

安塞油田水淹水平井分段堵水技术研究与实践

刘毅*, 侯军刚, 钟智勇, 刘德来, 柴明成, 刘焕梅, 吴文妮

中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第一采油厂, 陕西延安, 中国

*通讯作者

【摘要】安塞油田水平井开发过程中面临高含水问题,严重影响产能,因此研究分段堵水技术对提高采收率具有重要意义。本研究通过分析水平井见水原因,结合储层特征和水驱规律,研发了“冻胶+预交联颗粒+超细水泥”堵剂体系,并优化了段塞组合与注入工艺,同时引入油水双向堵水模式和速钻分段堵水工具。研究表明,该技术能有效封堵出水段,降低含水率,提高单井增油,且堵水有效期超过7个月。该技术为安塞油田高含水水平井治理提供了高效、长效的解决方案。

【关键词】水平井;分段堵水;选择性堵剂;油水双向治理

1.水平井开发现状

如表1所示,安塞油田水平井开发自2018年开始大幅增加,截止目前总井数348口,开井319口,水平段平均长度423m,喷射点8个,初期产能3.74t/d,目前产能1.94t/d,综合含水63.6%。其中含水>60%且液量>8方井共31口,占比11%;液量<3方且含水>60%井42口,占比15%;见水后高含水地关25口[1]。

表1.安塞油田分油藏水平井情况统计表

油藏	层位	实施区域	总井数	开井数	平均水平段长度(m)	喷点数(个)
老区	长6	坪桥	66	52	367	5
		王南	91	85	575	12
		小区块	61	61	468	10
		侯市	3	2	368	3
南梁西	长4+5、长3、延10、长7	吴堡	97	93	498	9
浅层	长3、延9	招安	21	21	428	9
高52	长10	高52区	9	5	340	5
合计/平均			348	319	423	8

2.水平井见水原因分析

从剩余油分布、水驱规律、井网条件、开发动态四方面进行分析,总结了三方面主要见水原因。

水驱规律复杂化导致见水。安塞老区长6层注入水沿裂缝突进,加密水平井见水后,精准认识不足;午102区域长4+5层多以互层式分布,小层内高、中、低水淹段均存

在,注入水沿高渗层段突进,如图1所示[2]。

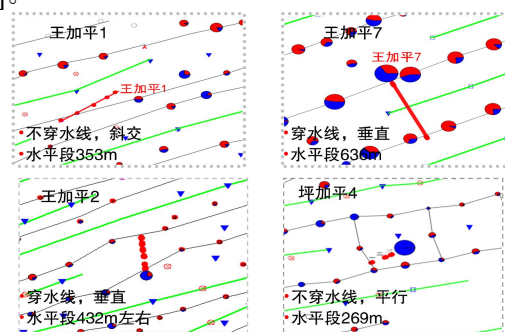


图1.加密水平井三种模式

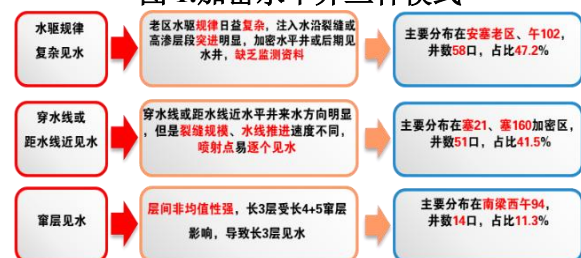


图2.见水水平井地质特征

受限井网不规则,穿水线或距水线近见水。塞21、塞160加密区水平井以三种模式开发,随着裂缝规模和水线的推进,离水线近端易见水,产液剖面、分段压力等方面资料匮乏,不能精确认识平面剩余油[3]。

