

高孔渗强边水小规模砂岩油藏 氮气人工气顶驱油矿场试验

——以春光油田春22井区为例

马兵兵, 白伟龙, 肖梦华, 户静

(中国石化河南油田分公司新疆采油厂, 新疆奎屯 833200)

摘要: 春光油田高孔渗、强边水、小规模砂岩油藏采用天然边水驱动开发方式, 进入高含水开发后期, 在现有井网条件下, 顶部剩余油、侧翼剩余油无法有效动用。为此, 利用数值模拟技术, 开展了氮气人工气顶驱油的油藏适应条件、注采方案设计优化等研究。该技术在春22井区进行了矿场试验, 取得了较好的开发效果。对国内外类似高孔渗强边水小规模砂岩油藏高含水开发后期进一步提高采收率具有借鉴意义。

关键词: 春光油田; 氮气人工气顶驱油; 强边水; 高孔渗; 砂岩油藏

中图分类号: TE343

文献标识码: A

Field test of nitrogen artificial gas cap oil displacement in the small-scale sandstone reservoir with high porosity, high permeability and strong edge water —by taking Chun 22 well block of Chunguang oilfield as an example

MA Bingbing, BAI Weilong, XIAO Menghua, HU Jing

(Xinjiang Oil Production Plant of Henan Oilfield Company, SINOPEC, Kuitun, Xinjiang 833200, China)

Abstract: Chunguang oilfield is characterized by high porosity, high permeability, strong edge water and small-scale sandstone reservoir, the natural edge water drive development mode is adopted. In the late stage of high water cut development, under the condition of the existing well pattern, aiming at the problems such as the remaining oil at the top and flank cannot be effectively produced, by using numerical simulation technology, the study on the reservoir adaptation conditions and injection production scheme design optimization of nitrogen artificial gas cap oil displacement is carried out. This technology has been tested in Chun22 well block and achieved good development results. It can be used as reference and guidance in the later stage of high water cut development of similar small-scale sandstone reservoirs with high porosity, high permeability and strong edge water at home and abroad.

Key words: Chunguang oilfield; nitrogen top drive; strong edge water; high porosity and permeability; sandstone reservoir

春光油田春22井区位于准噶尔盆地西部隆起车排子凸起, 含油层位单一, 油层厚度薄, 采出程度达34%。目前剩余油主要分布在砂体的边部和顶部, 现有井网无法有效动用。为充分挖掘强边水稀油小砂体构造高部位剩余油潜力, 探索进一步提高采收

率的新途径, 优选春光油田春22井区开展注氮气人工气顶驱油先导试验。

1 概况

收稿日期: 2020-02-23; 修订日期: 2020-04-02。

第一作者简介: 马兵兵(1988—), 男, 工程师, 现从事油气田开发工作。E-mail: 493138781@qq.com。

1.1 油藏概况

春 22 井区构造形态简单, 总体为一向南倾、倾角 2° 左右的单斜构造, 含油层位为新近系沙湾组沙一段二砂组 ($N_{1s1} II$), 油藏埋深 1 480~1 500 m, 平均油层有效厚度 4 m, 储层岩性为含砾细砂岩, 平均孔隙度为 31%, 平均渗透率为 $2.015 \mu m^2$, 属高孔、高渗储层。油层温度下脱气原油黏度为 $7.01 mPa \cdot s$, 地层水总矿化度为 75 920~90 866 mg/L, pH 值 6.0~6.3, 属 $CaCl_2$ 水型。原始地层压力为 14.89 MPa, 油层温度 56.89 $^{\circ}C$, 属正常压力、温度系统。

1.2 开发概况

春 22 井区自发现至今, 共经历了规模上产阶段、快速递减阶段、综合调整阶段等三个开发阶段。该区于 2012 年投入开发, 投产井 5 口, 原油年产量在 2013 年达到峰值; 2014 年油井见水后含水上升快, 进入快速递减期; 目前该单元总井数 9 口, 开井 6 口, 综合含水达到 75%。

