

文章编号:1009-9603(2021)06-0114-08

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.06.015

深层低渗透敏感稠油油藏降黏引驱技术研究及应用

——以胜利油区王家岗油田王152块为例

陈桂华¹,吴光焕¹,全宏²,赵红雨³,邓宏伟¹,韦涛¹,张伟²,康元勇¹

(1.中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东东营257015;2.中国石化胜利油田分公司现河采油厂,山东东营257000;3.中国石化胜利油田分公司油气开发管理中心,山东东营257000)

摘要:为了有效动用开发难度极大的深层低渗透敏感稠油油藏,以胜利油区王家岗油田王152块为例,在深入分析开发难点和渗流机理的基础上,创新性提出降黏引驱开发技术,利用单管填砂驱油模型实验、油藏工程方法和数值模拟方法,开展深层低渗透敏感稠油油藏的开发技术界限研究。研究结果表明:生产井降黏吞吐引效,注入井早期变浓度连续驱替、后期变浓度段塞降黏驱替的降黏引驱技术开发深层低渗透敏感稠油油藏,能提高采出程度14.3%。同时优化并确定了降黏引驱的驱替方式、引效周期、降黏体系浓度及注入量等开发技术关键参数。王152块王152-斜6井组先导试验结果证实,截至2020年9月,井组日产油量峰值为11.5 t/d,比试验前提高了5.4倍,驱替生产157 d,累积注入量为6 534 m³,所有采油井均已见效,井组累积产油量为856 t,开发效果明显改善,预测提高采收率为11.0%,实现了深层低渗透敏感稠油油藏从未动用到有效动用的转变。

关键词:深层低渗透油藏;降黏引驱;敏感稠油;开发技术界限;提高采收率

中图分类号:TE345

文献标识码:A

Research and application of technology of viscosity reduction induced flooding in deep, low-permeability and sensitive heavy oil reservoirs: A case of Block Wang152 of Wangjiagang Oilfield in Shengli Oil Province

CHEN Guihua¹, WU Guanghuan¹, QUAN Hong², ZHAO Hongyu³,
DENG Hongwei¹, WEI Tao¹, ZHANG Wei², KANG Yuanyong¹

(1.Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 2.Xianhe Oil Production Plant, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China; 3.Oil & Gas Development Management Center, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China)

Abstract: In order to effectively produce deep, low-permeability and sensitive heavy oil reservoirs which is extremely difficult to develop, this paper takes Block Wang152 of Wangjiagang Oilfield in Shengli Oil Province as an example to conduct in-depth analysis of development difficulties and flow mechanism, and on this basis, puts forward an innovative technology of viscosity reduction induced flooding. Besides, in virtue of the single-tube sand-filling flooding model experiments, reservoir engineering methods and numerical simulation methods, the paper studies the development technology limits of deep, low-permeability and sensitive heavy oil reservoirs. According to the proposed technology, viscosity reduction is implemented in producing wells for them to enhance huff-and-puff recovery; early continuous flooding with variable concentrations and later viscosity reduction and flooding with variable concentrations and slugs are implemented in injection wells. The results show that the technology helps increase the recovery of deep, low-permeability and sensitive heavy oil reservoirs by 14.3%. The key parameters of the development technology such as the flooding mode, the effective cycle, the concentration of viscosity reducers, and the injection volume are also optimized and determined. The pilot test results of Wang152-X6

收稿日期:2021-01-18。

作者简介:陈桂华(1970—),女,甘肃武威人,高级工程师,硕士,从事稠油油藏开发方面的科研与生产工作。E-mail:dywyjcg@163.com。
基金项目:中国石化科技攻关项目“低效水驱稠油两相黏度调节剂研发与评价”(P18050-4)。

well group in Block Wang152 show that, by September 2020, the peak daily oil production of the well group was 11.5 t/d, which was 5.4 times higher than that before the test. After 157 days of flooding with a cumulative injection of 6 534 m³, the viscosity reduction induced flooding proved effective in all production wells, and the cumulative oil production of the well group reached 856 t. Due to the significantly improved development, the oil recovery was predicted to increase by 11.0%, which has realized the transition from un-producing to effective producing of deep, low-permeability and sensitive heavy oil reservoirs.

Key words: deep and low-permeability oil reservoir; viscosity reduction induced flooding; sensitive heavy oil; development technology limit; EOR

深层低渗透稠油油藏的埋深为900~1 600 m, 储层平均渗透率小于300 mD, 地层条件下脱气原油黏度大于50 mPa·s。胜利油区深层低渗透稠油油藏探明石油地质储量近亿吨, 主要分布在罗家垦西砂砾岩稠油油藏、王家岗滩坝砂稠油油藏等区块, 是胜利油区最大的未开发稠油储量阵地^[1-3]。

胜利油田一直在开展深层低渗透稠油的探索攻关。2009年罗家油田沙四段罗904井压裂后注汽投产, 初期日产油量为4.8 t/d, 累积产油量为210 t。因油藏埋藏深、物性差, 导致直井注汽压力高, 注汽干度低, 注汽质量差, 生产过程中产能低、递减快, 无经济效益。2011年王家岗油田完钻了王146-支平1井, 采取微乳液降黏体系+CO₂复配体系投产, 注入压力最高达18.0 MPa, 投产后日产油量峰值为13.1 t/d, 是周围直井初期日产油量的6.5倍, 取得了一定的试验效果, 但较高产量仅维持在生产初期, 后期供液不足和稳产时间短等一系列矛盾也随之凸显, 试验未取得突破性进展^[4-8]。