储层非均质性强,水驱不均导致窜层见水。南梁油藏存在高角度天然裂缝,随着注水开发长3、长4+5层间易发生窜层见水,如图2所示。

3.主要的治理手段

结合以上见水原因,初步定型油水双向堵水、机械找堵水等控水治理工艺。如图3所示,目前常用的堵水技术包括机械封隔、

无机封堵、常规有机封堵等,机械封隔主要采用封隔器、桥塞等工具进行高含水层隔采,但井底长期存在大直径工具,井卡风险较高;无机封堵主要采用高强度固井水泥进行原射孔段近井地带封堵,由于封堵半径小,脆性较强,后期改造存在易压窜风险。

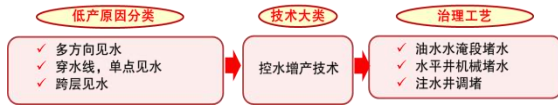


图 3.见水水平井主要治理手段

常规有机封堵主要采用聚丙烯酰胺进行裂缝深部堵塞,堵水适应性相对较好,但封堵强度、封堵有效期仍达不到要求。下步结合安塞油田储层、剩余油、水驱规律特征,围绕堵剂性能、堵剂用量、段塞组合、双向

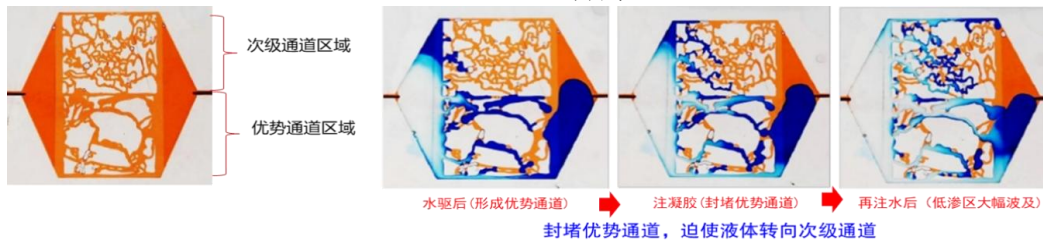


图 4.选择性堵水原理图

3.2 堵剂性能评价

目标油藏以孔隙-裂缝型、裂缝型见水特征为主,需要同时实现见水孔隙、见水裂缝封堵。结合前期堵水思路,优先采用流动性好堵剂封堵远端高渗层,再应用选择性堵水材料封堵见水裂缝和大孔道,最后采用抗突破压力高堵剂封口。

结合试验区区内各油藏储层条件,地层温度 35-50°C,矿化度 60000-140000mg/L,对堵剂性能进行了室内模拟评价。优选了“冻胶+预交联颗粒+超细水泥”堵剂体系[4]。

3.2.1 选择性冻胶堵剂

筛选了一种选择性冻胶类堵剂,满足堵水不堵油。如图 5 所示,在 45°C 条件下,成胶试验结果显示,堵剂遇水成胶,遇油不成胶;如图 6 所示,水驱和油驱单管实验结果显示,水相渗透率大幅下降,油相渗透率保持稳。

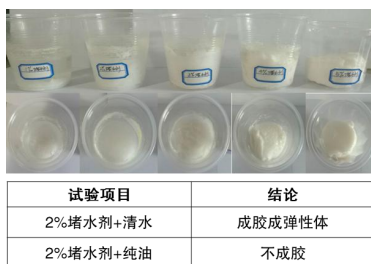
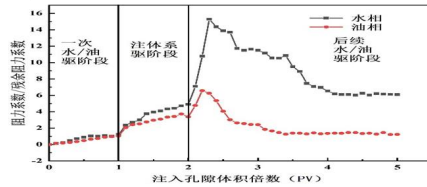


图 5.堵剂在油、水中成胶效果对比

治理模式开展攻关研究,进一步提升堵水治理效果。

3.1 治理思路

针对水淹后低采出程度水平井,以动用水窜通道两侧剩余油为目的,结合来水诊断,注入端优先调剖封堵水窜通道,采出端应用选择性冻胶堵剂精准封堵出水段,分段治理多点见水。如图 4 所示,选择性堵水的原理是通过封堵高渗透性的优势通道(如裂缝或大孔道),迫使流体转向原本难以进入的低渗透次级通道,从而提高驱油效率或控制水窜。这一方法利用堵剂(如凝胶或聚合物)优先封闭优势通道,使后续注入的液体均匀波及更多区域,达到均衡开采或控水的目的。