2 氮气人工气顶驱油可行性研究

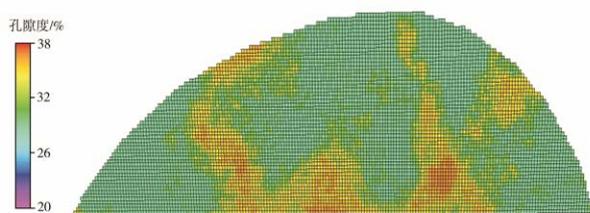
通过国内外资料调研, 氮气人工气顶驱油矿场试验只有塔河油田的缝洞型碳酸盐岩油藏实施过, 并取得了一定效果, 砂岩油藏是否可行还未进行过矿场试验^[1-3]。因此, 在调研氮气驱油机理的基础上, 利用数值模拟技术开展可行性研究。

2.1 氮气驱油机理

2.1.1 油气重力分异作用

注气过程中, 由于油气密度差比油水密度差大很多, 注入气体能利用油气密度差所形成的重力分异作用, 将顶部剩余油聚集成新的前缘富集油带, 较均匀地向构造低部位移动, 进入生产井而被采出^[4]。

2.1.2 改变流体流动方向



油藏在水驱开发后, 构造高部位存在一定量的剩余油。当驱油方式由低部边水驱变为人工气顶驱后, 地层中原油由向上移动变为向下移动, 对应的油水界面会下降, 有利于油井生产状况的改善^[5]。

2.1.3 气顶膨胀作用

气顶膨胀作用从微观上分析是分子的扩散作用。气体由分子组成, 且这些分子在不停地做无规则运动。快速地向地层中注入大量气体, 然后闷井, 切断气体与地面的联系。此时, 注入的大量气体处于高温高压环境下, 使得分子扩散作用变得十分活跃, 因而由人工气顶膨胀产生的能量十分巨大, 不再忽略不计^[6]。在这种能量的作用下, 人工气顶不断膨胀, 推动高部位剩余油向较低部位移动, 当开井生产时, 地层油会迅速从高部位向下移动至生产井, 从而提高开发效果^[7]。

2.2 精细地质模型的建立

2.2.1 构造模型的建立

春 22 井区属于单层油藏, 建立顶面构造形态是搭建构造模型的基础。储层的顶面构造形态是依据地震反射波与地质层位的对应关系, 应用地震解释软件对含油层位进行解释追踪而得到的, 同时利用调整后的井点分层数据和构造面进行双重控制, 在 Petrel 软件中建立层面构造模型。

2.2.2 边水模型的建立

考虑到水体模型适合程度以及模型运算速度, 模型采用 Carter - Tracy 法解析水体。

2.2.3 属性模型的建立

在测井数据离散化的基础上, 通过数据正态变换和变差函数分析, 运用序贯高斯随机模拟方法建立孔隙度、渗透率分布模型 (图 1), 主体部位含油饱和度为 75%。

2.3 生产历史拟合

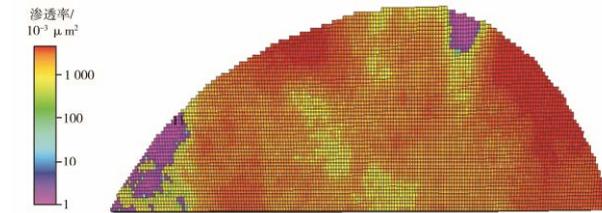


图 1 春 22 井区孔隙度、渗透率三维分布模型

在上述地质模型建立的基础上, 利用 Eclipse 软件开展春 22 井区数值模拟研究工作。春 22 井区含油面积为 $1.01 km^2$, 模拟含油面积为 $1.02 km^2$, 含油面积拟合误差 0.99%; 地质储量为 $87.54 \times 10^4 t$, 模拟储量为 $88.08 \times 10^4 t$, 储量拟合误差 0.61%。误差均小于 5.00%, 拟合符合率高。