深层低渗透稠油油藏开发难度大, 主要由于其注入压力高于蒸汽的临界条件, 致使地面注入的高压蒸汽到达油藏后变为高压热水, 其所携带的热焓及比容远小于气相饱和蒸汽, 即使在复合降黏剂+CO₂复配体系开发时, 其有效降黏泄油半径不到15 m, 且油藏启动压力高, 流度小, 单井产能低。目前无明确的开发方式对深层低渗透稠油油藏的亿吨储量进行有效动用^[9-12]。埋藏深, 蒸汽热损失大; 油稠、低渗透导致油藏启动压力高, 流度小, 几个不利因素叠加在一起, 严重影响深层低渗透稠油油藏的效益开发。在调研前人研究成果的基础上^[13-17], 以胜利油区王家岗油田王152块为例, 剖析开发难点, 采用单管填砂驱油模型实验、油藏工程方法和数值模拟方法, 创新性提出降黏引驱开发技术, 论证了降黏引驱的渗流机理, 并开展了深层低渗透敏感稠油油藏降黏引驱开发技术政策界限研究。2020年4月, 王152块开展降黏引驱先导试验, 取得了较好的开发效果。

1 区块开发状况和开发难点

王家岗油田王152块位于东营凹陷丁家屋子与八面河构造带之间。王152块沙四段为常温常压、构造-岩性低渗透敏感稠油油藏, 埋深为1 500 m, 孔隙度为23.2%~25.4%, 空气渗透率平均为135 mD, 地面原油黏度平均为14 016 mPa·s, 油层温度为76 ℃, 地层水矿化度为23 594 mg/L, 氯离子质量浓度为13 665 mg/L。

王152块沙四段深层低渗透敏感稠油油藏具有深、低、敏、稠和弱的特点。深——埋藏深, 热损失大, 热采效果无法保障。低——渗透率低, 注汽压力高, 建立有效驱替困难。敏——储层强水敏, 水敏指数高达81.3%, 黏土膨胀, 渗流能力无法保障, 强水敏进一步加大了开发难度。稠——原油黏度大, 原油流动性差。弱——封闭天然能量弱, 供液能力无法保障。自2011年至2020年1月, 王152块先后投产7口采油井, 采用常规注汽、高干注汽热采、压裂改造后注汽热采和降黏冷采吞吐等开发方式, 效果均不理想。2020年1月共有3口采油井, 区块日产液量为9.8 t/d, 区块日产油量为2.1 t/d, 平均单井日产油量仅为0.7 t/d, 含水率为78.6%, 动液面平均为1 354 m(图1), 采出程度仅为1.4%, 油藏基本未被动用。

2 降黏引驱开发技术渗流机理

常规水驱开发时, 王152块受低渗透和油稠影响, 原油流动能力较差, 在注入井附近油相压实堆积, 在前缘形成近井地带富集油区域, 但由于储层低渗透且油稠, 注采井间存在高黏度的压力传导阻滞区域, 同时随着采油井附近轻质组分被采出, 重质组分沉积吸附, 致使高黏度原油堆积, 采油井附近形成采出堵塞区域, 泄油区渗流能力下降, 导致注采井之间无法建立有效驱替关系(图2)。因此, 笔者提出了降黏引驱的开发思路。

