

引用格式:程晓军.缝洞型油藏注烃气提高采收率参数优化数值模拟研究[J].油气藏评价与开发,2022,12(6):902-909.

CHENG Xiaojun. Enhanced oil recovery and parameter optimization of hydrocarbon injection in fractured-cavity reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(6): 902-909.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2022.06.009

缝洞型油藏注烃气提高采收率参数优化数值模拟研究

程晓军^{1,2}

(1. 中国石化西北油田分公司, 新疆 乌鲁木齐 830011;

2. 中国石化碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率重点实验室, 新疆 乌鲁木齐 830011)

摘要:缝洞型油藏储集空间多样、非均质性极强、油水性质差异大且水驱非混相氮气驱流度比大,水窜气窜严重、波及范围有限,一次采油和二次采油阶段原油采收率远低于碎屑砂岩油藏。以塔河油田 S91 缝洞单元为对象,在地质建模、历史拟合、剩余油表征和相态实验拟合基础上,开展缝洞型油藏注烃气提高采收率数值模拟研究,评价缝洞型油藏烃气混相条件,优化注烃气提高采收率参数。结果表明:S91 单元注入烃气与地层原油最小混相压力为 42.5 MPa,在目前地层压力下可以实现混相,混相机理为汽化气驱,随注入气重烃组分含量增加至 21%,最小混相压力为 35.62 MPa,采收率增幅到最大值。注气方式为裂缝型储集体注气,溶洞型储集体采液,注气参数优选注气量 $168 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、注气速度 $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 及注采比 1:0.9。

关键词:缝洞型油藏;烃气混相;数值模拟;参数优化;塔河油田

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Enhanced oil recovery and parameter optimization of hydrocarbon injection in fractured-cavity reservoirs

CHENG Xiaojun^{1,2}

(1. Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China;

2. Sinopec Key Laboratory of Enhanced Recovery of Fracture-Cave Reservoir, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: Fractured-cavity reservoirs have diverse storage spaces, strong heterogeneity, large differences in oil-water properties, high mobility ratio of immiscible nitrogen flooding in water flooding, serious water and gas channeling, limited sweeping range, and primary and secondary oil recovery stages. Oil recovery is much lower than that of clastic sandstone reservoirs. Taking the S91 fracture-cavity unit in Tahe Oilfield as the object, on the basis of geological modeling, history matching, remaining oil characterization and phase state experimental fitting, a numerical simulation study on enhanced oil recovery by hydrocarbon injection in fractured-cavity reservoirs is carried out, so as the evaluation of the hydrocarbon-gas miscibility conditions in fractured-cavity reservoirs, and the optimization of EOR parameters of hydrocarbon injection. The results show that the minimum miscibility pressure of injected hydrocarbon gas and formation crude oil in S91 unit is 42.5 MPa, which can be miscible under the current formation pressure. The mechanism of miscibility is vaporization gas flooding. As the content of heavy hydrocarbon components in the injected gas increases, the recovery factor increases. The gas injection method is gas injection in fractured reservoirs, and liquid recovery in caved reservoirs. The gas injection parameters are preferably $168 \times 10^4 \text{ m}^3$, gas injection rate of $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, and injection-production ratio of 1:0.9.

Keywords: fractured-cavity reservoir; hydrocarbon-gas miscible flooding; numerical modeling; parameter optimization; Tahe Oilfield

收稿日期:2022-03-24。

作者简介:程晓军(1974—),男,硕士,高级工程师,主要从事油气藏工程、提高采收率、智能化油气田等开发生产工作。地址:新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市新市区长春南路466号,邮政编码:830011。E-mail:chenxj.xbsj@sinopec.com

基金项目:中国石化碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率重点实验室基金项目“缝洞型多尺度大型物理模型构建研究”(KL21022)。

碳酸盐岩油气藏在全球油气资源中占有极为重要的地位。据IHS公司统计,碳酸盐岩油气资源量约占全球油气资源量的70%,探明可采储量约占50%,产量约占60%^[1-2]。中国西部碳酸盐岩油藏油气资源丰富,其中缝洞型碳酸盐岩储量约占三分之二,位于塔里木盆地阿克库勒凸起轴部的塔河油田为典型缝洞型碳酸盐岩油藏,地质储量为 $9.35 \times 10^8 \text{ t}$ ^[3-5]。动态监测和数值模拟表明,塔河油田经水驱氮气非混相驱后,井周和井间仍存在大量剩(残)余油未能有效控制及动用,亟需探索形成适用于塔河油田油藏特征的提高采收率技术^[6-10]。根据注入介质、作用机理和油藏条件,提高采收率技术主要包括热力学、化学法、注气法和微生物法,三次采油中注气提高采收率技术增加原油可采储量潜力最大^[11]。其中,注气提高采收率技术是指自地面向油层中注入气与原油接触后相互作用,通过溶解降黏、膨胀原油、补充能量、提高驱油效率和扩大波及等多种机理从而较大幅度提高原油采收率^[12]。按气体类型分为烃类气驱和非烃类气驱,国外注烃类气体进行混相驱油的研究起步较早。据C&C Reservoirs数据,截至2021年,国外进行过烃类气体混相驱的油田35个,主要分布在北美洲中部地区、西亚地区和欧洲北部海域,注烃气主要方式为重力辅助混相驱,作用机理为注入气从油藏顶部注入形成人工气顶,气顶与原油接触面发生多次接触混相,混相驱提高洗油效率,重力辅助提高波及效率^[13-15]。与国外相比,中国注烃气驱技术起步晚,矿场应用处于小规模先导试验阶段,且均为砂岩油藏^[16-20]。对于缝洞型油藏前人基于室内相态实验应用拟三元相图、细管模拟等方法计算了塔河油田伴生烃气与奥陶系地层原油最小混相压力,证实了塔河油田深层缝洞型油藏烃气混相驱的可行