截至目前, 春 22 井区共有采油井 8 口, 生产层均为沙湾组沙一段二砂组 2 小层 ($N_{1s1} II_2$), 开发方式为天然能量开发 (边水驱动), 且天然能量充足, 不需注水补充能量。本次研究对各单井及全区进行生产历史拟合, 结果表明, 全区及单井历史拟合符合率达 75%, 历史拟合精度达到了后续研究的要求。

2.4 可行性分析

利用历史拟合的数值模型进行可行性研究, 对比注氮气人工气顶驱油与不注气两种方式下井区的开发效果。利用井区高部位的春 22-1H 井开展注氮气人工气顶驱油模拟, 注氮气 $100 \times 10^4 \text{ m}^3$, 注入速度 $150 \text{ m}^3/\text{d}$ (地层条件下), 闷井 60 d 后开井生产。通过开展与不注气开采方式的生产曲线对比(图 2)和生产期末剩余油分布对比(图 3)可以看出, 实施氮气人工气顶驱油可动用顶部剩余油约 $0.50 \times 10^4 \text{ t}$, 提高采收率 0.5%, 初步论证了注氮气人工气顶驱油的可行性。

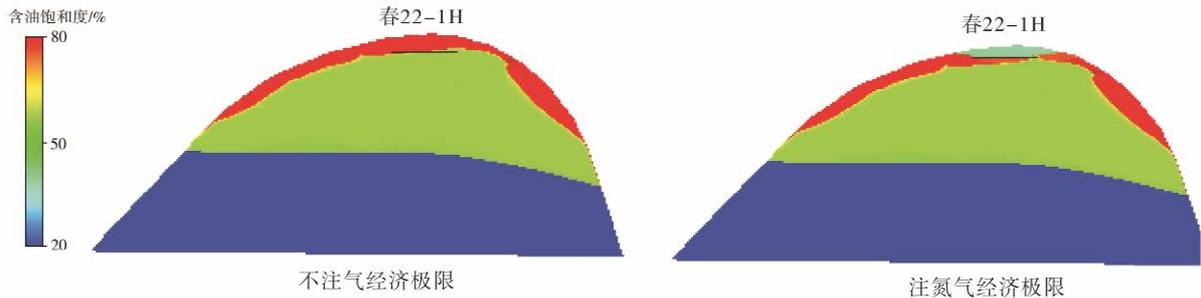


图 3 春 22 井区不同开发方案生产期末剩余油分布对比

3 注气方案设计

3.1 注气井选择

若利用单元低部位井注气, 氮气在运移过程中将经过高部位的三口井(春 22-1H 井、春 22-4 侧 1 井、春 22-5 井), 存在气窜风险, 气窜后影响产量及注氮气开发效果, 且存在一定的安全隐患。若高部位三口井关井, 则注入氮气完全运移到顶部形成气顶至少需要 2 a 时间, 会导致总体产量及开发效果更差。因此, 暂不考虑低部位注气方案, 后续模拟研究均在单元高部位注气, 即选择春 22-1H 井为注气井。

3.2 注气参数优化设计

3.2.1 注气量

6 个注气方案和原不注气方案均有增油效果。从数值模拟结果来看, 春 22-1H 井注入氮气 $100 \times 10^4 \text{ m}^3$ (地层压力条件下 7500 m^3) 后稳产时间长, 换油率可达 $46 \text{ t}/10^4 \text{ m}^3$ (图 4), 累计产油量相对较高, 因此注气量确定为 $100 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

3.2.2 注气速度

以注气量 $100 \times 10^4 \text{ m}^3$ 为基础, 设计日注气量分别为 6 730, 13 460, 20 190 m^3 三个方案, 以增油量和换油率作为指标进行优选(图 5)。从预测效果来看, 注气速度对增油量影响不大, 结合注氮设备情况, 确定注气速度为 $20\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

