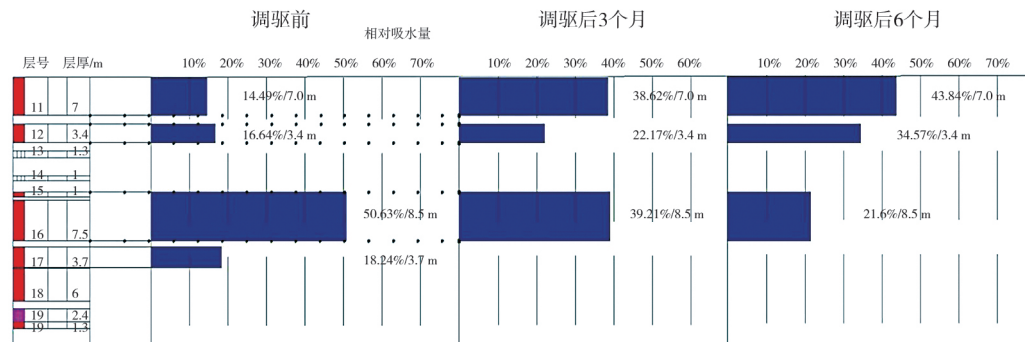


图4 L21-019井吸水剖面变化

2016至2018年先后在5个注水站应用了水力自动调压装置,合计节电 $273.75 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$,合计间接增油 $1.09 \times 10^4 \text{ t}$,创效1 143.55万元,技术投入350万元,投入产出比1:3.27。

4 认识及结论

(1)将水力自动调压装置应用于非均质油藏的注水开发中,解决了低渗区域高压注水井欠注问题,可大幅提高区块的注水效率,在节能降耗的同时有利于保证区块长期稳产。

(2)水力自动调驱技术与油水井堵水技术结合应用,可使动用程度较低的低渗产层发挥作用,有利于区块的高效开发。

(3)水力自动调驱技术与深部调驱技术结合应用,解决了调驱后续注水受阻的问题,实现了大剂量调驱后正常注水,保证深部调驱长期有效。

参考文献:

[1] 赵永胜,陆蔚刚,兰玉波,等.多层砂岩油田水驱开发的合理注水压力[J].大庆石油地质与开发,2000,19(6): 21-24.
[2] 罗小曼.非均质油藏中高含水期稳油控水对策及效果

刍议[J].中国新技术新产品,2014,12(14):50-50.
[3] 梁卫东,姜贵璞,王丽敏,等.砂岩油田合理注水压力的确定[J].大庆石油学院学报,2004,28(4):42-44.
[4] 任福深,陈素丽,林春文,等.基于水力压差驱动的注水增压泵研制[J].石油机械,2015,43(12):77-80.
[5] 裴志宇,李佳维,刘彬,等.水利自动调压装置的研究与应用[J].中国化工贸易,2013,5(4):55.
[6] 海斌.胜利油田成功实施水力自动调压节能注水试验[J].石油钻采工艺,2015,37(3):117-117.
[7] 任福深,陈素丽,杨萍萍,等.压差驱动往复式水力增压泵研究与应用[J].石油矿场机械,2015,44(9):18-21.
[8] 王艳平.水力自动调压泵在新立油田的应用[J].石油石化节能,2013(2):30-31.
[9] 尹相文,靳彦欣,夏凌燕.聚驱后储层非均质性对堵水调剖试验选区的影响[J].石油天然气学报,2012,34(8):150-152.
[10] 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.
[11] 刘庆旺.弱凝胶调驱技术[M].北京:石油工业出版社,2003:10.

(编辑 韩 枫)

(上接第89页) BOTTON B, et al. Fluid hammer increases PDC performance through axial and torsional energy at the bit [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana: SPE, 2013: SPE-166433-MS.
[3] 祝效华,刘伟吉.旋冲钻井技术的破岩及提速机理[J].石油学报,2018,39(2):216-222.
[4] 雷鹏,倪红坚,王瑞和,等.自激振荡式旋冲工具在深井超深井中的试验应用[J].石油钻探技术,2013,41(6): 40-43.
[5] 查春青,柳贡慧,李军,等.复合冲击钻具的研制及现场试验[J].石油钻探技术,2017,45(1):57-61.

[6] 叶金龙,沈建文,吴玉君,等.川深1井超深井钻井提速关键技术[J].石油钻探技术,2019,47(3):121-126.
[7] 刘贵林,宋碧涛,黄进军,等.聚醚多元醇对泥页岩地层坍塌压力影响实验研究[J].复杂油气藏,2013,6(3): 64-66.
[8] 宋碧涛,刘子龙,薛芸,等.聚醚多元醇钻井液在苏北盆地许33块的应用[J].钻井液与完井液,2014,31(2): 92-94.
[9] 何竹梅,贾万根,宋碧涛,等.天长深层泥页岩井壁失稳机理及防塌对策[J].复杂油气藏,2017,10(1):64-68.

(编辑 韩 枫)