

1. БУРИЛЬНАЯ ТРУБА С ВЫСОКОМОМЕНТНЫМ ЗАМКОМ

Патент РФ на полезную модель № 53405

Техническая характеристика бурильных труб размером 73×9,19 и 89×8 с оптимально сбалансированными замковыми соединениями ЗП 105-51 приведена на рисунке и в таблицах.

Бурильные трубы БН-73х9,19 и БК-89х8 с приваренными замками ЗП-105-51 предназначены для строительства и капитального ремонта нефтегазодобывающих скважин, бурения боковых, наклонных и горизонтальных стволов, в том числе из обсадных колонн.

В конструкции бурильных труб применены замковые соединения с резьбой увеличенного диаметра и длины. Соотношение размеров ниппеля, муфты и резьбы замка оптимально сбалансировано. Момент кручения замка ЗП-105-51 с резьбой 3-83 на 20% превышает момент кручения ближайшего аналога замка ЗП-105-51 (ГОСТ 27834-95) с резьбой 3-86 (ГОСТ Р 50864-96) или замка 2⁷/₈ IF с резьбой NC31 (стандарт API Spec. 7). По сравнению с прототипом (бурильная труба размером 73×9,19 мм с приваренными замками ЗП-102-51 с резьбой 2⁷/₈ SL H90), рабочий момент кручения увеличивается на 24%, осевая растягивающая нагрузка увеличивается на 10%. Данное преимущество позволяет повысить надежность бурения сильно искривленных и горизонтальных скважин малого диаметра бурильными трубами размером 73 и 89 мм. Замки ЗП-105-51 позволяют проводить через бурильные трубы геофизические приборы для ориентирования бурового инструмента и определения профиля скважины.

Резьба 3-83: конусность – 1/9,6, шаг – 8,47 мм

Растягивающие Q и крутящие M_{кр} нагрузки при их совместном действии определяются по следующей диаграмме

Диаграммы нагрузок для бурильных труб

БН-73×9,19 Е, Л, М, Н, Р замки ЗП-105-51, резьба 3-83

БК-89×8,0 Е, Л, М замки ЗП-105-51, резьба 3-83.

2. БУРИЛЬНАЯ ТРУБА РАЗМЕРОМ 60,3 ММ ДЛЯ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА

Патент РФ на полезную модель 28526

Бурильные трубы БВ-60×7,0 используют для роторного и турбинного бурения скважин любого назначения.

Бурильные трубы БВ-60×7,0 групп прочности Д, Е и Л с приваренными замками ЗП-77-34(33) успешно внедряются в нефтегазодобывающих районах Западной Сибири в процессе ловильных работ, освоения, капитального ремонта, добурирования скважин, в том числе обсаженных трубами диаметрами 102, 110, 114 мм.

Растягивающие Q и крутящие M_{кр} нагрузки определяются по следующей диаграмме

При работе в скважинах трубами БВ-60×7,0 за счет уменьшенного габарита замков с резьбой 3-65 по сравнению со стандартными бурильными трубами 2 7/8'' (Ø60,3 м) EU с замками 2 7/8 IF, резьба NC26 (стандарт API Spec. 7) или ПН-60×7,0 с замками ЗП-86-44 (ГОСТ 27834-95), резьба 3-73 (ГОСТ Р 50864-96), дифференциальное давление на забое снижается на 15 %, машинное время буровых работ – на 10%». Применение бурильных труб БВ-60 с внутренней высадкой и замками уменьшенного габарита позволяет улучшить показатели промывки и бурения скважин, а также снижает опасность прихватов и заклинивания инструмента.

3. ТЕХНОЛОГИЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ТРУБ ИЗ УГЛЕРОДИСТЫХ И НИЗКОЛЕГИРОВАННЫХ СТАЛЕЙ МЕТОДОМ ТМО В ЛИНИИ ТПА-140

Патент на изобретение № 2153011 «Способ изготовления труб из углеродистых и низколегированных сталей»

В ОАО «СинТЗ» впервые в трубной промышленности разработан и внедрен процесс ТМО труб в линии ТПА-140, позволяющий эффективно измельчать аустенитное и, соответственно, ферритное зерна за счет применения фазовой перекристаллизации перед окончательной деформацией.

На основании выполненных исследований была разработана и внедрена технология производства нефтегазопроводных труб сортамента ТПА-140 в хладостойком и коррозионностойком исполнении из малоуглеродистой и низколегированной стали.