3.2.3 闷井时间

的可行性。



图 2 春 22 井区不同开发方案生产曲线对比

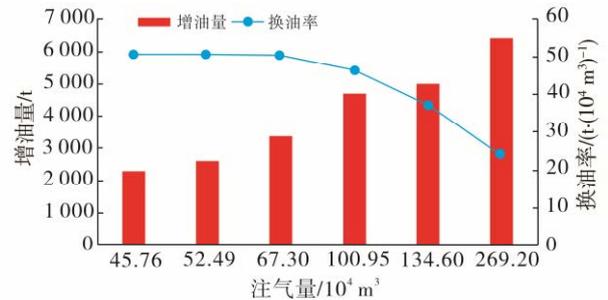


图 4 春 22 井区注气量与增油量、换油率关系

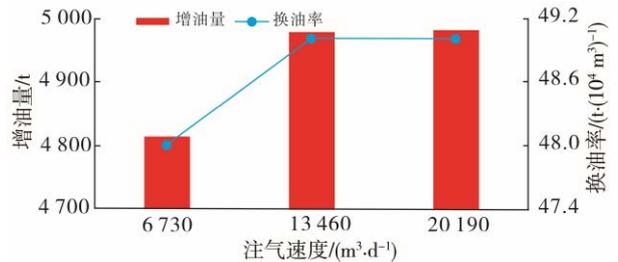


图 5 春 22 井区注气速度与增油量、换油率关系

以注气量 $100 \times 10^4 \text{ m}^3$ 和注入速度 $20\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 为基础, 设计闷井时间分别为 40, 60, 80, 120 d 和关井等五个方案进行优选(图 6)。从模拟结果来看, 闷井时间在 60 d 时, 增油量和换油率较大, 闷井超过 60 d 之后, 注气所产生的地层能量耗散影响增油效果, 换油率降低, 所以优选闷井时间为 60 d。

3.2.4 配液量

以注气量 $100 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、注入速度 $20\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 、闷井时间 60 d 为基础进行配液量优化。考虑到生产需求, 单元最小配液量为 140 m^3 , 在此基础上设计配液量分别为 140, 180, 220 m^3 三个方案进行优选

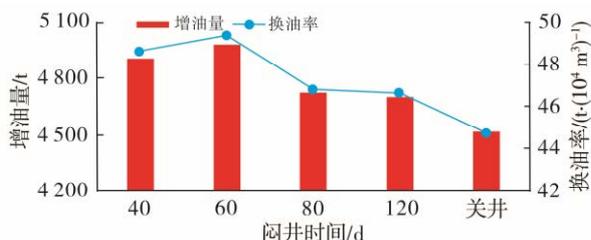


图6 春22井区闷井时间与增油量、换油率关系

(图7)。从模拟结果来看,配液量越低,增油量和换油率越高,而且配液量越低,产气量越少,可以更好地维持稳定的油藏能量开采,也能满足一定生产需求,所以优选配液量为140 m³/d。

3.3 效果预测

按照优化后的设计方案(注气量100×10⁴ m³、注入速度20 000 m³/d、闷井时间60 d、配液量140

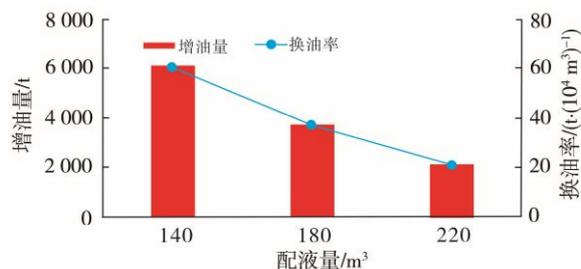


图7 春22井区配液量与增油量、换油率关系

m³/d)进行数值模拟预测,当含水95%时,累计产油30.78×10⁴ t,与边水驱相比增产原油0.47×10⁴ t,提高采收率0.54%。注气效果可持续到2021年(表1),峰值期可持续4个月,单元日产油最高增至63.50 t。含水降幅最大20%,换油率46.9 t/10⁴ m³,效果显著。