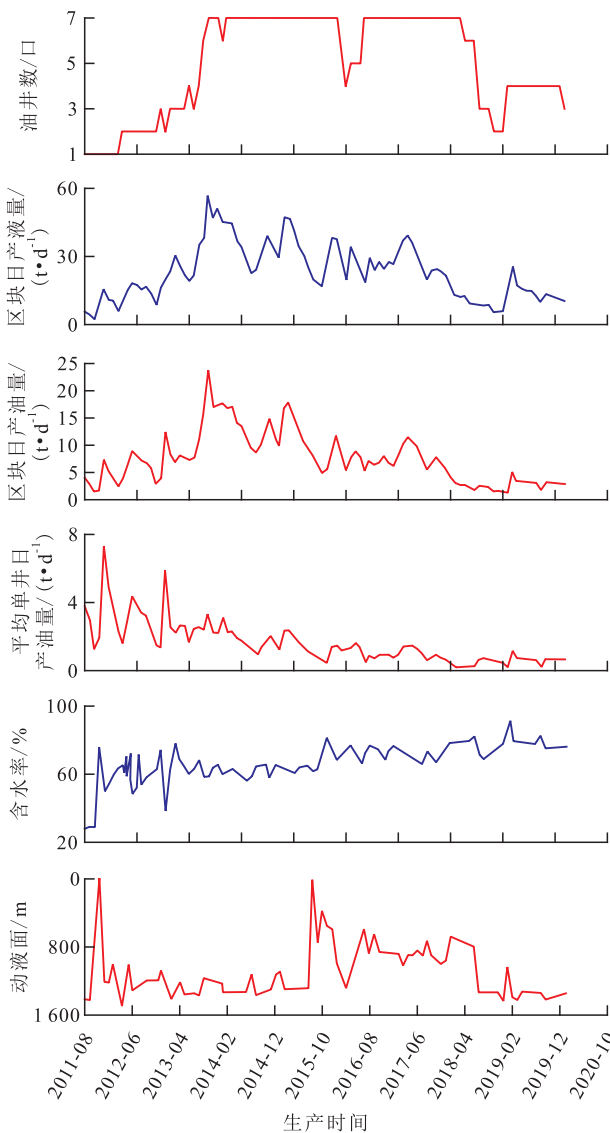


图1 王152块开发曲线

Fig.1 Development curves of Block Wang152

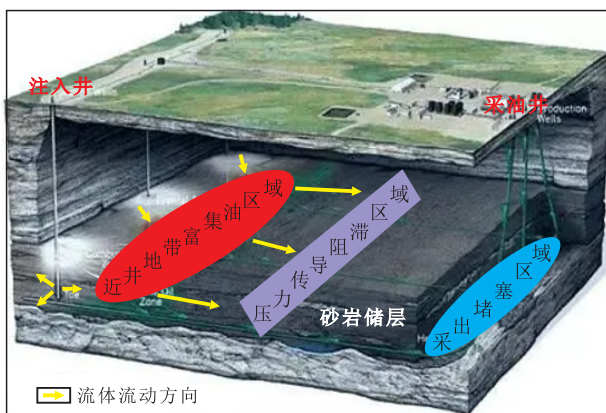


图2 注水开发注采井间流动示意

Fig.2 Flow between injection and production wells during water flooding

注采井双向降黏,建立有效驱替压差 王152块地层原油黏度为602 mPa·s,常规水驱开发时,利用油藏工程方法,计算注采井附近易流区不足10

m,缓流区不足30 m,注采井之间存在150 m以上的高黏度原油滞留区,压力不能有效传导,无法建立有效驱替(图3)。

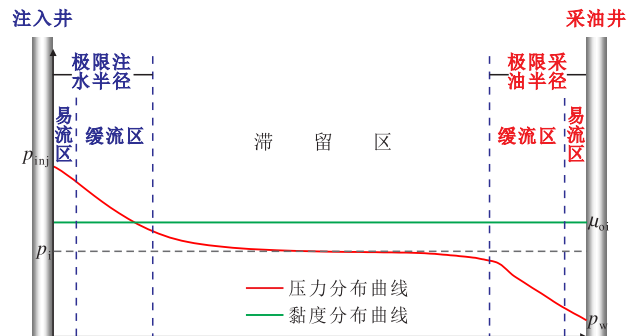


图3 王152块常规水驱开发压力和黏度分布

Fig.3 Pressure and viscosity distribution of conventional water flooding in Block Wang152

采用降黏引驱开发,注入井和采油井双向降黏,可大幅度降低油藏启动压力。数值模拟结果表明,双向降黏后,地层原油黏度降为100~550 mPa·s,其中注采井附近地层原油黏度为100~200 mPa·s的低黏度区域扩大到120 m左右;相同驱替压差下,利用油藏工程方法,计算注采井附近易流区和缓流区扩大至常规水驱时的3倍左右,高黏度原油滞留区消失,即扩大了极限注水半径和极限采油半径,压力能够有效传导,从而达到了建立注采驱替关系和有效补充地层能量的目的(图4)。

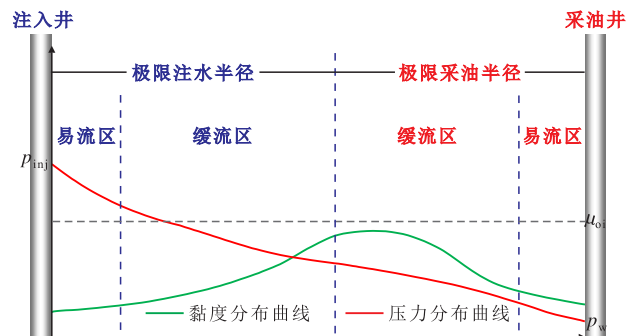


图4 王152块降黏引驱开发压力和黏度分布

Fig.4 Pressure and viscosity distribution of viscosity reduction induced flooding in Block Wang152

扩大波及体积,进一步保持渗流能力 采用常规水驱开发时,水油流度比大,注入水突进变快,含水率上升快,易发生指进现象,致使波及系数变小。而降低水油流度比,就能扩大波及体积,故降黏引驱的关键是降低注入相与油相流度比。因此,考虑对油相和注入相双向调节,在降低油相黏度的同时,增加注入相黏度,使注入相与油相的流度比控制在5左右,最终使降黏引驱的波及系数由水驱时的小于20%提高到65%以上^[1]。此外,针对王152块强水敏性,优选配伍的驱替工作液进行降黏引驱

开发,有效防控水敏,进一步保持渗流能力。

3 技术可行性评价

王152块深层低渗透敏感稠油油藏早期采用注蒸汽热采开发,注汽压力高达20.3 MPa,注蒸汽沿程热损失大,井底干度损失高达50%以上,热采效果差,平均单井日产油量仅为1.6 t/d。2013年压裂改造后,注蒸汽热采,注汽压力未明显降低,平均单井日产油量略有升高,为1.9 t/d,但投入产出比为0.7,经济效益差。2018年实施降黏吞吐开发,初期日产油量为5.4 t/d,但递减快,平均日产油量仅为1.7 t/d,无能量补充,不能持续稳产开采,因此王152块若有效开发必须补充能量。为此,从室内实验和数值模拟两方面对比了水驱、降黏驱和降黏引驱等不同开发方式的开发效果及提高采收率的可行性。

3.1 降黏体系性能评价

降黏体系性能评价实验用油为王152块沙四段王152-1井的地面脱气原油,黏度为16 400 mPa·s。实验用水为王152块沙四段地层水,矿化度为23 594 mg/L,水型为氯化钙型。