В зависимости от требуемого уровня свойств труб, реализованы две схемы процесса:

- ТМО с промежуточной фазовой перекристаллизацией перед окончательной деформацией для изготовления труб повышенной пластичности и хладостойкости;
- комплексная обработка коррозионностойких труб, включающая подготовку дисперсной структуры стали при ТМО и последующую окончательную термическую обработку с отдельного нагрева.

1. Схема ТМО

При ТМО активное управление процессом структурообразования начинается непосредственно после горячей деформации в обкатном стане. Схема ТМО включает в себя фазовую перекристаллизацию путем охлаждения до температур перлитного превращения аустенитной области, горячую деформацию в калибровочном стане и охлаждение на воздухе (рис. 1)

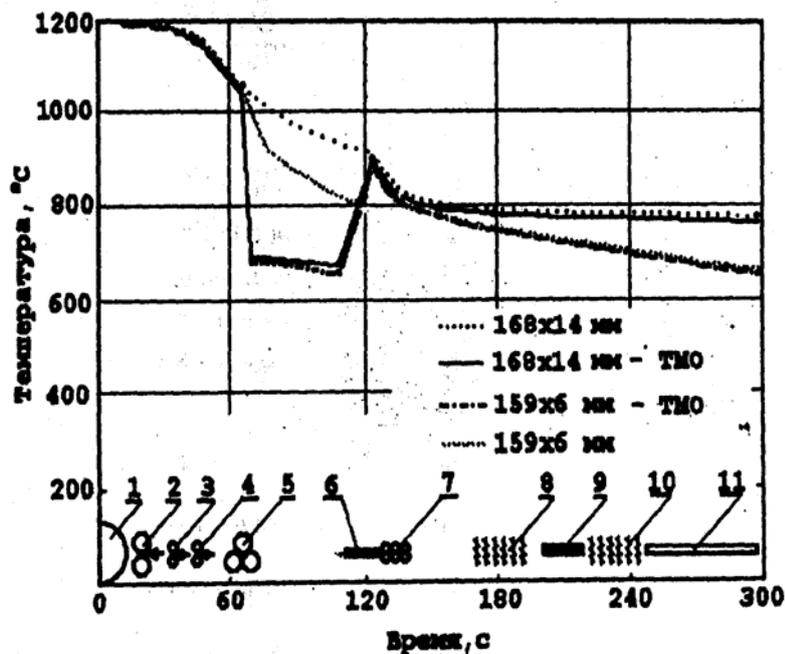


Рис. 1. Температурный режим труб при ТМО в линии ГПА-140: 1 - печь нагрева заготовок; 2 - прошивной стан; 3, 4 - станы продольной прокатки; 5 - обкатной стан; 6 - линия индукционного подогрева труб; 7 - калибровочный стан; 8 - малый шнековый холодильник; 9 – барабанный сбрасыватель; 10 - большой шнековый холодильник; 11 - цепной холодильник

При разработке системы охлаждения в процессе ТМО в линии ГПА-140 были использованы технологические преимущества закалки за обкатным станом: интенсивное вращение трубы валками стана в процессе ее прохождения через очаг деформации (500-700 об/мин) и возможности совмещения оборудования для наружного и внутреннего охлаждения со съемным оборудованием стана.

Спрейер наружного охлаждения установлен в корпусе направляющей проводки за станом. Дополнительное внутреннее охлаждение труб с толщиной стенки более 10 мм осуществляется спрейером, совмещенным со стержнем, удерживающим оправку. В передней части стержня, равномерно по периметру выполнена система отверстий. Параметры охлаждения труб после обкатного стана приведены в табл.1.

Таблица 1

Параметры	Толщина стенки, мм				
	5 - 7	9-10	11-12	14	16
Осевая скорость движения трубы, см/с	54 - 57	52 - 54	46 - 51	45-48	44-46
Температура трубы на входе в спрейер, °С	890-930	900-940	910-950	920-960	930-970
Расход воды, м /час	250	260	280	300	320
Длительность охлаждения, с	2,9	3,15	3,25	3,5	3,6
Средняя скорость охлаждения, °С/с	120	120	110	110	100

Температура трубы после охлаждения, °С	630-650	630-650	640-670	650-680	650-680
---	---------	---------	---------	---------	---------

2. Микроструктура металла труб

После охлаждения прокатанных в обкатном стане труб, их средняя температура составляет 630-680°С, но с наружной поверхности скорости охлаждения достигает критической, поэтому в трубах возникает характерная для прерванной заковки структурная неоднородность по толщине стенки. В наружном поверхностном слое образуется мартенсит, который претерпевает высокий отпуск при отогреве за счет тепла внутренних слоев.