岩心	注堵剂前渗透率/ μm^2		注堵剂后渗透率/ μm^2	
	水相	油相	水相	油相
堵剂	1.105	0.1035	0.1835	0.08655

图 6.堵剂室内单管驱替试验结果

3.2.2 预交联体膨颗粒

在水中是以分散的球状颗粒存在,具有一定的体膨性,在油层深部的地方,预交联体膨颗粒受到的压力较小,它将在大孔道和裂缝中滞留,堵塞大孔隙和裂缝通道。根据油井裂缝型水淹强度,通过颗粒的浓度形成强、弱不等段塞的组合,实现深部和近井不同地带的封堵[5]。

如表 2 试验结果表明,预交联体膨颗粒的膨胀倍数随着时间的增加而增加,在水中静 15 天后,颗粒的膨胀倍数大约为 13 倍,由于该颗粒中包含大量的吸水基团,因此可吸收为自身重量几倍乃至十几倍的水。而在油相环境中预交联体膨颗粒最大膨胀倍数约 3 倍,和水相环境相比具有弱膨胀性。预交联体膨颗粒能选择性优先封堵水层,具有堵水不堵油的效果[6]。

表 2. 预交联颗粒吸水后质量变化表

时间 (d)	质量 (g)	时间 (d)	质量 (g)
0	10.12	8	115.67
1	32.79	9	121.24
2	45.03	10	124.27
3	59.32	11	128.22
4	73.17	12	131.27
5	86.42	13	132.31
6	97.56	14	134.89
7	107.47	15	133.93

3.2.3 超细水泥

表 3. 超细水泥突破压力

岩心编号	裂缝宽度 (cm)	岩心长度 (cm)	突破压 (Mpa)	突破压力梯度 (Mpa/m)
1-1	0.214	7.054	1.43	20.12
1-2	0.232	6.682	1.25	18.66
1-3	0.12	6.23	1.29	19.45

表 4. 试验区不同区块抗突破压力

区块	见水油层最高静压 (MPa)	油层中深 (m)	液柱压力 (m)	抗突破压力 (m)
安塞	20.1	1347	13.2	6.9
南梁	27.4	1965	19.3	10.6

堵水体系末端注入，固化封口、防止堵剂反吐。实验结果表明超细水泥产生的突破压力梯度最高可达到 20.1Mpa，试验区各区块最高抗突破压力 10.6MPa，表明能对裂缝形成有效封堵，如表 3，表 4 所示。

3.3 注入段塞研究

室内岩心注入试验，对比 1-5 级堵剂段塞岩芯注入效果，每段塞注入 0.3PV 进行模拟。

图 7 段塞数量对封堵性能影响试验结果表明，多次段塞可有效的改变沿程各点的压力，沿程各点的压力呈上升趋势，每增加一个段塞数量，压力上升 0.2MPa，段塞数量越多，压力增加越大，封堵效果强度越大。同时，如图 8 所示，随着段塞数增加，地层渗透率呈持续下降趋势。这表明，增加段塞数量，有助于加强堵剂体系对地层的封堵[7]。

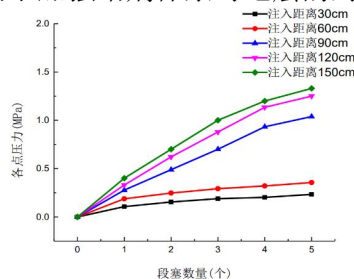


图 7. 各点压力随段塞数量变化关系

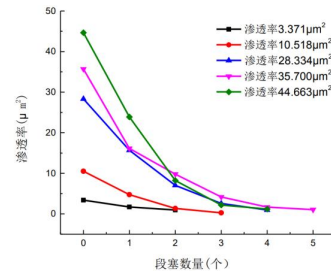


图 8. 渗透率随段塞数量变化关系

注入距离对堵水性能的影响试验结果表明，注入地层距离增加，残余阻力系数下降，注入地层距离小于 80cm 时，残余阻力系数变化很快，变化范围在 100-600 之间，注入地层距离大于 80cm 时，残余阻力系数变化减慢，表明增加段塞数量可实现深部封堵，如图 9 所示。

