

· 油气钻采工程 ·

义 104 - 1 侧井砂砾岩储层大型压裂技术研究与应用

卢 聪¹, 郭建春¹, 王 建², 邱国清², 赵洪涛²

(1. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室 西南石油大学 四川 成都 610500;

2. 中国石化股份胜利油田分公司 石油开发中心 山东 东营 257000)

摘要: 针对渤南地区砂砾岩油藏储层物性差、自然产能低、常规加砂压裂改造增产效果差及稳产周期短的现状,在义 104 - 1 侧井开展了大型压裂技术的研究与应用。根据储层地质特征及井况条件,在分析义 104 - 1 侧井压裂技术难点的基础上,分别从射孔井段参数优化、压裂规模优化、压裂液和压裂支撑剂优选与评价及配套技术措施等方面进行了研究。于 2009 年 7 月 19 日对义 104 - 1 侧井实施大型压裂,施工历时 180 min,累积泵入压裂液量为 1 002.9 m³,支撑剂量为 120 m³,最大施工排量为 7.2 m³/min,压裂后 30 d 的平均自喷产液量为 45.2 t/d,平均产油量为 31.7 t/d,增产效果显著。

关键词: 砂砾岩 大型压裂 射孔 支撑剂 渤南地区

中图分类号: TE357.1

文献标识码: A

文章编号: 1009 - 9603(2012)04 - 0103 - 03

渤南地区砂砾岩储层油气储量丰富,是胜利油区勘探开发的重点区域。但该区单井自然产能低,常规加砂压裂改造增产效果差,60%的井难以达到工业油流,经济开采难度较大。为扭转勘探开发的被动局面,实现油藏储量升级和高效开发,通过对压裂技术的研究,形成了针对渤南地区砂砾岩储层特征的大型压裂技术,并在义 104 - 1 侧井得到了成功应用,为渤南地区后续高效、经济开发砂砾岩油藏提供了技术保障,应用前景广阔。

1 井况

义 104 - 1 侧井是位于济阳拗陷沾化凹陷渤南洼陷义 104 断块的 1 口评价井,钻探目的是评价和开发义 104 断块沙四段油藏。完钻井深为 3 822.0 m,拟压裂层段为沙四段,井深为 3 689.5 ~ 3 775.4 m,测井解释层号为 33—36,但由于 33—34 号小层油气显示差,地质设计考虑 35—36 号小层为主力层段。储层测试地层压力为 48.73 MPa,油层中部温度为 143.97 °C,测井解释储层平均渗透率为 $3.93 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度为 8.76%,泥质含量为 7.99%,中砾岩含量为 25.77%,为典型的低孔特低渗透砂砾岩储层(表 1)。

表 1 义 104 - 1 侧井沙四段储层物性及测井解释结果

层号	井 段 / m	孔隙度 / %	渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	含水饱和度 / %	泥质含量 / %	中砾岩含量 / %	测井解释结果
33	3 689.5 ~ 3 697.6	7.34	1.79	51.73	12.83	24.54	油层
34	3 698.3 ~ 3 707.7	8.99	4.14	53.82	8.38	35.62	油层
35	3 708.5 ~ 3 717.4	9.40	4.78	35.90	7.59	26.19	油层
36	3 719.0 ~ 3 775.5	8.12	3.08	54.34	8.40	25.36	油层

2 技术难点

支撑剂纵向合理铺置困难 义 104 - 1 侧井储层在纵向上缺乏稳定隔层,隔层与产层间应力差小,裂缝极易在纵向上延伸,由于支撑剂的对流沉降作用,单一密度支撑剂施工导致大多数支撑剂铺置在裂缝下部,而物性较好的上部储层往往得不到有效支撑,导致支撑剂在裂缝纵向剖面铺置不合理。

裂缝扩展形态不规则 由于砾岩含量高,且砾石颗粒较大,与砂岩的剪切破裂不同,砾岩呈现沿轴向破裂形态,且破裂面不光滑,使得压裂时裂缝内净压力变化快,压裂裂缝在平面、纵向上的形态难以稳定,不易形成明显的优势主裂缝;同时由于砂砾岩储层存在大量粒径不同的砾岩和微裂缝,非均质性