性^[21-23]。缝洞型油藏注烃气提高采收率理论方法、施工参数、配套工艺及矿场实践尚处于起步阶段,塔河油田奥陶系溶解气油比高、目前大多数油井油气同产,为烃气驱提供了气源保障^[24]。基于实际缝洞单元及注烃气先导试验资料,讨论缝洞型油藏注烃气混相条件、注入介质、注入方式及注采参数,不仅是对现场注烃气作业参数优化提供指导,还是对塔河油田三次采油技术发展方向的有益探索^[25]。

1 研究区概况及开发矛盾

塔河油田先后于2005年和2013年采用注水和注氮气开发方式改善开发效果。截至2020年,注水注氮气累计提高缝洞型油藏采收率6.95个百分点,实现了缝洞型油藏采收率的稳步提高。但随着开发的深入逐渐暴露出新的矛盾,由于油藏埋藏深、温度高,原油组分复杂,氮气无法混相,加之储集体内溶洞、裂缝和溶蚀孔缝多种储渗空间共存,水驱、氮气非混相驱流度比大,井间水窜气窜问题日益突出,导致水驱气驱单向受效为主,有效波及范围小,水驱和氮气驱动用程度整体较偏低的不足。研究区S91缝洞单元构造整体呈现北高南低,主要受北西向T707深大断裂控制,单元以整体串珠状地震反射特征为主,表明储层发育,以断控岩溶(洞)为主要储集体。实钻数据表明,油藏沿断裂方向展布,以断溶体发育为主,发育深度 T_7^4 界面至 T_7^6 界面,缝洞由于坡度小,地层平缓,溶蚀横向发育较好(图1)。单元主要受断裂控制,单元整体连通性好,断裂上的储集体连通强,主要连通方式注气向北连通,注水向南连通。油藏地层原油密度为 0.6935 g/cm^3 ,气油比为 $132 \text{ m}^3/\text{m}^3$,地层体积系数为1.4102,储量为 $919 \times 10^4 \text{ t}$ 。

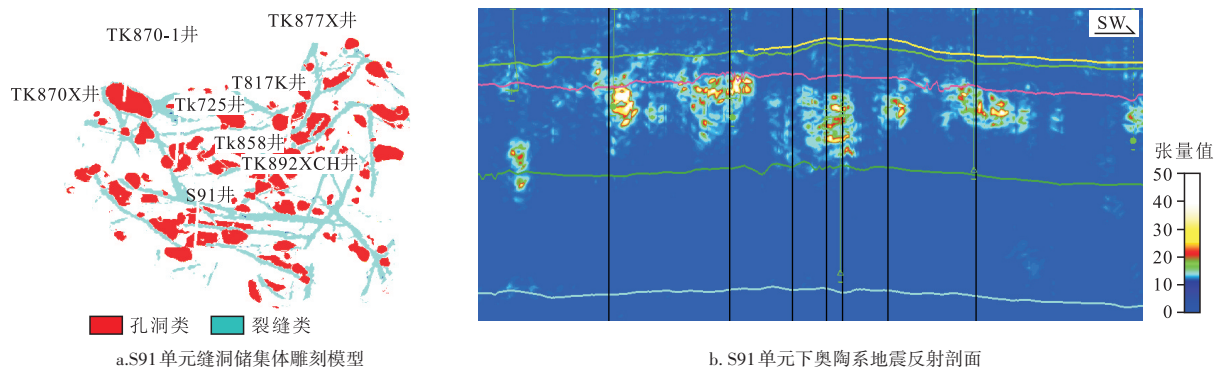


图1 塔河油田S91单元储集体发育特征及雕刻模型
Fig. 1 Seismic attribute slice map of S91 unit in Tahe Oilfield

2 油藏数值模型及剩余油分布

2.1 拟组分划分及状态方程优选

综合考虑计算精度和效率,将流体组分划分为7个拟组分(表1),拟合结果见图2和图3,实验测量值

与计算拟合值相对误差在精度允许范围内可进行注气组分数值模拟研究。

表1 塔河油田S91单元取样井井流体组成及拟组分数据
Table 1 Sampling well fluid composition and pseudo-component data of S91 in Tahe Oilfield