表1 注氮人工气顶开发方案指标预测

时间/月	产液量/t	产油量/t	产水量/m ³	含水/%	采液速度/%	采油速度/%	采出程度/%
1	2 641	834	1 807	68	3.67	1.16	29.57
2	2 911	929	1 982	68	3.91	1.25	29.67
3	3 448	1 721	1 727	50	4.79	2.39	29.87
4	3 720	1 939	1 781	48	5.00	2.61	30.09
5	3 720	1 750	1 970	53	5.00	2.35	30.29
6	3 599	1 401	2 198	61	5.00	1.95	30.45
7	3 720	1 286	2 434	65	5.00	1.73	30.60
8	3 600	1 188	2 412	67	5.00	1.65	30.73
9	3 720	1 074	2 646	71	5.00	1.44	30.86
10	3 719	951	2 768	74	5.00	1.28	30.97
11	3 485	911	2 574	74	5.01	1.31	31.07
12	3 721	884	2 837	76	5.01	1.19	31.17
13	3 602	860	2 742	76	5.01	1.19	31.27
14	3 718	838	2 880	77	5.00	1.13	31.36
15	3 598	813	2 785	77	5.00	1.13	31.46
16	3 715	794	2 921	79	5.00	1.07	31.55
17	3 712	779	2 933	79	4.99	1.05	31.64
18	3 593	763	2 830	79	4.99	1.06	31.72
19	3 710	747	2 963	80	4.99	1.00	31.81
20	3 590	734	2 856	80	4.99	1.02	31.89
21	3 707	722	2 985	81	4.99	0.97	31.98
22	3 705	709	2 996	81	4.98	0.95	32.06
23	3 467	697	2 770	80	4.99	1.00	32.14
24	3 704	686	3 018	81	4.98	0.92	32.21
25	3 584	673	2 911	81	4.98	0.94	32.29
26	3 702	666	3 036	82	4.98	0.90	32.37
27	3 582	655	2 927	82	4.98	0.91	32.44
28	3 699	643	3 056	83	4.98	0.86	32.52
29	3 696	629	3 067	83	4.97	0.85	32.59
30	3 577	623	2 954	83	4.97	0.87	32.66

4 矿场试验

春22-1H井于2018年9月21日开始注氮气,注入速度为22 046 m³/d(地面条件下),注气37 d后,油压从0上升至3.1 MPa,套压从1.5 MPa上升至