收稿日期: 2012 - 05 - 11。

作者简介: 卢聪,男,讲师,博士,从事油气增产技术与理论方面的研究。联系电话: 13880960896, E-mail: swpulc@163.com。

基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2011ZX05006 - 002)。

很强^[1],当压裂裂缝扩展到与天然裂缝相交时,压裂液会在天然微裂缝方向形成支流,使主裂缝产生侧向位移,导致砂砾岩储层裂缝壁面极不规则,影响主裂缝形成。

压裂液滤失严重 义 104 - 1 侧井储层发育高导缝和砾间缝,随着岩石起裂,天然裂缝会开启,导致压裂液滤失严重,同时由于压裂液量较大,若不能及时返排,大量压裂液残渣滞留在储层孔隙及天然裂缝中,导致储层伤害严重,从而降低储层改造效果。

对压裂液体系性能要求高 义 104 - 1 侧井油层埋藏深,温度高,压裂规模大,施工时间长,要求压裂液体系具有良好的耐温、耐时及抗剪切性能^[2-3]。

3 压裂技术对策

3.1 射孔井段参数优化

与常规压裂对改造储层段全部射孔不同,砂砾岩储层改造时一般只射孔打开改造井段的1/5 ~ 1/3。射孔段的位置要综合考虑纵向储层物性、产层与隔层分布及地应力等因素^[4],对于物性及地应力差异小的储层,应在靠近储层上半部分射孔,以最大限度地实现支撑剂在纵向上的有效铺置。分析义 104 - 1 侧井的测井解释结果(表 1)可知,35 号小层物性略好于 36 号小层,射孔改造在兼顾 2 个小层的同时,应重点改造上部储层。通过应力剖面及改造风险分析,确定采用集中射孔,射孔井段为 3 715 ~ 3 735 m,射孔密度为 16 孔/m,射孔相位角为 60°,最大限度地降低裂缝弯曲摩阻,建立井筒与油层的良好通道。

3.2 压裂规模优化

利用 FracProPT 软件,模拟压裂目的层段在不同支撑剂量下的裂缝参数^[5-6]。结果(表 2)表明,随着支撑剂量的增加,支撑缝长、支撑缝高以及支撑缝宽均有所增加;当支撑剂量从 120 m³增加至 150 m³时,其支撑缝长和支撑缝高的增幅明显较支撑剂量从 80 m³增至 120 m³时小。由于支撑剂量越大,施工砂堵的风险也越大,因此义 104 - 1 侧井支撑剂量应控制在 120 m³以内;且该井储层具有物性差、厚度大、可动流体饱和度低、基质向裂缝的油气供给能力较差等特点,压裂时要求尽可能造长缝以沟通更多的基质系统。当支撑剂量为 120 m³时,支撑裂缝几何参数均能够满足单井控制面积的要求,综合考虑压裂改造的效果和施工风险,将该井的支撑剂

表 2 利用 FracProPT 软件模拟不同支撑剂量下的压裂裂缝几何参数

支撑剂量/m ³	支撑缝长/m	支撑缝高/m	支撑缝宽/mm
80	76.6	52.2	3.96
100	97.4	62.5	4.07
120	127.6	65.8	4.19
150	131.4	67.9	4.33

量定为 120 m³。

3.3 压裂液优选

针对义 104 - 1 侧井的储层特征和压裂技术难点,优选适用于该井的压裂液。由质量分数为 0.55% 的羟丙基瓜胶、2% 的氯化钾、0.5% 的 BA1 - 13 粘土稳定剂、0.5% 的 BA1 - 5 助排剂、0.5% BA1 - 26 温度稳定剂、0.15% 碳酸钠和 0.05% BA2 - 3 杀菌剂组成,交联剂为 BA1 - 21,破胶剂采用胶囊延缓破胶剂和尾追过硫酸铵的双元破胶剂体系。采用全程液氮增能助排,伴注排量为 150 ~ 180 m³/min。压裂液性能评价结果(图 1)表明,在剪切速率为 170 s⁻¹、温度为 150 °C 的条件下,初始粘度为 700 mPa · s,剪切 240 min 后,粘度仍可达 60 mPa · s。说明优选的压裂液在长时间剪切作用下,仍然具有良好的耐高温、抗剪切性能,能满足义 104 - 1 侧井大型压裂施工携砂要求。