原始拟组分	摩尔分数(%)	划分后拟组分	摩尔分数(%)
CO ₂	1.83	CO ₂	1.83
N ₂	2.66	N ₂	2.66
C ₁	42.17	C ₁	42.17
C ₂	7.41	C ₂	7.41
C ₃	3.33		
iC ₄	0.88		
nC ₄	2.13	C ₃₊	10.63
iC ₅	0.96		
nC ₅	1.30		
C ₆	2.03		
C ₇	2.59		
C ₈	3.12	C ₇₊	10.58
C ₉	2.52		
C ₁₀	2.35		
C ₁₁₊	24.72	C ₁₁₊	24.72

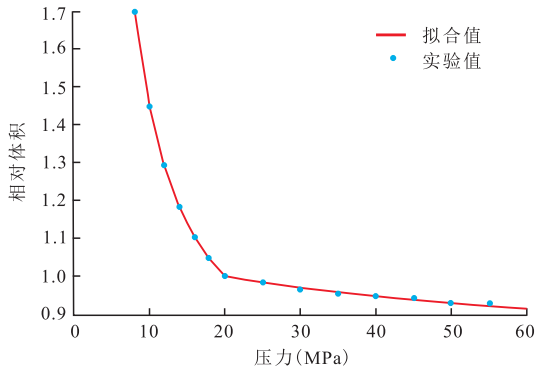
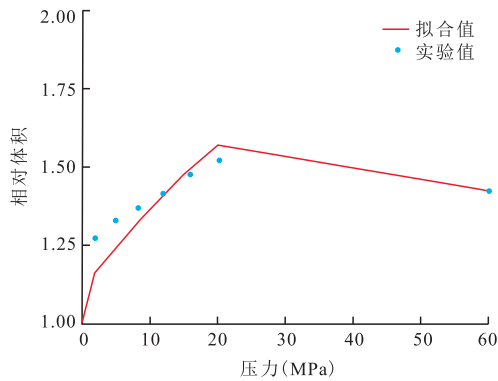
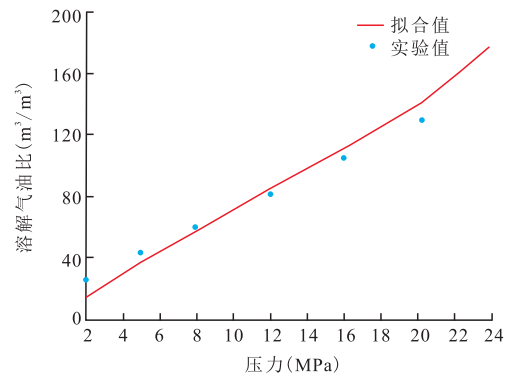


图2 恒组成膨胀实验拟合结果

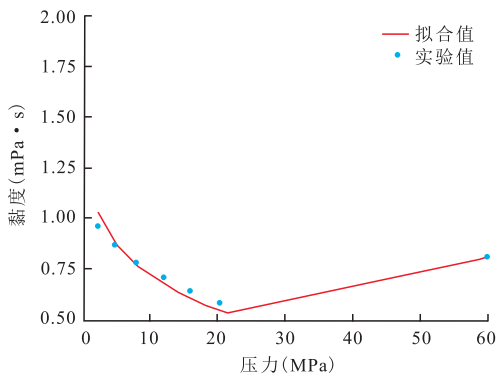
Fig. 2 Fitting results of constant composition expansion experiment



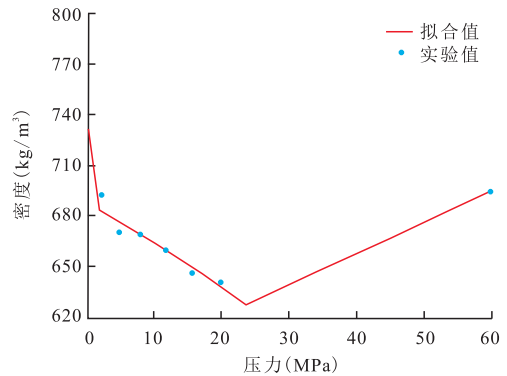
a. 相对体积拟合曲线



b. 溶解气油比拟合曲线



c. 黏度拟合曲线



d. 密度拟合曲线

图3 微分脱气实验拟合曲线

Fig. 3 Differential degassing experiment fitting curve

2.2 最小混相压力预测

为了研究注烃气组分对原油混相的影响以及测试注入气与原油的最小混相压力,建立细管模型。将细管模型 x 方向划分为40个网格,单个网格长度为0.45 m, y 和 z 方向设置1个网格,单个网格长度为0.004 m,细管模型基础参数:地层温度130.4 °C,长细管长度18 m,网格划分40×1×1,注入气摩尔分数85% CH₄+15% C₂H₆,注气井(1,1,1),采油井(40,1,1),注入气体积1.2PV,细管孔隙度30%,细管渗透率350×10⁻³ μm²。

烃气是指含甲烷、乙烷和丙烷等烃类化合物的气体,注入烃气组分不同会影响原油和烃气混相的性质,为研究注入烃气组分的影响,改变注入气中CH₄和C₂H₆的含量,模拟轻组分烃气和重组分烃气对原油混相的影响,设计实验通过细管组分模拟法,设计不同CH₄和C₂H₆含量的注入气,计算不同注入烃气组分最小混相压力。