Следующий слой, лежащий под мартенситным, имеет бейнитную и частично перлитную структуру. Основной объем металла охлаждается в область перлитного превращения и имеет феррито-перлитную структуру. В структуре наблюдается значительная неоднородность в размерах ферритных и перлитных зерен, что обусловлено разной степенью деформации в локальных объемах аустенита при прокатке в обкатных станах (рис.2).

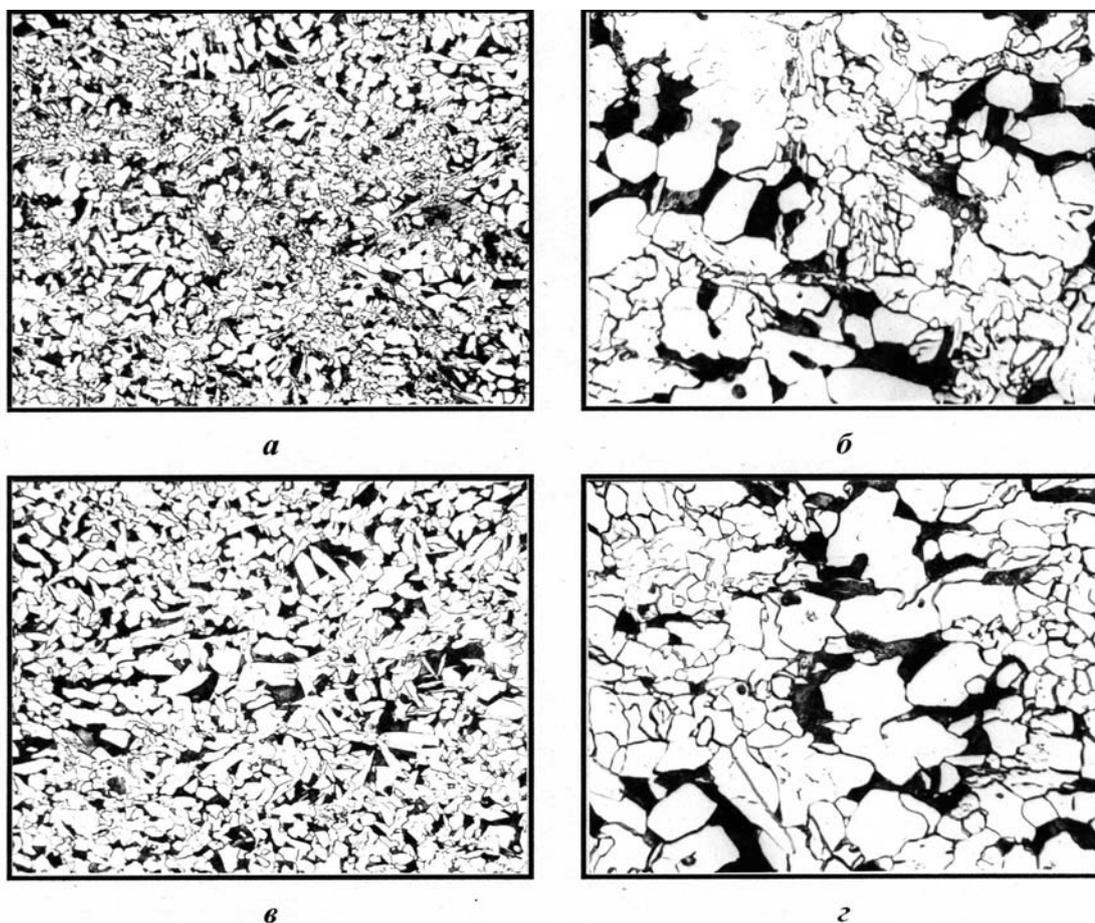


Рис. 2. Феррито-перлитная структура основного тела трубы после прерванной заковки в обкатном стане:

а, б – на расстоянии 1,0...1,2 мм от наружной поверхности;

в, г – середина стенки трубы;

а, в - $\times 100$; б, г - $\times 400$

Таким образом, основное тело трубы при подходе к индукционным устройствам имеет феррито-перлитную структуру различной степени дисперсности. В результате скоростного индукционного нагрева выше A_{c3} образуется мелкозернистый аустенит, который подвергается горячей деформации в калибровочном стане.

При этом аустенитные зерна дробятся на субзерна (рис. 3), что создает дополнительные места для предпочтительного зарождения α – зерна при последующем охлаждении.