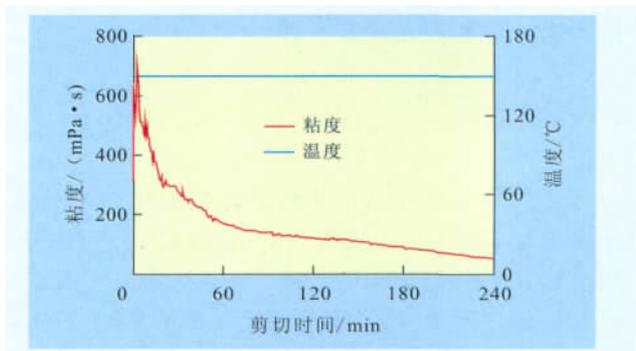


图 1 压裂液粘度随剪切时间的变化

3.4 压裂支撑剂的选择

压裂支撑剂在向地层输送过程中,由于注入携砂液密度与裂缝中原有流体密度差异等因素,会引起支撑剂团向下运动(支撑剂对流沉降),导致高密度支撑剂下沉、低密度支撑剂上浮,使得裂缝下部支撑效果明显好于裂缝上部^[7];同时,砂砾岩储层一般具有较为明显的塑性特征,人工裂缝闭合后会产生产支撑剂嵌入,导致裂缝导流能力降低^[8-9]。

将粒径为 20/40 目、密度分别为 1 810, 1 650 和

1 470 kg/m³的卡博陶粒,与粒径为40/70目、密度为1 810 kg/m³的卡博陶粒,按照配比为27:27:40:6构成支撑剂组合,用来改善支撑剂嵌入后的裂缝导流能力损失和降低支撑剂对流沉降、改善支撑剂在裂缝纵向上的铺置效果。测试结果表明,在铺砂浓度为10 kg/m²、闭合压力为50 MPa的条件下,支撑剂组合的导流能力为68 μm²·cm,能够满足储层对导流能力的要求。

3.5 配套技术措施

采用直径为88.9 mm、钢级为P110的加厚油管注入,施工排量为7~8 m³/min,以降低裂缝高度扩展失控带来的加砂风险;前置液阶段泵注二级小陶段塞疏通炮眼,以降低近井筒效应的影响^[10];平滑裂缝,降低高砂比阶段加砂风险;采用预前置液和高效防膨剂的复合防膨方式,降低压裂液对储层的水敏伤害。

4 实施效果

于2009年7月19日对义104-1侧井进行大型压裂施工,施工时间为180 min,累积泵入压裂液量为1 002.9 m³,其中由于施工管线刺漏,导致前置液向地层滤失103.4 m³,正常施工后,前置液量为460 m³,携砂液量为421.6 m³,顶替液量为17.9 m³,支撑剂量为120 m³,平均砂比为28.4%,最高砂比为50%,施工排量为5.0~7.2 m³/min,施工破裂压力为64 MPa,停泵压力为26 MPa。

对压裂施工过程及施工曲线(图2)、数据进行分析,并通过Saphir软件^[11]对压裂后的试井数据进行分析拟合,拟合支撑裂缝半长仅为75.3 m,与压裂前FracProPT软件模拟结果(支撑裂缝半长为127.6 m)存在较大差距,说明此次压裂改造并未有效沟通远井储层,同时施工曲线也反映出裂缝在垂直井筒方向扩展失控,缝高未得到有效控制。