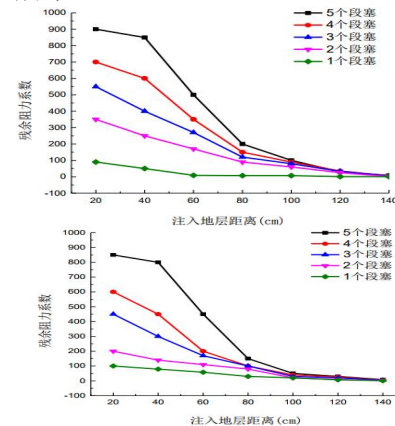


图 9. 残余阻力系数随段塞数量的变化关系

3.4 堵剂用量研究

填砂管物模室内模拟试验结果表明，堵剂运移深度随着注入压力上升逐渐增加，最大运移长度为 50m。根据前期改造规模及裂缝形态，堵剂用量计算采用椭球体积公式计算。优化堵剂段塞封堵长度最大为 50m，堵剂用量优化范围 500-800m³，如图 10 及图 11 所示。

$$Q=4(\pi abH)/3 \cdot \phi \cdot V$$

式中，a 为封堵长度，假设为 5 倍水线宽度，m；b 为封堵半宽，取水线宽度的一半，m；h 为处理层厚度（按照压裂缝高度），m；φ 为孔隙度，%；V 为弱凝胶堵剂可进入体积，根据堵剂注入实验观察，取 20%。

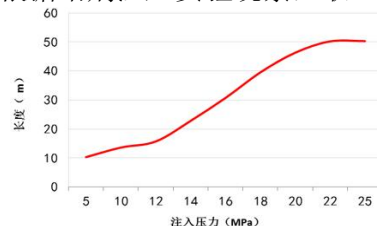


图 10. 注入压力与长度模拟曲线图

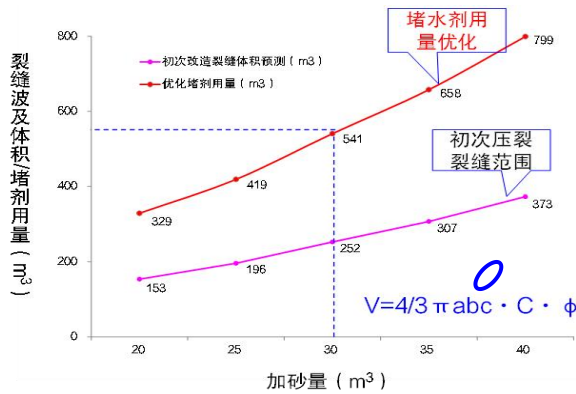


图 11.堵剂用量与改造规模关系模拟曲线

3.5 引入扩缝堵水的理念

为了进一步提升堵剂深部堵水的效果，对深部扩缝堵水技术进行了借鉴，如图 12 及图 13 所示。通过提压扩缝保持裂缝张开，确保堵剂深部运移，避免堵剂近井堆积出现堵死或有效期短的情况。近几年在定向井油井堵水实施效果较好，表现为堵水有效期长、降含水幅度大、增油效果好[8]。

结合按照油田裂缝情况，确定了堵剂的注入排量 $>0.8\text{m}^3/\text{min}$ ，可以保证注入压力在 15-32MPa，达到安塞油田破压范围。