针对王152块原油组分及其特点,对多个降黏体系性能进行评价,最终优选LPA降黏体系。

LPA降黏体系降黏率测定结果(图5)表明:随着降黏体系质量分数的增大,降黏率不断增加,当质量分数由0.3%增至5.0%时,降黏率由57.6%上升至87.0%,当质量分数大于3.0%时,继续增加其质量分数,降黏效果提高不再明显。

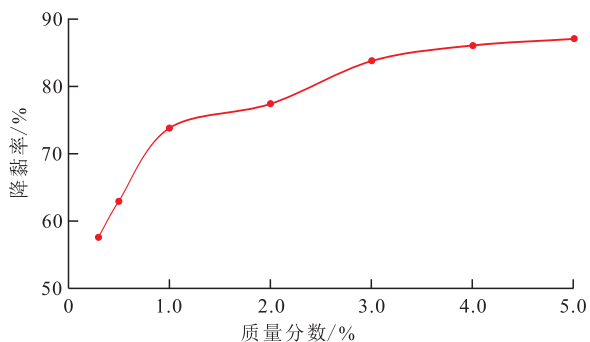


图5 不同质量分数LPA降黏体系降黏率测试结果

Fig.5 Test results of viscosity reduction rate of LPA viscosity reduction system with different mass fractions of crude oil from Block Wang152

LPA降黏体系性能评价结果表明,当质量分数为3.0%时,降黏率为83.7%;自然沉降脱水率为82.5%;抗聚并率为74.6%;界面张力小于0.01 mN/m;在60℃时即可快速水解,发生改性,既可以降低界面张力,又可以分散重质组分,能够持续叠加降

黏,从而更好实现原油流量调控的目的。

3.2 单管填砂驱油模型实验

通过单管填砂驱油模型实验,分析对比热水驱和降黏驱的驱油效率,论证降黏驱提高驱油效率的可行性。

3.2.1 实验材料及方法

实验岩心采用石英砂与天然油砂环氧树脂胶结岩心,岩心长度为30 cm,直径为2.5 cm,气测渗透率约为512.6 mD。实验用饱和原油为王152块脱气稠油,其地面原油黏度为16 400 mPa·s。实验用水为王152块地层水。驱替药剂为LPA降黏体系,其质量分数分别为:0%(热水),0.3%,1.0%,2.0%,3.0%,5.0%。实验步骤主要包括:①在地层温度下,以0.3 mL/min的速度注入热水,驱替至含水率大于99%时结束。②以0.3 mL/min的速度,分别注入质量分数为0.3%,1.0%,2.0%,3.0%和5.0%的LPA降黏体系,驱替至含水率大于99%时结束,分别计算各阶段驱油效率。

3.2.2 驱替结果与分析

对比热水驱和降黏驱实验结果发现:热水驱最终驱油效率仅为22.1%;当降黏体系质量分数由1.0%增至5.0%时,驱油效率从29.1%增加到40.6%(图6),但早期增幅较大,后期增幅变缓,降黏驱驱油效率更高。这是因为,降黏体系浓度越高,水油黏度比越小,水相突破速度越慢,含水率上升越慢,驱油效率越高。

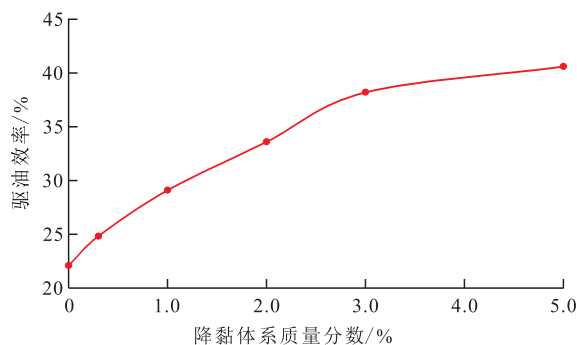


图6 不同质量分数降黏体系的驱油效率

Fig.6 Oil displacement efficiency of viscosity reduction system with different mass fractions

3.3 数值模拟优化结果

利用CMG软件的STARS模块,建立王152块全区三维油藏模型,模拟不同开发方式的开发效果。

模型石油地质储量为 169×10^4 t,埋深为1 477.8 m,砂体厚度为16~20 m,平均孔隙度为25.9%,渗透率为120~142 mD,开发初期7口老井排状分布。预测时采用反九点法面积井网,井距约为230 m。

模型垂向(Z)共有3个小层,模拟3个主力油

层,平面X方向网格数为232个,Y方向网格数为94个,网格步长为8.3~25 m,有效网格总数为65 424个(图7)。

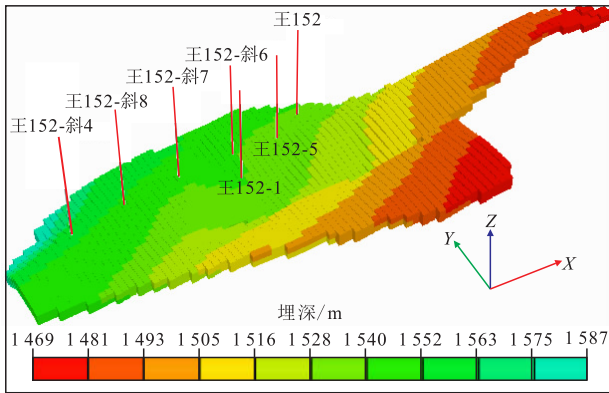


图7 王152块数值模拟模型

Fig.7 Numerical simulation model of Block Wang152

数值模拟结果(图8)表明,受油藏埋藏深、渗透率低和油稠等影响,水驱、热水驱、蒸汽吞吐转汽驱、降黏吞吐、降黏驱和降黏引驱6种开发方式生产15 a后采出程度均不高,只有降黏驱和降黏引驱2种开发方式的净采油量为正值,具有经济效益,其中降黏引驱开发方式的采出程度和净采油量最高,分别为14.3%和 7.46×10^4 t。故推荐王152块采取降黏引驱开发方式进行开发。