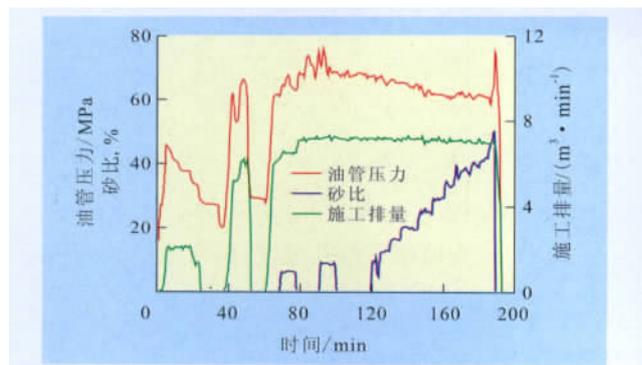


图2 义104-1侧井压裂施工曲线

义104-1侧井实施压裂改造后30 d的平均含水率为29.9%,平均自喷产液量为45.2 t/d,平均产油量为31.7 t/d,平均产气量为 1.4×10^4 m³/d;压裂300 d后3 mm油嘴自喷,平均产液量为17.1 t/d,平均产油量为16.2 t/d,含水率下降为4.8%,累积产油量为6 780.6 t(图3)。同期渤南地区未采用大型压裂优化技术的油井,压裂后产油量最高仅为4.5 t/d,压裂后180 d产油量降至2 t/d以下,可见采用大型压裂技术增产效果明显。

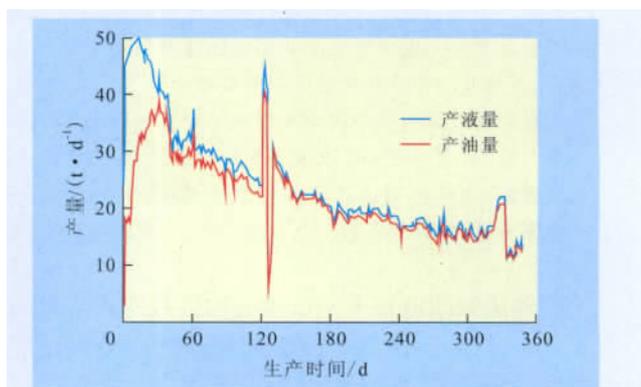


图3 义104-1侧井压裂后生产曲线

5 结论

义104-1侧井加砂规模大,施工时间长,地层温度高,采用液氮增能助排的中高温、低摩阻、低伤害、延迟交联压裂液体系,能满足大型水力压裂施工和储层保护需要。

义104-1侧井入井压裂液为1 002.9 m³、支撑剂量为120 m³、最大施工排量为7.2 m³/min,4种不同支撑剂组合加砂,压裂设计和施工符合率较高。

压裂后分析发现,该次压裂改造未能较好地沟通远井储层,缝高未能得到有效控制,但通过集中射孔策略和不同密度支撑剂组合加砂方式,改善了支撑剂在纵向剖面的铺置,取得了较好的增产效果,并延长了压裂后稳产时间。

义104-1侧井大型压裂技术的成功应用,为砂砾岩储层的开发及直井大型压裂提供了宝贵经验,有效推动了渤南地区砂砾岩储层开发步伐,值得在类似储层改造中借鉴。同时,建议在渤南地区砂砾岩储层进一步开展压裂控缝高及实现造长缝的精细射孔技术研究,控制裂缝在纵向上过度延伸,实现在砂砾岩储层的压裂沟通远井储层,有效增大泄油面积。

(下转第110页)

(9.68%)、生产井缝长(8.36%)、非均匀缝长(4.17%)、注水井缝长(3.14%)、非均匀裂缝分布(无影响)。

3 结 论

对于一定的油藏和裂缝性质,存在相对最优的裂缝形态参数。对于赵凹油田某区块最佳裂缝参数包括:注水井和生产井的最优缝长分别为 80 和 120 m,裂缝条数为 3 条,裂缝角度为 90°,裂缝间距为 200 ~ 300 m,缝宽为 0.006 m。

水平井整体压裂后,井筒两端的裂缝对产能的影响要比中间裂缝对产能的影响大。在压裂施工时应适当减小中间裂缝的长度,这样既可以保证产能又可以在一定程度上降低施工成本。裂缝的非均匀性对产能的影响相对较弱一些,压裂设计时可以将这些因素放在次要位置。

通过分析裂缝参数对采出程度的影响程度,得到裂缝参数对水平井压裂产能的影响程度,从大到小依次为:裂缝条数、裂缝角度、缝宽、非均匀裂缝间距、裂缝间距、生产井缝长、非均匀缝长、注水井缝长、非均匀裂缝分布。为使水平井生产和经济效益最佳,在压裂设计前,必须首先明确水平井压裂最优裂缝条数和缝长。找出影响水平井整体压裂产能的主要因素和次要因素,在此基础上寻求裂缝参数的