结果表明注入烃气组分对烃气混相驱影响很大,在目前的地层条件下纯CH₄注入无法形成混相。如图4所示,随着注入烃气中C₂H₆含量的增加,最小混相压力开始降低,通过再次实验验证,当C₂H₆含量为3.8%时,在平均地层压力在60 MPa时达到混相。C₂H₆含量以3%的幅度增加,最小混相压力降低幅度变小,说明随着C₂H₆含量增加存在极限的最小混相压力,在该条件下,C₂H₆含量增加最小混相压力不再降低,并且随着C₂H₆含量增加细管实验最终采收率逐渐提高。综上可以得出结论,同样的地层条件,随

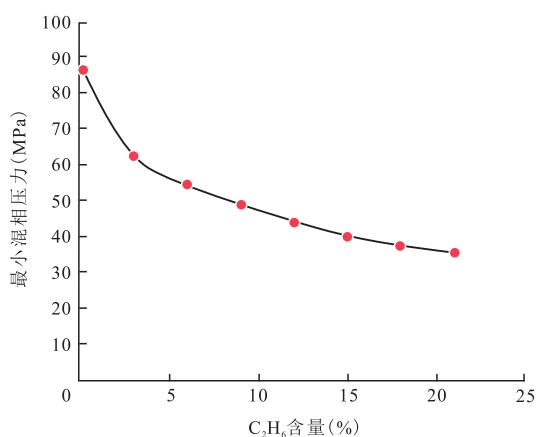


图4 不同烃气组分最小混相压力变化

Fig. 4 Variation diagram of mmp of different hydrocarbon gas components

注入气重烃组分含量增加至21%,最小混相压力为35.62 MPa,采收率增幅到最大值。

2.3 油藏数值模型及剩余油分布

S91单元数值模型,网格规格为99×164×64,总面积5.98 km²,为模拟前期注氮气和后期烃气驱,模型采用Petrel RE模块的组分模型,模型流体相态参数拟合,氮气最小混相压力计算细管组分模拟,注氮气最小混相压力大于地层平均压力。数值模型和剩余油模拟结果见图5和图6。

缝洞型油藏的储集体规模、缝洞连通性及水驱气驱受效时间需要进行精准拟合,本次历史拟合通过动静结合标定缝洞储集体规模和孔渗参数,拟合单井地质储量和单元地质储量,在单元井间连通性分析结果的基础上拟合井间连通关系,在单元注采受效分析结果的基础上拟合注采受效时间,拟合结果见图7。

S91单元为断溶岩溶背景,断裂分布和发育情况,影响着剩余油的分布。基于数值模拟结果绘制储量丰度分布(图6),平面上剩余油集中分布在T704、T805K、T817K和TK725井附近,剩余油分布沿断层走向的方向呈条带状,单元南部剩余油富集。

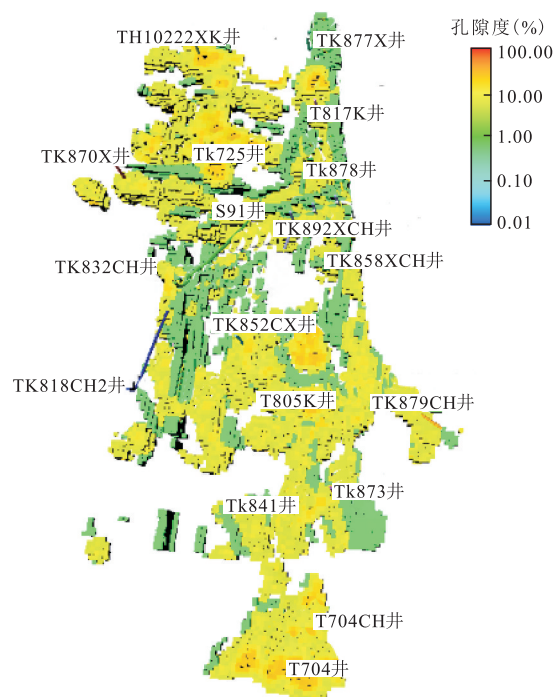


图5 塔河油田S91单元孔隙度地质模型

Fig. 5 Porosity property model of S91 unit in Tahe Oilfield

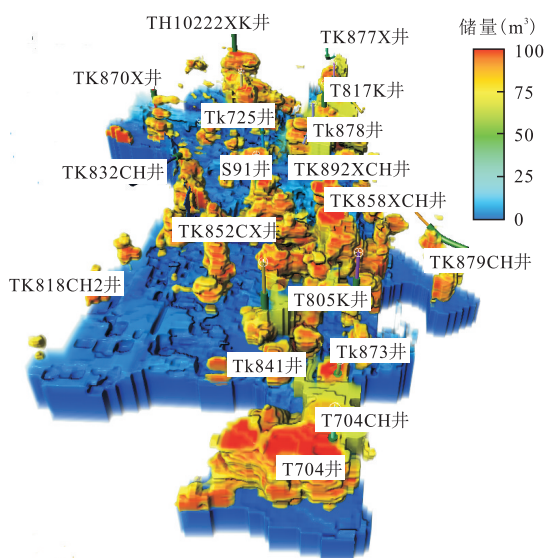


图6 塔河油田S91单元剩余油地质模型
(地面标况条件下)