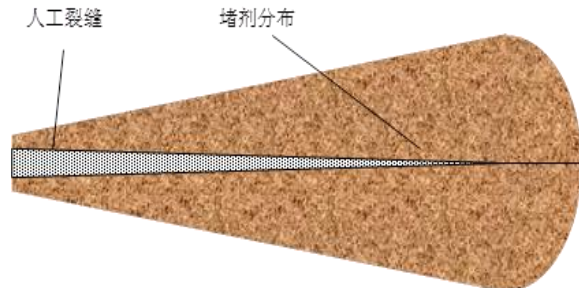


图 12.凝胶堵剂沿裂缝分布示意图

表 5.单一调剖、双向调堵等不同阶段剩余油、流线场研究成果

见水类型	见水井水	对应井组	本次措施前		单一调剖		双向调堵		计算结果
			剩余油分布图	流线场分布图	剩余油分布图	流线场分布图	流线场分布图	流线场分布图	
裂缝型见水	杏 77-03	杏 77-02 杏 77-04							
孔隙-裂缝复合型	杏 13-002	杏 13-001 杏 13-003							

3.6.2 优化堵剂注入时机

为进一步保障堵水效果，制定了三项降低堵剂注入压力举措，如表 6 所示。油井提前 30 天开井生产、注水井提前 7 天停注，恢

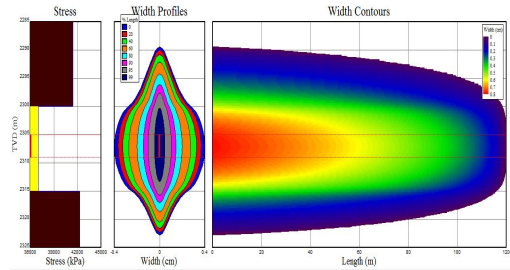


图 13.扩缝堵水堵剂推进模拟图

3.6“油水双向堵水”模式研究

水驱不均见水井存在水线沟通，导致注采两端高压、水窜通道长度大的问题。单一的油井堵水治理，在地层挤注堵剂过程中一方面因地层高压挤注压力较高，一方面受对应注水井注水影响，堵剂在地层中驻留效果差，无法实现深部封堵。同时，单一的采出端堵水治理，受限堵剂封堵长度影响，封堵有效期有限，无法实现长效治理。为进一步改善堵水治理效果，需要开展油水综合治理研究。

3.6.1 基于水驱规律、剩余油研究，制定双向堵水对策

针对不同见水类型油井，计算表明双向调堵降低含水率比单一调剖/堵水降低近 10%，提高采收率超过 20%，能够有效改善渗流场、动用剩余油，实现高含水油井“降水增油”目的。

如表 5 所示，优先注入端开展深部调剖，封堵优势沉积和裂缝沟通形成的窜流通道，对窜流通道周围的剩余油形成有效动用；然后对采出端实施油井堵水，长效封堵见水裂缝、大孔道，恢复油井产能[9]。

复油水渗流通道、降低地层存水率，挤堵过程中结合挤注压力优化注入参数[10]。对比同区域堵剂注入压力 $\downarrow 0.5\text{MPa}$ ，堵水过程升压 $\uparrow 1.1\text{MPa}$ ，表明堵剂封堵效果得到改善，如图