最优组合,即可解决水平井整体压裂裂缝参数的优选问题。

参考文献:

- [1] 李宗田,李凤霞,黄志文.水力压裂在油气田勘探开发中的关键作用[J].油气地质与采收率,2010,17(5):76-79.
- [2] 温庆志,蒲春生,曲占庆,等.低渗透、特低渗透油藏非达西渗流整体压裂优化设计[J].油气地质与采收率,2009,16(6):102-104,107.
- [3] 王明,朱维耀.低渗透油藏五点法井网压裂产能计算及其影响因素[J].油气地质与采收率,2010,17(3):83-85,89.
- [4] 于永波.新站低渗透油田裂缝参数优化设计[J].大庆石油学院学报,2005,29(4):23-25.
- [5] 张士诚,温庆志,王凤和,等.水平缝四点井网整体压裂裂缝参数优化设计[J].石油学报,2004,25(1):74-78.
- [6] 黄波,曾晓慧,屈怀林,等.水平裂缝油藏整体压裂改造数值模拟研究[J].西南石油学院学报,2006,28(3):8-10.
- [7] 杨能宇,张士诚,王鸿勋.整体压裂水力裂缝参数对采收率的影响[J].石油学报,1995,16(3):70-76.
- [8] 王雷,张士诚.水力压裂水平井产能预测数值模拟[J].油气地质与采收率,2010,17(5):95-98.
- [9] 连小华.低渗油藏整体压裂数值模拟研究[D].东营:中国石油大学,2008.
- [10] 王欣,段瑶瑶,郝雪梅.水平井注采井网及裂缝参数优化研究[C]//中国石油油气藏改造重点实验室.2008年低渗透油气藏压裂酸化技术新进展.北京:石油工业出版社,2008:11-19.

编辑 常迎梅

(上接第 105 页)

参考文献:

- [1] 王艳忠,操应长,李永新.东营凹陷北带沙四段上亚段近岸水下扇砂砾岩储集物性对比[J].油气地质与采收率,2010,17(4):9-12.
- [2] 刘建伟,王宇宾,王树军,等.红台 204 井致密气藏大型压裂技术应用实践[J].石油钻采工艺,2004,26(2):62-65.
- [3] 李文洪,刘建伟,王辉,等.红台 2-17 低压气藏水平井大型压裂实践[J].新疆石油天然气,2008,4(增刊):133-136.
- [4] 虞建业,沈飞,顾庆宏,等.水平井射孔参数对压裂起裂压力的影响[J].油气地质与采收率,2011,18(1):105-107,110.
- [5] Medlin W L, Flitch J L. Abnormal treating pressures in massive hydraulic fracturing treatments[J]. Journal of Petroleum Technology, 1988, 40(5): 633-642.
- [6] Lei Qun, Jiang Tingxue, Xu Yun, et al. The study and application of low-damage and massive hydraulic fracturing technique in tight gas formations with high temperature and high pressure [R]. SPE 114303, 2008.
- [7] 温庆志,罗明良,李加娜,等.压裂支撑剂在裂缝中的沉降规律[J].油气地质与采收率,2009,16(3):100-103.
- [8] 郭建春,卢聪,赵金洲,等.支撑剂嵌入程度的实验研究[J].煤炭学报,2008,33(6):661-664.
- [9] 卢聪,郭建春,王文耀,等.支撑剂嵌入及对裂缝导流能力损害的实验[J].天然气工业,2008,28(2):99-101.
- [10] 寇永强.大型压裂技术在特低渗透薄互层油藏的应用——以梁家楼油田梁 112 块为例[J].油气地质与采收率,2004,11(3):61-62.
- [11] 黄成江.试井资料在低渗透油藏评价中的应用[J].油气地质与采收率,2011,18(2):83-86.

编辑 常迎梅

Ma Kuiqian, Liu Yingxian, Zhang Jun et al. Study of harmonic decline equation considering power law fluid feature for heavy oil reservoir. *PGRE*, 2012, 119(4):97–98.