Fig. 6 Remaining oil model of S91 unit in Tahe Oilfield
(Under ground standard conditions)

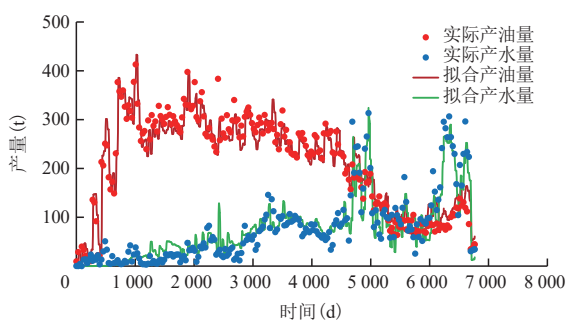


图7 塔河油田S91单元历史拟合结果

Fig. 7 History fitting result S91 unit in Tahe Oilfield

3 注气方式优选及参数优化

3.1 混相条件评价

注入燃气来源为单元计转站外输气,为满足数值模拟的需要,燃气组分划分和原油组分划分一致,燃气划分后拟组分及其摩尔分数:CO₂为4.32%,N₂为11.32%,C₁为72.73%,C₂为6.10%,C₃—C₆为5.53%,C₇—C₁₀为0,C₁₁₊为0。外输气中的N₂有提高最小混相压力的作用,燃气中的重组分和CO₂有降低最小混相压力的作用,通过细管组模拟计算注入燃气与原油最小混相压力为42.53 MPa,单元燃气混相驱可行。

细管中注入实际单元燃气后在不同的时间段细管中不同组分驱替效果不同。由图8a可知,原油中

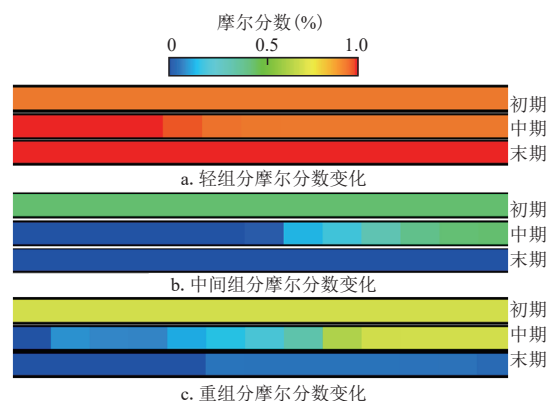


图8 细管组分模拟过程中原油组分变化

Fig. 8 Variation diagram of crude oil composition during thin tube composition simulation

CH₄轻组分摩尔分数占比较少,但是注入1.2PV燃气后,细管中轻组分明显增高;由图8b可知,注入气驱替过程中,原油中的中间组分摩尔分数消失,发生的混相机理为蒸汽气驱也称为汽化气驱,注入气与原油多次接触,原油中的中间组分不断从原油中蒸发汽化进入气相,加富注入气形成混相前沿带;由图8c可知,注入气继续蒸发气驱,留下重组分原油,并且在注入气驱替过程中细管中原油黏度大幅度降低,注入气同时可以补充地层能量驱替原油。

3.2 注气方式优选

塔河油田是典型的缝洞型油藏,储集空间与常规砂岩油藏差异巨大,裂缝型储层油气难以多次接触,混相驱效果较差,可能气窜,因此,需要对缝洞型油藏的溶洞型和裂缝型储集体注气效果开展研究。选取S91单元2种类型的连通井组进行注燃气混相研究,TK832CH-S91连通路程储集体为裂缝型储集体,注气井为TK832CH,TK725-S91连通路程储集体类型为溶洞型储集体,注气井为TK725,受效井为S91,连通井组储量为85.82×10⁴ t(图9)。

基于塔河油田注氮气参数,设置注燃气的注气量200×10⁴ m³,注气速度2×10⁴ m³/d,生产井采液量100 m³/d,模拟生产时间5 a,注燃气效果见表2。

由表2可知,在相同的注入参数下,缝洞型油藏注燃气混相驱通过裂缝型储集体注气增油效果好于通过溶洞储集体增油效果。缝洞型油藏与常规油藏储集空间差异大,因此,在注气混相驱的过程中必须考虑储集体类型对注气的影响,在裂缝型储集体注气后,注入气体沿着断裂带发生气窜,沿着储集体之

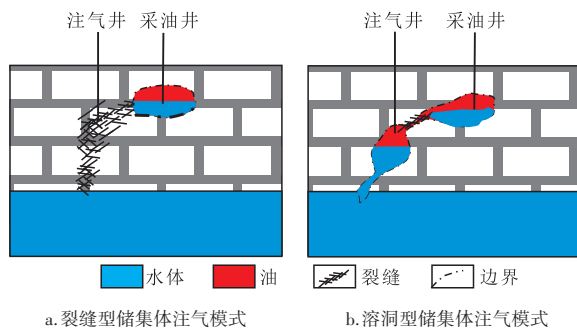


图9 塔河油田S91单元不同储集体注烃气示意图
Fig. 9 Schematic diagram of hydrocarbon gas injection in different reservoirs of S91 unit in Tahe Oilfield