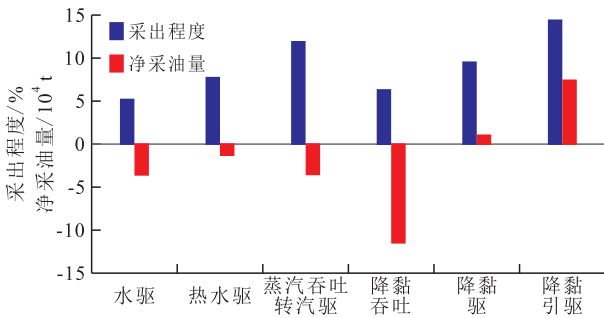


图8 不同开发方式开发效果对比

Fig.8 Production effect comparison of different development methods

4 降黏引驱开发技术界限

降黏引驱开发要求在注入井降黏驱替的同时,采油井降黏吞吐引效。因此研究降黏引驱开发技术界限时,需要对注采井同时进行多参数的协同优化。

4.1 采油井注入参数优化

4.1.1 降黏吞吐引效周期优化

在注入井降黏驱替的同时,采油井降黏吞吐引效4~12个周期,生产效果(图9)表明,采油井降黏吞吐引效6个周期时的净采油量最高,采出程度比

引效12个周期时仅低0.3%,整体开发效果较好。因此,建议在注入井降黏驱替同时,采油井降黏吞吐引效6个周期(即降黏吞吐引效3 a,每年降黏吞吐引效2个周期),然后仅注入井降黏驱替^[18]。

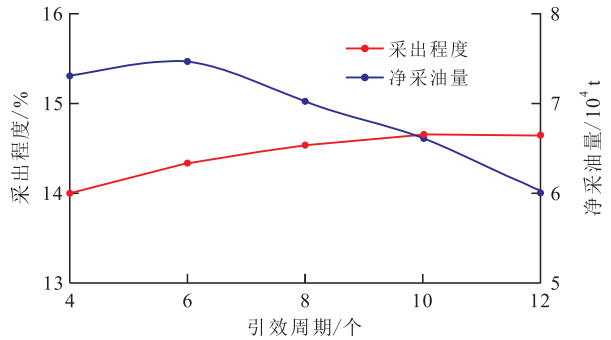


图9 王152块不同引效周期生产效果

Fig.9 Production effect of different effective cycles in Block Wang152

4.1.2 降黏剂质量分数及用量优化

利用数值模拟方法,计算得到采用不同质量分数降黏体系降黏吞吐引效的生产效果。由图10可知,采用质量分数为2.0%~3.0%的降黏体系生产效果较好。王152块为特稠油,原油黏度大,考虑降黏效果,降黏体系质量分数不宜过小。同时考虑敏感性油藏的地层吸附作用,故建议前3年降黏体系质量分数采用3.0%。

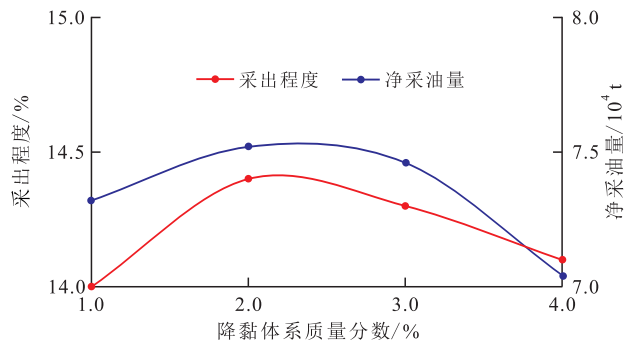


图10 王152块不同质量分数降黏体系生产效果对比

Fig.10 Production effect comparison of viscosity reduction system with different mass fractions in Block Wang152

采油井降黏吞吐引效每个周期注入降黏体系用量模拟结果(图11)表明:随着降黏体系用量的增多,区块采出程度和净采油量均逐渐增加;当周期降黏体系用量超过20 t时,区块采出程度和净采油量增幅变缓。考虑现场实际及降黏剂成本,建议降黏吞吐引效每个周期降黏体系用量为20 t。

4.2 注入井注入参数优化

4.2.1 注入方式优化

不同注入方式数值模拟预测结果(图12)表明:在采油井前3年降黏吞吐引效的同时,注入井采用

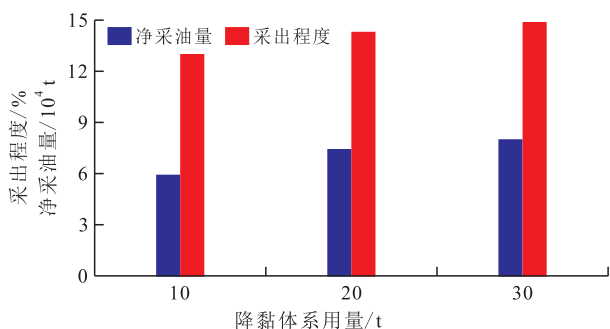


图11 王152块不同降黏体系用量生产效果对比
Fig.11 Production effect comparison of different usage amount of viscosity reduction system in Block Wang152