10.5 MPa。10月28日停注,闷井,截至闷井前累计注气82.38×10⁴ m³(地面条件下),闷井时间为90 d,油压上升至12.2 MPa,套压上升至12.6 MPa。

春22-1H井开井后表现为油量上升、液量下降、含水下降的生产特征。初期3.5 mm油嘴自喷日产液19.00 t,日产油17.90 t,含水6%(图8);目前

机抽日产液 26.90 t, 日产油 8.90 t, 含水 67%, 阶段 增油 3 395.00 t。

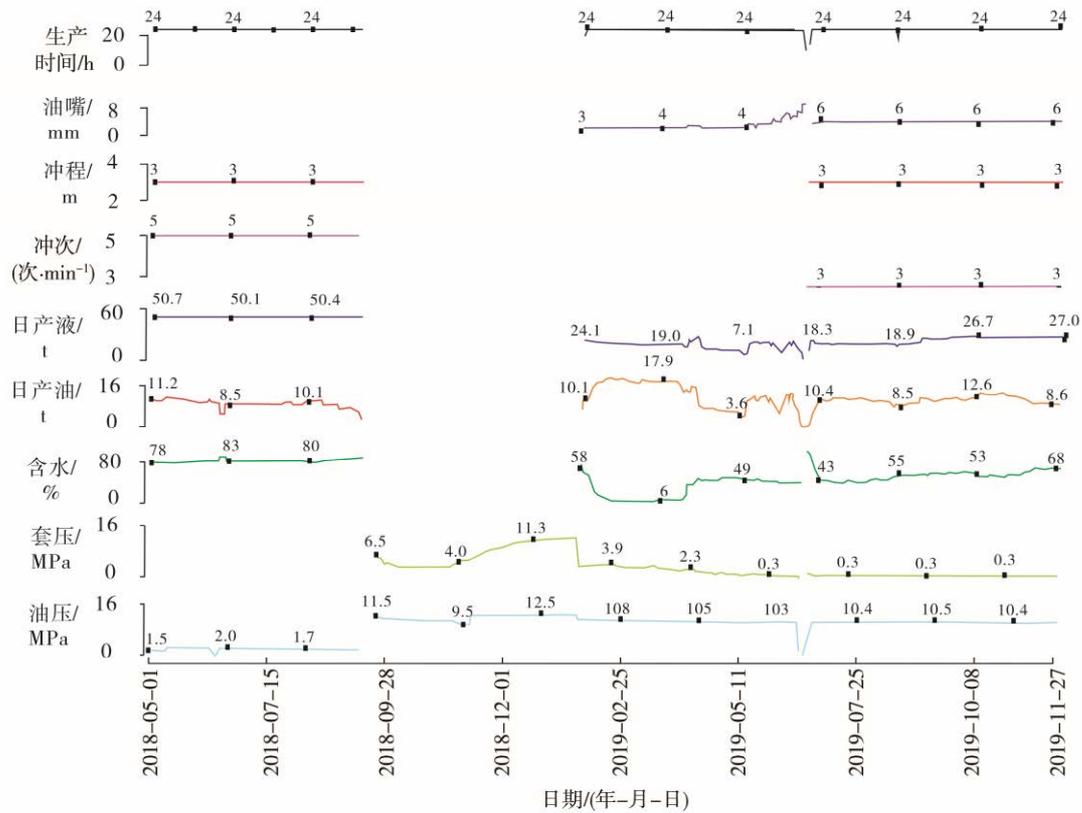


图8 春22井区春22-1H井注氮气前后生产曲线对比

5 结论

(1) 氮气人工气顶驱油在高孔高渗强边水小规模砂岩油藏是可行的。氮气人工气顶的主要作用是气顶及压水锥作用, 压水锥调节油井剖面扩大水驱波及体积, 形成气顶后驱替油藏顶部剩余油。

(2) 水平井见效后生产效果好。主要是因水平段具有一定的物性差异, 初期因采液强度高边水指进, 导致水平段动用不均, 具有一定的抑水潜力。

(3) 控制采液强度有效期延长。放喷后控制液量, 避免因采液强度大使顶部气向采液井气窜, 维持气顶能量, 控制油气界面, 可有效延长氮气人工气顶驱油期。

参考文献

[1] 杨承志, 岳清山, 沈平平. 混相驱提高石油采收率[M]. 北

京: 石油工业出版社, 1993.

- [2] 郭佳玉, 谢启, 张新超, 等. 地震正反演技术在春光油田沙湾组二砂组薄互层储层中的应用[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(1): 37-41.
- [3] 贺蓂. 春光油田新近系沙湾组一段II砂组沉积微相研究[J]. 石油地质与工程, 2018, 32(4): 38-41.
- [4] 许彬. 人工气顶驱油机理及数值模拟研究[D]. 四川成都: 西南石油大学, 2015.
- [5] 张艳玉, 王康月, 李洪君, 等. 气顶油藏顶部注氮气重力驱数值模拟研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2006, 30(4): 58-62.
- [6] 林仁义. 兴隆台变质岩油藏注 N_2 驱提高采收率机理研究[D]. 四川成都: 西南石油大学, 2015.
- [7] 庞进. 顶部重力注气稳定驱提高采收率机理研究[D]. 四川成都: 西南石油大学, 2006.

(编辑 杜建波)