表2 塔河油田S91单元不同储集体注烃气模拟结果
Table 2 Simulation results of hydrocarbon injection in different reservoirs of S91 unit in Tahe Oilfield

方案编号	注气井	累计产油量(t)	增油量(t)
1	不注气,S91井单独生产	8 632	
2	TK832CH	15 889	7 257
3	TK725	9 747	1 115

间的连通通道进入相邻的溶洞型或者孔隙性储集体,进入后由于重力分异作用和混相作用,形成超覆在顶部储集体,缓慢下移气油界面,注入气体在储集体顶部与原油多次接触发生混相,实现较好的混相效果,有效控制气驱前缘。

通过溶洞储集体注入气体,气体在溶洞中由于重力分异作用和混相作用,在注入溶洞形成超覆,多次接触原油进行混相消耗注入气体,导致注入气无法通过连通通道波及到周围邻井,因此,通过溶洞储集体进行注气混相驱效果反而较差,只有补充地层能量作用。通过分析数值模型黏度场可知,井组注入烃气后,烃气与井周围原油发生多次接触混相被不断消耗,波及范围较小,未通过连通路进入受效井。

3.3 注气参数优化

根据注气方式优选结果,选择注气井为裂缝型储集体,采油井为高部位溶洞型储集体,选择连通井组TK832CH-S91,注气井为TK832CH,采油井为S91,影响注气效果的主要参数为注气量、注气强度及注采比,其中注采比是指注入气体地下体积与采出液体体积之比。

1) 注气量优选

针对注气量进行优化,根据井组储量设计

TK832CH-S91连通井注气量分别为 42×10^4 , 84×10^4 , 126×10^4 , 168×10^4 , 210×10^4 和 $252 \times 10^4 \text{ m}^3$,注气速度为 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,注采比为1:1,模拟生产时间为5 a,并设计基础方案进行对比。

结果表明,随着烃气注气量增加,增油量同步增加,但是增加幅度降低,说明注烃气可以有效增加缝洞型油藏的采出程度,但是注气量超过一定的界限值后,注气效果变差,这是由于注入烃气通过裂缝进入邻井储集体内部,在重力分异作用下进入储集体顶部开始进行混相驱替剩余油,但是注气量过大,通过裂缝气窜进入储集体的有效混相气体比例降低,导致换油率降低,因此,根据换油率优选注气量为 $168 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图10)。

2) 注气强度优选

针对注气量进行优化,设计注气速度分别为 1×10^4 , 2×10^4 , 3×10^4 , 4×10^4 , 5×10^4 和 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,注气量为 $168 \times 10^4 \text{ m}^3$,注采比为1:1,模拟生产时间为5 a,并设计基础方案进行对比。如图11所示,注气强度对注气混相效果整体影响较小:注气强度较低时,注入气通过断裂和裂缝进入储集体顶部,形成超覆在顶部储集体,缓慢下移气油界面,注入气体在储集体顶部与原油多次接触发生混相,实现较好的混相效果;注气强度较大时,部分气体通过气窜未进入受效储集体,因此,注气效果较差,优选注气速度为 $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

3) 注采比优选

针对注采比进行优化,设计注采比分别为1:0.7, 1:0.8, 1:0.9, 1:1, 1:1.1和1:1.2,注气量为 $168 \times 10^4 \text{ m}^3$,注气速度为 $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,模拟生产时间5 a,并设计基

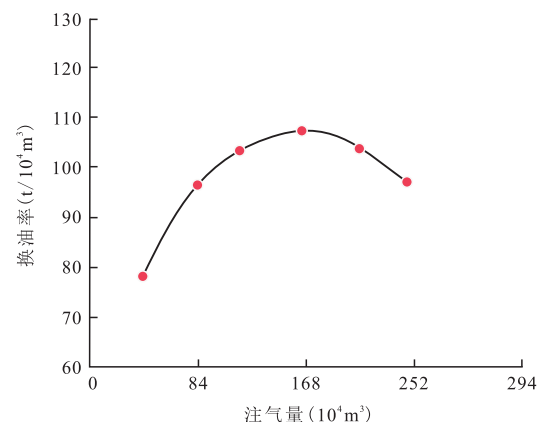


图10 注气量与换油率关系曲线
Fig. 10 Relationship between air injection volume and oil change rate

础方案进行对比。如图12所示,当注采比低于1时,增油效果好于注采比大于1,这是由于注入气补充地层能量的同时,在储集体顶部形成超覆与原油可以充分发生混相,因此,优选注采比为1:0.9。

4 结论

1) S91单元剩余油分布受断控储层发育影响,沿断层走向的方向呈条带状分布,单元南部剩余油富集,注入气与地层原油最小混相压力为42.5 MPa,明确了油藏条件下注天然气实现混相驱可行性。