14 所示。

表 6.降低地层注入压力举措

具体举措	目的
油井提前 30 天开井生产	恢复油水渗流通道
注水井提前 7 天停注	降低地层存水率
挤堵过程中结合挤注压力 优化注入参数	提高堵剂运移深度

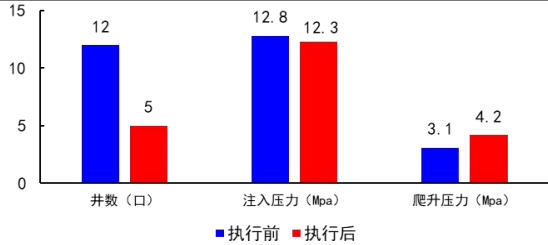


图 14.执行后效果对比

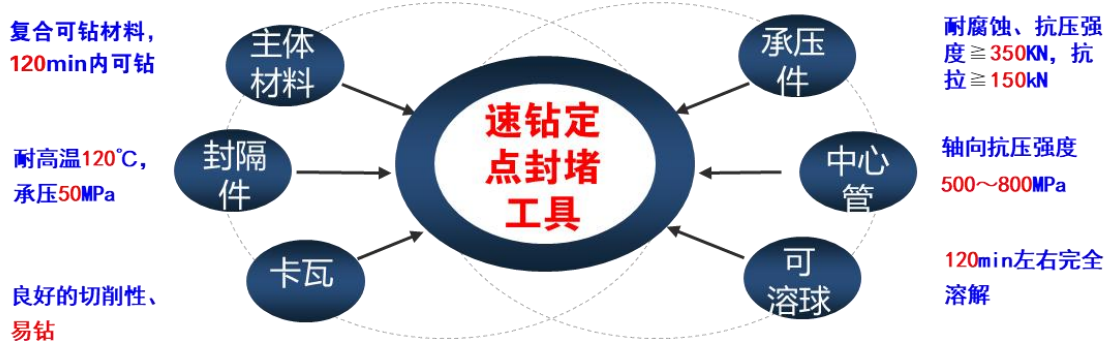


图 15.速钻工具改进思路

表 7.复合材料速钻定点封堵工具室内检验指标

检测分类	标准要求	检验结果
座封性能	从中心管加压 8.0~13.0MPa, 不渗不漏	从中心管加压 9MPa, 不渗不漏
丢手性能	从中心管加压 16.0~25.0MPa, 丢手	从中心管加压 19MPa, 丢手脱离
加温试验	120°C, 工具上、下压差 50.0MPa, 稳压 4h, 不渗不漏	120°C, 工具上、下压差 50.0MPa, 稳压 4h, 不渗不漏
可钻试验	钻压 20-30KN 钻速 100-125r/min, 纯磨铣时间小于 120min	钻压 25KN 钻速 113r/min, 纯磨铣时间小于 41min

3.7.3 现场速钻试验

如表 8 所示, 目前开展现场试验 3 口井, 打压 20MPa, 30min 压降 0.4MPa, 密封合格, 一次座封成功率为 100%、单井平均磨钻时间 27min, 工具性能可靠, 满足下步开

3.7 分段堵水工具研发

3.7.1 改进思路

如图 15 所示, 针对现有水平井分段治理工具难打捞、磨铣处理周期长、卡钻风险大的现状, 研发一种座封性能可靠、能定点封堵的速钻工具。重点从主体材料方面开展实验改进, 确保满足承高压、耐高温、易钻铣的性能要求。

3.7.2 性能指标制定

通过材料优选、加工了一种主体部分由碳纤维复合材料组成速钻定点封堵工具如图 16 所示, 室内试验显示磨铣时间小于 41min, 最高可承压 50MPa, 最高工作温度为 120°C, 如表 7 所示。

展水平井的分段酸化、分段堵水等工艺技术的需, 磨钻后反出物如图 17 所示。

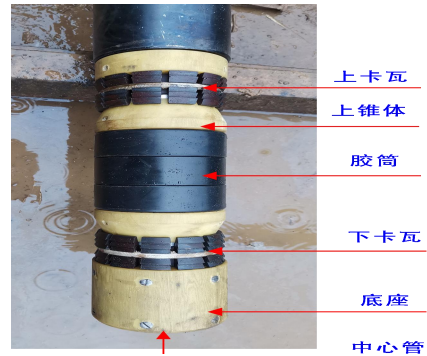


图 16.速钻定点封堵工具实物图

表 8.现场磨钻时间统计

序号	井号	施工工艺	磨钻使用工具	磨钻时间 (min)
1	杏 73-30	分层化学堵水	PDC 三翼合金钻头	30
2	王 98-42	定点挤封油层	PDC 三翼合金钻头	29
3	杏 5-03	定点挤封油层	PDC 三翼合金钻头	22
平均				27