В конечной структуре наблюдается высокая дисперсность продуктов превращения аустенита – феррита и перлита. (рис. 3б).

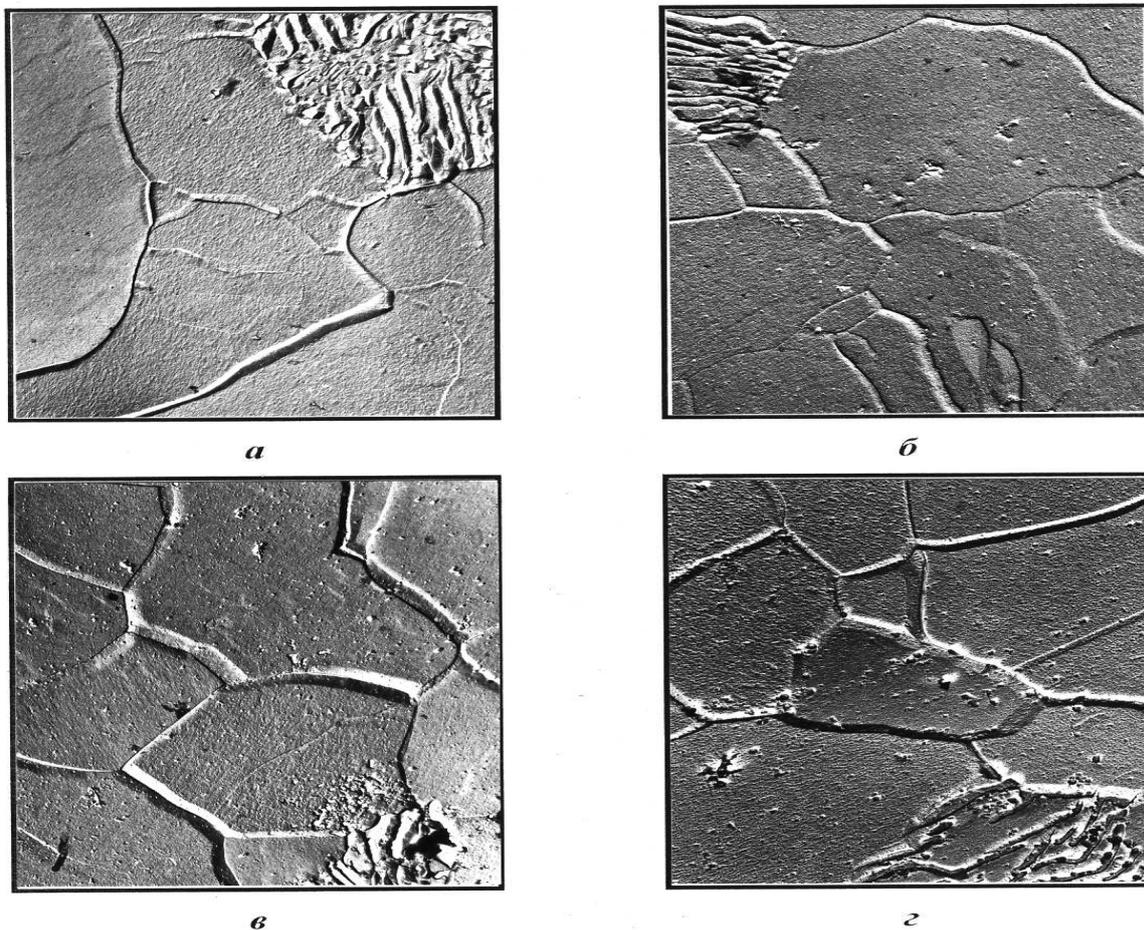


Рис. 3 Электронномикроскопические снимки (оттененные реплики) структуры труб из стали 20 после ТМО, $\times 6000$:
а, б – температура нагрева 780°C ; в, г - 880°C

3. Свойства труб после ТМО

Поскольку для нефтегазопроводных труб ТМО является конечной операцией изготовления, в таблице 2 приведены результаты сдаточных испытаний труб из стали 09Г2С, выпускаемых методом ТМО по ТУ 14-3-1128-2000. Анализ данных, представленных в таблице, однозначно показывает, что технология ТМО позволяет изготавливать трубы из стали 09Г2С всего выпускаемого сортамента с чрезвычайно благоприятным комплексом свойств. Так, значения KCV при -60°C составляют $172-302 \text{ Дж/см}^2$. Следует сказать, что такой уровень хладостойкости скорее характерен для улучшенного состояния. После нормализации значения KCV при -60°C составляют $40-110 \text{ Дж/см}^2$.