2) 明确了在缝洞型油藏中注气混相机理为汽化气驱,注入气重烃组分含量增加至21%时,最小混相压力降到35.62 MPa,采收率增幅到最大。

3) 结合缝洞油藏储集体发育结构,优选注气方

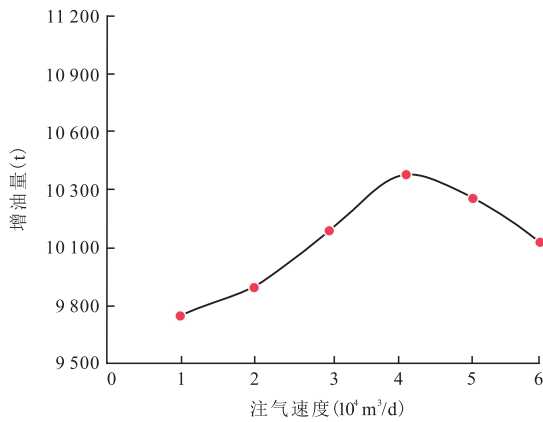


图11 注气速度与增油量关系曲线

Fig. 11 Relationship between gas injection rate and oil increase

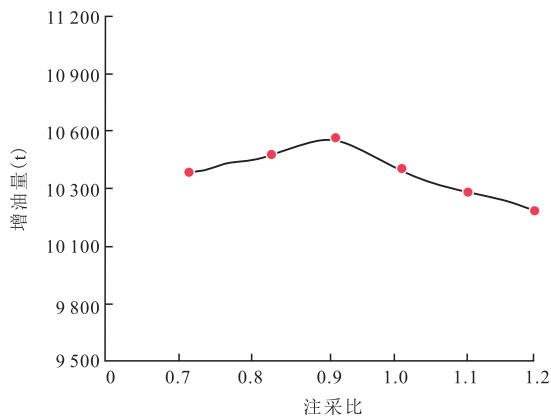


图12 注采比与增油量关系曲线

Fig. 12 Relationship between injection/recovery ratio and amount of oil added

式为裂缝型储集体注气,溶洞型储集体采液,注入气进入储集体由于重力分异形成超覆在顶部储集体,注入气体在储集体顶部与原油多次接触发生混相。

4) 研究单元注气参数优选注气量 $168 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、注气速度 $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 及注采比 1:0.9。

参考文献

- [1] 袁士义, 王强, 李军诗, 等. 注气提高采收率技术进展及前景展望[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1623-1632.
YUAN Shiyi, WANG Qiang, LI Junshi, et al. Technology progress and prospects of enhanced oil recovery by gas injection [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1623-1632.
- [2] 焦方正. 塔里木盆地深层碳酸盐岩缝洞型油藏体积开发实践与认识[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 552-558.
JIAO Fangzheng. Practice and knowledge of volumetric development of deep fractured-vuggy carbonate reservoir in Tarim Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 552-558.
- [3] XIAO Y, ZHANG Z W, JIANG T W, et al. Dynamic and static combination method for fracture-vug unit division of fractured-vuggy reservoirs[J]. Arabian Journal for Science & Engineering, 2017, 43(6): 1-8.
- [4] MING Q, HOU J, QI P, et al. Experimental study of fluid behaviors from water and nitrogen floods on a 3-D visual fractured-vuggy model[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2018, 166(3): 871-879.
- [5] 张立安, 王少鹏, 张岚, 等. 通过地质建模剖析古潜山碳酸盐岩裂缝性储层地质特征[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(5): 688-693.
ZHANG Li'an, WANG Shaopeng, ZHANG Lan, et al. Analysis on geological characteristics of fractured carbonate reservoir in buried-hill by geological modeling[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(5): 688-693.
- [6] 郑松青, 杨敏, 康志江, 等. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏水驱后剩余油分布主控因素与提高采收率途径[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 746-754.
ZHENG Songqing, YANG Min, KANG Zhijiang, et al. Controlling factors of remaining oil distribution after water flooding and enhanced oil recovery methods for fracture-cavity carbonate reservoirs in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 746-754.
- [7] 周禄凯. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏气窜后剩余油分布及差异化动用方法[J]. 新疆石油天然气, 2019, 15(1): 58-61.
ZHOU Lukai. Residual oil distribution and differential development after gas channeling of paleo-cave reservoir in Tahe Oilfield[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2019, 15(1): 58-61.
- [8] 戴彩丽, 方吉超, 焦保雷, 等. 中国碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率研究进展[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2018, 42(6): 67-78.
DAI Caili, FANG Jichao, JIAO Baolei, et al. Development of the research on EOR for carbonate fractured-vuggy reservoirs in China[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition