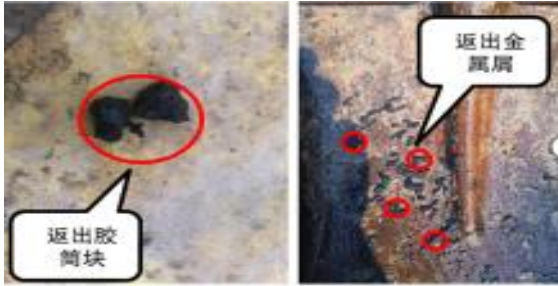


图 17.磨钻后返出物

3.7.4 对施工工序和费用影响

通过与常规工具作业对比，应用速钻工具单井作业成本较常规工具费用减少 1.7 万元，施工占井时间缩短 14 小时，如表 9 所示。

表 9.两种不同工具堵水作业情况对比

序号	类型	占井时间 (h)		作业费用 (万元)	
		常规工具	速钻工具	常规工具	速钻工具
1	下挤封工具	4	4	0.9	0.9
2	第一层堵水	15	15	15	15
3	下分段工具	4	/	0.9	
4	填砂	2	/	0.5	

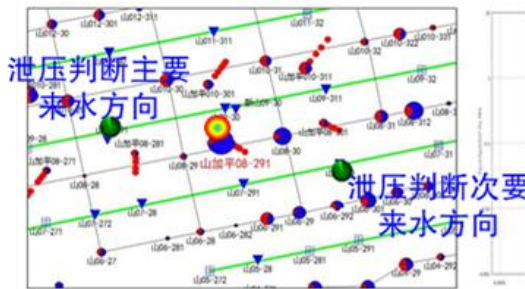


图 18.实施井井位示意图

5	第二层堵水	15	15	15	15
6	冲砂	5	/	1.8	
7	磨钻		1		1.9
8	打捞工具	4	/	1.6	
9	完井	4	4	0.6	0.6
10	工具费用			0.8	2
合计		53	39	37.1	35.4

4.现场应用及效果评价

截止目前现场试验 1 口，山加平 026-431 单采长 4+513，4 个喷射点，水平段长度 163m，注采对应，累产油 1428 吨，通过本井泄压判断，主要来水方向山 09-291，次要来水方向山 07-30，水平段根部水窜更明显。存在多段见水的情况，堵水治理难度较大，需要先水后油双向治理提高堵水成功率[11]。

4.1 注水井水驱治理

如图 18 和 19 所示，首先对主要来水方向上两口注水井进行常规调剖，实施后含水率有小幅下降 91.9↓87.0%，失效后采用选择性堵水体系，对两个出水点实施分段堵水。对应 4 口注水井提前 7 天实施停注，平均压降 3.5MPa。挤堵过程中泵注压力由 13.8MPa↑18.2MPa，压力爬升 4.4MPa。



图 19.见水方向诊断

4.2 油井堵水动用剩余油

应用选择性冻胶堵剂，设计了五段塞强弱堵剂交替注入，最大施工排量 0.8m³/min，

表 10.堵剂段塞设计

段塞设计	阶段	浓度 (%)	液量 (m ³)	干剂 (吨)	注入排量 (m ³ /min)
保护段塞	弱凝胶	0.2	100	0.2	0.3-0.5
堵剂封堵段塞	堵剂段塞一	选择性冻胶	30	0.06	0.8
		体膨颗粒	70	0.7	0.8
	堵剂段塞二	选择性冻胶	30	0.06	0.8
		体膨颗粒	70	1.05	0.8
	堵剂段塞三	选择性冻胶	30	0.06	0.8
		体膨颗粒	80	1.6	0.6-0.8
	堵剂段塞四	选择性冻胶	30	0.06	0.8
		体膨颗粒	100	2	0.8
	堵剂段塞五	选择性冻胶	30	0.06	0.8
		体膨颗粒	120	2.4	0.6-0.8