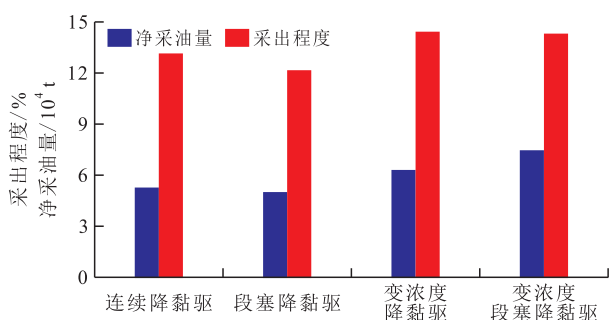


图12 不同注入方式开发效果对比
Fig.12 Development effect comparison of different injection methods

前3年变浓度连续注入,后12年变浓度段塞驱替方式进行开发,净采油量最高,采出程度也较高。其中段塞注入指6月1个降黏剂段塞+6月1个水段塞交替注入,1年1个循环周期包含2个段塞。具体注入方式如下:第1年3.0%降黏体系连续注入,第2年1.0%降黏体系连续注入,第3年0.5%降黏体系连续注入,第4~9年0.5%降黏体系+水交替段塞注入,第10~15年0.3%降黏体系+水交替段塞注入。故建议采用变浓度段塞降黏注入方式,即前3年变浓度连续注入,第4年以后变浓度段塞降黏注入的方式。

4.2.2 降黏体系注入质量分数优化

考虑油藏降黏体系吸附作用和现场的经济成本,在前期推荐的变浓度段塞降黏驱替方式基础上,对注入井不同浓度组合方式进行优化。5种不同浓度组合方案(表1)的生产效果(图13)表明:方案4的采出程度最高;方案2的净采油量最高,为 7.46×10^4 t,其采出程度仅比方案4低0.9%。综合考虑,建议采用方案2的浓度组合方式,即为:第1年3.0%降黏体系连续注入,第2年1.0%降黏体系连续注入,第3年0.5%降黏体系连续注入,第4~9年0.5%降黏体系与水交替段塞注入,第10~15年0.3%降黏体系与水交替段塞注入。

表1 注入井不同浓度组合注入方案
Table1 Injection scheme for different concentration combinations of injection wells

| 方案编号 | 降黏体系注入质量分数/% | | | | |
|------|--------------|-----|-----|-------|---------|
| | 第1年 | 第2年 | 第3年 | 第4~9年 | 第10~15年 |
| 1 | 2.0 | 1.0 | 0.5 | 0.5 | 0.3 |
| 2 | 3.0 | 1.0 | 0.5 | 0.5 | 0.3 |
| 3 | 3.0 | 2.0 | 1.0 | 0.5 | 0.3 |
| 4 | 5.0 | 3.0 | 1.0 | 0.5 | 0.3 |
| 5 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 0.5 | 0.3 |

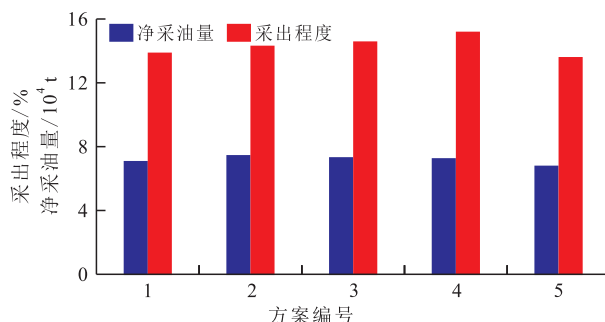


图13 注入井不同浓度组合注入生产效果对比
Fig.13 Production effect comparison of different concentration combinations of injection wells

4.2.3 日注入量优化

数值模拟结果(图14)表明,日注入量越高,采出程度和净采油量越高,开发效果越好。利用油藏工程方法,测算王152块注入能力大约为 $40 \sim 64 \text{ m}^3/\text{d}$ 。考虑现场实践,推荐日注入量为 $50 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右。

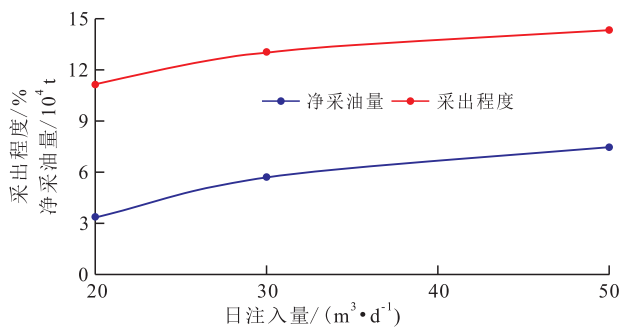


图14 注入井不同日注入量生产效果对比
Fig.14 Production effect comparison of different daily injection volumes of injection wells

综上所述,王152块采用降黏引驱技术开发主要技术政策界限包括:采油井前3年共进行6个周期降黏吞吐引效,每个周期注入质量分数为3.0%的降黏体系20 t;注入井前3年变浓度连续降黏驱,第4~15年变浓度段塞降黏驱,段塞驱具体内容为:1年1个循环周期,共分2个段塞交替注入,前6个月为1个降黏剂段塞,后6个月为1个水段塞。注入井前3年降黏体系质量分数分别为:第1年3.0%、第2年1.0%、第3年0.5%,段塞驱第4~9年降黏体系质