Abstract: It is obvious that there is power law feature for heavy oil, but the normal Aprs decline equation can not describe the power law feature for heavy oil. Aiming at this phenomenon, we conducted the harmonic decline equation based on the production equation and relative permeability curve of heavy oil reservoir. By means of this new equation, we can analyze the production of heavy oil reservoir, and we also can forecast the production decline rule. The solution of the study shows that the power law feature of the heavy oil effects the production decline law obviously, the higher of the power low index, the lower of the production, so, the power law feature should be considered when we forecast the production of the heavy reservoir, so as to make sure that the result of the forecast is reasonable.

Key words: heavy oil; power law; harmonic decline; production equation; relative permeability curve; decline law

Ma Kuiqian, Tianjin Branch company of CCLT, Tianjin City, 300452, China

Zhou Peng, Chen Xiaofan, Yue Ping et al. Establishment of a new type of water drive characteristic curve. *PGRE*, 2012, 19(4):99–102.

Abstract: In the analysis and prediction of water drive performance of reservoirs, water–drive characteristic curves used to predict recoverable reserves, recovery efficiency and evaluate reservoir performance in a water–drive oilfield, so, its characteristic curves are widely used in study and field application, but it can only correspond a single relationship between water cut and reserves recovery percent. In order to better reflect and describe the different types of the rising trend of water cut of water drive reservoir, a new type of water drive characteristic curves has been established based on the two existed double logarithmic water flooding characteristic curves. Accordingly, the water cut and degree of recovery can be obtained and then it is taken as a function of style to draw the convex function, S, concave curve type of diagram of this function. The new drive characteristic curves of water has been used in a real field case, by choosing different parameters to predict recoverable reserves in this block, comparing with the actual value and selecting the one with smaller error, we build the best expression of the water drive curve to predict the rising trend of water cut in this block. Through comparative analysis of two instances, the new water drive characteristic curve is more suitable in medium–high water stage, but low feasibility for high and higher water cut stage.

Key words: water drive characteristic curve; recoverable reserves; water cut; recovery percentage of reserves; water drive reservoir

Zhou Peng, State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China

Lu Cong, Guo Jianchun, Wang Jian et al. Study and application of massive hydraulic fracturing technique in Y104–1C well conglomerate formation. *PGRE*, 2012, 19(4):103–105.

Abstract: Aiming at the fact that the southern areas of Bohai conglomerate reservoir natural capacity is low, without obvious inter-layer, filter lost badly, and conventional hydraulic fracturing is low in production stimulation, this paper conducted the research and application of technology on Y104–1C well. According to the reservoir geological characteristics and well conditions, the paper studied the fracturing scale, the perforating section, and the optimization of fracturing material selection, as well as field application. We completed the fluid injection into well up to 1000 m³ with proppant of 120 m³ at pump displacement rate of 7.2 m³/min. After treatment, average fluid flowing production achieved 45.2 t/d, average daily oil production at 31.7 t, and the stimulation performance and the economic benefit are remarkable. This well fracturing technique, the successful application in the southern areas of Bohai conglomerate reservoir, is a significant breakthrough, and has provided valuable experience.

Key words: conglomerate; massive hydraulic fracture; perforation; proppant; Bonan area

Lu Cong, State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China

Qu Zhanqing, Zhao Yingjie, Wen Qingzhi et al. Fracture parameters optimization in integral fracturing of horizontal well. *PGRE*, 2012, 19(4):106–110.

Abstract: Horizontal well fracturing technology has been widely used, and greatly improved low–permeability reservoir production and recovery, it has become a cutting–edge technology of developing low permeability reservoirs. However, the fracturing technology is now only based on the single well fracturing, without considering the impact of well network. This paper studied the entire target block to enhance the recovery of the reservoir, and proposed the basic idea for fracturing parameters optimization design of horizontal well fracturing. Based on the optimization of horizontal well fracturing well pattern, and considering the parameters of horizontal well fracturing, such as the number of fractures, length, spacing, distribution, and angle, we predict the production performance of fractured horizontal wells. By analyzing the impact of each parameter on the cumulative production of oil wells, we got the degree of influence of fracture parameters for the fracturing horizontal well capacity, and got the main factors and secondary factors. On this basis, we obtained the optimized combination of fracture parameters, and achieved a good solution to the problem of a horizon well overall fracturing parameter optimization.

Key words: horizontal wells; integral fracturing; numerical simulation; fracture parameters; optimization design

Qu Zhanqing, School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266555, China