小计			690	8.25	
封口段塞	水泥类	25	70	17.5	0.3-0.5
顶替	稠化水		20		0.3-0.5
合计			780	25.75	

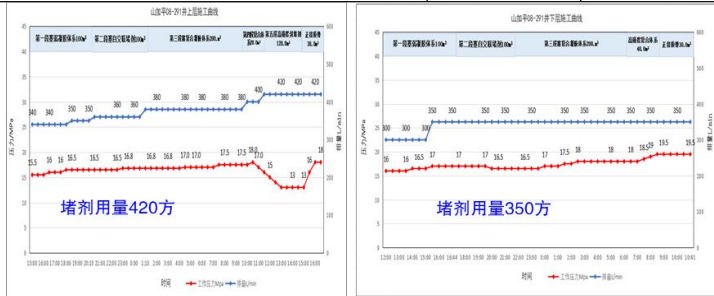


图 20.山加平 08-291 堵水施工曲线

如图 20 和图 21 所示，该井堵水措施后含水大幅下降 100↓58.7%，单井日增油 3.8 吨，截止目前有效期已超过 7 个月。

5. 结论及建议

本研究针对安塞油田水平井开发中面临的高含水问题，通过系统分析见水机理和水驱特征，创新性地研发了具有选择性封堵功能的复合堵剂体系，具有延迟交联、选择性堵水、抗突破压力高、堵水不堵油特点，对多段见水井可进行笼统封堵；对吸水差异较大具备分层堵水条件井，可以配套非金属速钻工具分段堵水治理进一步提升堵水效果。优化设计了多级段塞注入工艺，并提出了油水井双向协同治理的新模式。研究结果表明，该技术体系能够有效封堵出水层段，验证了技术的可行性和有效性，有效提高油井堵水成功率，延长封堵有效期，改善堵水效果。

参考文献

[1]程远新, 田宝林, 徐旭龙, 等.水平井堵水技术在安塞油田浅层应用[J].石油工业技术监督, 2014, 30 (10): 58-60 (1)
[2]徐旭龙, 郭汉卿, 郭亮, 等.水平井出水、找水及堵水工艺在安塞油田浅层油藏的应用[J].广东石油化工学院学报, 2024, 34 (06): 9-15. (2)
[3]杨乾隆, 令永刚, 赵小光, 等.裂缝型砂岩

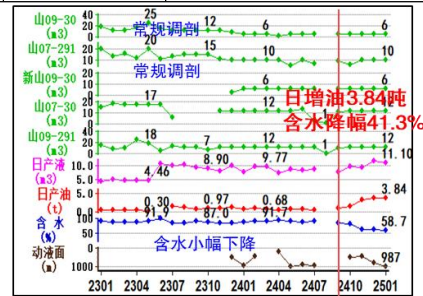


图 21.山加平 08-291 堵水效果

油藏高含水井化学堵水压裂技术研究及应用[J].钻采工艺, 2020, 43 (05): 57-60+8. (3)

[4]王斌, 张国萍, 许建华, 等.高含水油井堵水用复合颗粒堵剂[J].油田化学, 2002 (3)
[5]毕凯.低渗、特低渗油藏中高含水期油井控水增油技术研究[D].西安: 西北大学, 2013 (3)
[6]邓生富, 魏发林, 吴蒙, 等.预交联凝胶颗粒堵水调剖剂的研究进展[J].精细石油化工进展, 2011, 12 (09): 17-20. (4)
[7]张文, 王禄春, 郭玮琪, 等.特高含水期水驱油井压裂潜力研究[J].岩性油气藏, 2012, 24 (4)
[8]姚再学, 梁文福, 等.喇嘛甸油田特高含水期油井堵水效果[J].大庆石油地质与开发, 2003 (5)
[9]姬伟, 梁冬, 黄战卫, 等.安塞油田见水特征分析及中高含水井增产工艺[J].石油钻采工艺, 2014, 36 (6)
[10]达引朋, 卜向前, 姚晓翔, 等.低渗透储层水淹油井堵水压裂技术与试验[J].石油钻探技术, 2013 (6)
[11]魏学刚, 刘德来, 刘雨峰, 等.安塞油田高含水油井化学堵水研究与现场应用[J].云南化工, 2019, 46 (12): 156-157. (10)