量分数为0.5%、第10~15年为0.3%。注入井日注入量为50 m³/d。

5 应用效果

王152块于2020年4月在王152-斜6井组实施了降黏引驱先导试验。该井组1口注入井,2~3口采油井,采用推荐的技术政策界限开发,采油井前3年降黏吞吐引效,注入井前3年变浓度连续降黏驱,第4~15年变浓度段塞降黏驱,6个月1个段塞。2020年9月完成第1轮注入井注入和采油井降黏吞吐引效试验。

由王152-斜6井组降黏引驱注采曲线(图15)可以看出,实施降黏引驱后,取得了明显效果。井

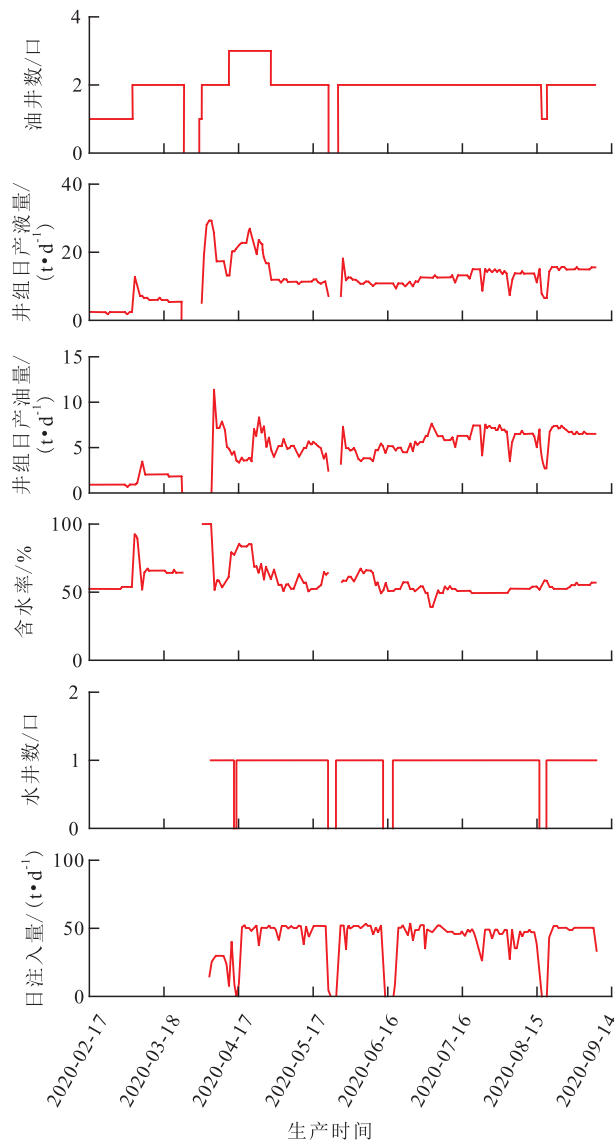


图15 王152-斜6井组降黏引驱注采曲线

Fig.15 Injection-production curve of viscosity reduction induced flooding in Wang152-X6 well group

组日产液量和日产油量明显上升,试验前井组日产液量为5.3 t/d,试验后井组日产液量峰值为29.3 t/d,2020年9月井组日产液量为15.2 t/d;试验前井组日产油量为1.8 t/d,试验后井组日产油量峰值为11.5 t/d,比试验前提高了5.4倍;2020年9月,井组日产油量为6.5 t/d,是试验前的3.6倍。试验前井组综合含水率为66.0%,2020年9月降为57.0%,下降了9.0%。截至2020年9月,井组驱替生产157 d,累积注入量为6 534 m³,所有采油井均已见效,井组累积产油量为856 t,开发效果明显改善,预测提高采收率11.0%。

6 结论

深层低渗透稠油油藏有效开发的前提是建立有效注采驱替关系。采用降黏引驱开发方式,通过注入井端和采油井端双向降黏,能够大幅降低油藏启动压力;另一方面通过注入井端持续补充能量,扩大了极限注入半径和极限采油半径,压力能够有效传导,从而建立注采驱替关系。

室内实验结果表明,降黏驱方式优于热水驱,其驱油效率明显提高。当降黏体系质量分数增加时,驱油效率不断增加,质量分数增加到一定程度后,驱油效率增幅变缓。

对比水驱、热水驱、蒸汽吞吐转汽驱、降黏吞吐、降黏驱和降黏引驱等开发方式,降黏引驱可明显提高产能和采收率,是深层低渗透敏感稠油油藏的有效开发方式。

开发中,注入方式采用早期连续驱替、后期段塞降黏驱替的方式;注入井注入浓度建议采用变浓度注入,即早期高浓度,后期低浓度注入方式,旨在提高采收率的同时,达到更高的经济效益。

符号解释

- p_i ——原始地层压力,MPa;
- p_{inj} ——注入压力,MPa;
- p_w ——井底流压,MPa;
- X ——东西向距离,m;
- Y ——南北向距离,m;
- Z ——垂向距离,m;
- μ_{oi} ——原始地层原油黏度,mPa·s。

参考文献

[1] 才汝成,李阳,孙焕泉.油气藏工程方法与应用[M].东营:石油大学出版社,2002:284-287.