- of Natural Science), 2018, 42(6): 67-78.
- [9] 吴昊镗, 彭小龙, 朱苏阳, 等. 基于数值模拟法与油藏开发经营一体化思想的页岩油藏经济决策研究[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(3): 404-413.
WU Haoqiang, PENG Xiaolong, ZHU Suyang, et al. Economic decision of shale reservoir based on numerical simulation and integration of reservoir development and management[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3): 404-413.
- [10] 付天宇, 刘启国, 岑雪芳, 等. 碳酸盐岩三重介质气藏NPI产量递减分析研究[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(6): 905-910.
FU Tianyu, LIU Qiguo, CEN Xuefang, et al. Normalized pressure integral production analysis of triporate-uniphase parallel inter-porosity flow model[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(6): 905-910.
- [11] 马德胜, 王强, 王正波, 等. 提高采收率[M]. 北京: 石油工业出版社, 2019.
MA Desheng, WANG Qiang, WANG Zhengbo, et al. Enhanced oil recovery[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2019.
- [12] 胡蓉蓉. 缝洞型碳酸盐岩油藏提高采收率机理研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2015.
HU Rongrong. Study on EOR mechanism in fractured-vuggy carbonate reservoirs[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2015.
- [13] VALDEZ R, PENNELL S P, CHENG A, et al. Miscible hydrocarbon GOGD pilot in the Yates Field Unit[C]// Paper SPE-190248-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2018.
- [14] MOHAMMED M, BABADAGLI T. New insights into the interfacial phenomena during miscible displacement by hydrocarbon solvents and CO₂ in heavy oil reservoirs[C]// Paper SPE-200456-MS presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Virtual, August 2020.
- [15] KHAN M R, KALAM S, KHAN R A, et al. Comparative analysis of intelligent algorithms to predict the minimum miscibility pressure for hydrocarbon gas flooding[C]// Paper SPE-197868-MS presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2019.
- [16] 张俊, 周自武, 王伟胜, 等. 葡北油田气水交替驱提高采收率矿场试验研究[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(6): 85-87.
ZHANG Jun, ZHOU Ziwu, WANG Weisheng, et al. EOR field test of gas-water alternative injection in Pubei Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(6): 85-87.
- [17] 范家伟, 陶正武, 王彦秋, 等. 东河油田注天然气重力辅助混相驱提高采收率关键技术[C]// 2020油气田勘探与开发国际会议论文集. 西安: 西安石油大学出版社, 2020: 1090-1098.
FAN Jiawei, TAO Zhengwu, WANG Yanqiu, et al. The Key technology of gravity assisted miscible flooding for natural gas injection in donghe oilfield[C]// 2020 International Field Exploration and Development Conference. Xi'an: Xi'an Petroleum University Press, 2020: 1090-1098.
- [18] DONG J, WU S, XING G, et al. Factors affecting water alternating hydrocarbon gas miscible flooding in a low permeability reservoir[C]// Paper IPTC-19063-MS presented at the International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, March 2019.
- [19] 郑家朋, 王传飞, 赵辉, 等. 冀东油田高13断块注烃气驱提高采收率优化研究[J]. 石油天然气学报, 2009, 31(4): 131-135.
ZHENG Jiapeng, WANG Chuanfei, ZHAO Hui, et al. Study on optimization of enhanced oil recovery by hydrocarbon gas flooding in block Gao-13 of Jidong Oilfield[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2009, 31(4): 131-135.
- [20] 韩海水, 周代余, 王丽, 等. 超深巨厚油藏顶部注烃气提高采收率调控机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2021, 45(2): 104-110.
HAN Haishui, ZHOU Daiyu, WANG Li, et al. Regulation mechanism of EOR for natural gas crestal injection in super deep and thick reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2021, 45(2): 104-110.
- [21] 胡蓉蓉, 姚军, 孙致学, 等. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏注气驱油提高采收率机理研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2015, 30(2): 49-53.
HU Rongrong, YAO Jun, SUN Zhixue, et al. Study on EOR mechanism by gas injection replacing oil in fractured-vuggy carbonate reservoir in Tahe Oilfield[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2015, 30(2): 49-53.
- [22] 李吉康, 孙致学, 谭涛, 等. 深层缝洞型油藏烃气混相驱可行性及影响因素[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(6): 714-719.
LI Jikang, SUN Zhixue, TAN Tao, et al. Feasibility and influencing factors of miscible hydrocarbon gas flooding for deep fracture-vuggy reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(6): 714-719.
- [23] 胡蓉蓉, 姚军, 王晨晨, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏非混相气驱采收率影响因素[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(4): 470-474.
HU Rongrong, YAO Jun, WANG Chenchen, et al. Influence factors of immiscible gas flooding recovery in fractured-vuggy carbonate reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015, 36(4): 470-474.
- [24] 唐磊, 王建峰, 曹敬华, 等. 塔里木盆地顺北地区超深断溶体油藏地质工程一体化模式探索[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(3): 329-339.
TANG Lei, WANG Jianfeng, CAO Jinghua, et al. Geology-engineering integration mode of ultra-deep fault-karst reservoir in Shunbei area, Tarim Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3): 329-339.
- [25] 赵军, 张涛, 何胜林, 等. 基于参数优选的储层渗透率深度置信网络模型预测初探[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(4): 577-585.
ZHAO Jun, ZHANG Tao, HE Shenglin, et al. Prediction of reservoir permeability by deep belief network based on optimized parameters [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 577-585.