- CAI Rucheng, LI Yang, SUN Huanquan. Methods and applications of oil and gas reservoirs engineering[M]. Dongying: Press of University of Petroleum, China, 2002: 284-287.
- [2] 王一平. 深层低渗稠油有效开发方式[J]. 承德石油高等专科学校学报, 2016, 18(1): 8-11.
WANG Yiping. Effective method for development of deep heavy oil in low permeability reservoir[J]. Journal of Chengde Petroleum College, 2016, 18(1): 8-11.
- [3] 赵燕, 杨艳霞, 吴光焕. 深层稠油油藏高干度蒸汽驱物理模拟实验[J]. 断块油气田, 2018, 25(2): 266-268.
ZHAO Yan, YANG Yanxia, WU Guanghuan. Physical simulation experiment of high quality steam flooding in deep heavy oil reservoir[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(2): 266-268.
- [4] 刘勇, 王崇先, 李晓辉, 等. 深层超稠油多元热流体开采机理[J]. 断块油气田, 2019, 26(5): 638-643.
LIU Yong, WANG Chongxian, LI Xiaohui, et al. Development mechanism of multivariate thermal fluid of deep super-heavy oil[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(5): 638-643.
- [5] 李伟忠. 金家油田低渗敏感稠油油藏适度出砂室内评价[J]. 断块油气田, 2019, 26(6): 810-815.
LI Weizhong. Laboratory evaluation on reasonable sand production of low permeability sensitive heavy oil reservoir in Jinjia Oilfield[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(6): 810-815.
- [6] 邓宏伟. 超深层低渗透稠油CO₂增溶降黏体系研发与应用[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 81-88.
DENG Hongwei. Development and application of CO₂ solubilizing and viscosity reducing system for ultra-deep and low-permeability heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 81-88.
- [7] 郝敏, 宋永臣. 利用CO₂提高石油采收率技术研究现状[J]. 钻采工艺, 2010, 33(4): 59-63.
HAO Min, SONG Yongchen. Research status of CO₂-EOR[J]. Drilling & Production Technology, 2010, 33(4): 59-63.
- [8] 蒋永平. 苏北稠油油藏CO₂复合吞吐用新型降黏剂合成及效果评价[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(3): 39-44.
JIANG Yongping. Synthesis of a new viscosity reducer for CO₂ compound huff and puff in North Jiangsu heavy oil reservoirs and its effectiveness evaluation[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 39-44.
- [9] 王军. 低渗透油藏CO₂吞吐选井条件探讨[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(3): 57-61.
WANG Jun. Discussion on well selection conditions of CO₂ huff and puff in low permeability reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(3): 57-61.
- [10] 王诗灏. 特深层稠油油藏火驱可行性[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(6): 83-89.
WANG Shihao. Feasibility of the fire flooding in the extra-deep heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(6): 83-89.
- [11] 程仲富, 任波, 姜莹芳, 等. 塔河油田超深井稠油地面热裂化降黏回掺可行性研究[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(2): 90-93.
CHENG Zhongfu, REN Bo, JIANG Yingfang, et al. Feasibility of ground thermal cracking viscosity reduction and re-mixing technology of heavy oil in ultra-deep wells of Tahe Oilfield[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(2): 90-93.
- [12] 曹畅, 罗君兰, 刘磊, 等. 超深稠油注天然气举降渗稀先导试验[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(1): 116-120.
CAO Chang, LUO Junlan, LIU Lei, et al. Pilot test of the viscosity reduction by the natural gas injection and lift for the extra-deep heavy oil[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(1): 116-120.
- [13] 王旭东, 张健, 施雷庭, 等. 稠油活化剂降黏机理及驱油效果研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(6): 133-138.
WANG Xudong, ZHANG Jian, SHI Leiting, et al. Study on viscosity reduction mechanism and oil displacement effect of heavy oil activator[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(6): 133-138.
- [14] 熊钰, 冷傲燃, 孙业恒, 等. 水溶性分散型降黏剂降黏及微观驱油机理[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(5): 62-70.
XIONG Yu, LENG Aoran, SUN Yeheng, et al. Study on the mechanisms of viscosity reduction and microscopic oil displacement of a water-soluble dispersed viscosity reducer[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(5): 62-70.
- [15] 赵红雨, 李美蓉, 曲彩霞, 等. 普通稠油降黏剂驱与聚合物驱微观驱油机理[J]. 石油化工高等学校学报, 2015, 28(1): 59-64.
ZHAO Hongyu, LI Meirong, QU Caixia, et al. Microscopic displacement mechanism of ordinary heavy oil by viscosity reducer and polymer flooding[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2015, 28(1): 59-64.
- [16] 张兴佳, 卢祥国, 王威, 等. 稠油油藏乳化降黏与“宏观和微观”转向联合作业效果实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(6): 102-108.
ZHANG Xingjia, LU Xiangguo, WANG Wei, et al. Experiment on the combined operation effect between the emulsification viscosity-reduction and “macroscopic and microscopic” diversion for heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(6): 102-108.
- [17] 魏超平, 李伟忠, 吴光焕, 等. 稠油降黏剂驱提高采收率机理[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(2): 131-136.
WEI Chaoping, LI Weizhong, WU Guanghuan, et al. EOR mechanism of viscosity reducer flooding in heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(2): 131-136.
- [18] 刘祖鹏. 边底水稠油油藏水溶性降黏剂吞吐技术研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(3): 99-104.
LIU Zupeng. Water-soluble viscosity reducer stimulation in the heavy-oil reservoir with bottom-edge aquifer[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(3): 99-104.