Таблица 2 Свойства нефтегазопроводных труб (ТУ 14-3-1128-2000) из стали 09Г2С после ТМО

Размер труб, мм	$\sigma_{в}$, МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ_5 , %	КСУ ⁻⁶⁰ , Дж/см ²
89×6,0	$\frac{498 - 600}{541}$	$\frac{395 - 495}{433}$	$\frac{29,0 - 36,0}{32,8}$	$\frac{247 - 302}{284}$
108×8,0	$\frac{509 - 538}{530}$	$\frac{365 - 405}{382}$	$\frac{29,0 - 34,0}{32,0}$	$\frac{172 - 254}{221}$
108×10,0	$\frac{507 - 521}{513}$	$\frac{365 - 387}{373}$	$\frac{30,0 - 33,0}{31,3}$	$\frac{210 - 259}{241}$
114×6,0	$\frac{501 - 519}{515}$	$\frac{365 - 391}{375}$	$\frac{30,0 - 35,0}{33,0}$	$\frac{177 - 213}{189}$
140×8,0	$\frac{495 - 501}{499}$	$\frac{375 - 401}{385}$	$\frac{30,0 - 36,0}{34,5}$	$\frac{181 - 237}{209}$
140×14,0	$\frac{495 - 541}{521}$	$\frac{371 - 393}{377}$	$\frac{32,0 - 36,0}{34,5}$	$\frac{196 - 268}{235}$
159×5,0	$\frac{501 - 543}{525}$	$\frac{375 - 407}{388}$	$\frac{33,0 - 35,0}{34,5}$	$\frac{225 - 273}{247}$
159×12,0	$\frac{525 - 595}{578}$	$\frac{385 - 407}{397}$	$\frac{29,0 - 34,0}{32,5}$	$\frac{177 - 235}{201}$
Требования ТУ	не менее			
	470,4	264,6	22	34,3

Примечание. В числителе приведены пределы значений; в знаменателе – средние значения.

4. Термическая обработка после ТМО

Режимы термической обработки труб после ТМО были разработаны с учетом особенностей нагрева и закалки в действующем термоотделе. В зависимости от толщины стенки варьируются температура и скорость нагрева, длительность выдержки для выравнивания температуры по сечению трубы, средняя скорость охлаждения выдерживается примерно на одинаковом уровне за счет увеличения расхода воды на охлаждение труб со стенкой более 9 мм. Разработанный технологический процесс позволяет получать на трубах всего сортамента близкий уровень свойств, полностью соответствующий требованиям технических условий. Об этом свидетельствуют данные о свойствах нефтегазопроводных труб из стали 20 текущего производства, приведенные в табл. 3. В этой таблице и на графиках (рис. 4 и 5) приведены результаты сдаточных испытаний труб диаметром 89-159 мм, каждого типоразмера труб испытано не менее 10 партий.

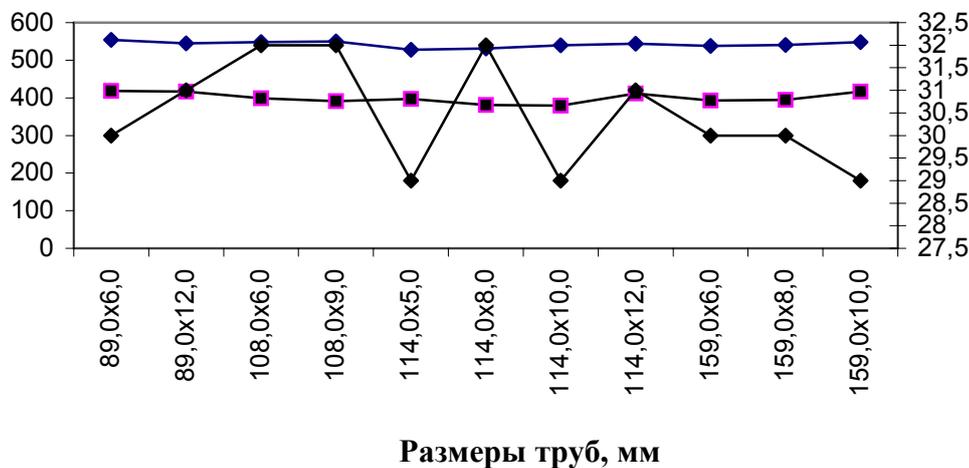


Рис. 4 Механические свойства труб текущего производства:
1 – σ_B (МПа); 2 – $\sigma_{0,2}$ (МПа); 3 – δ_5 (%)

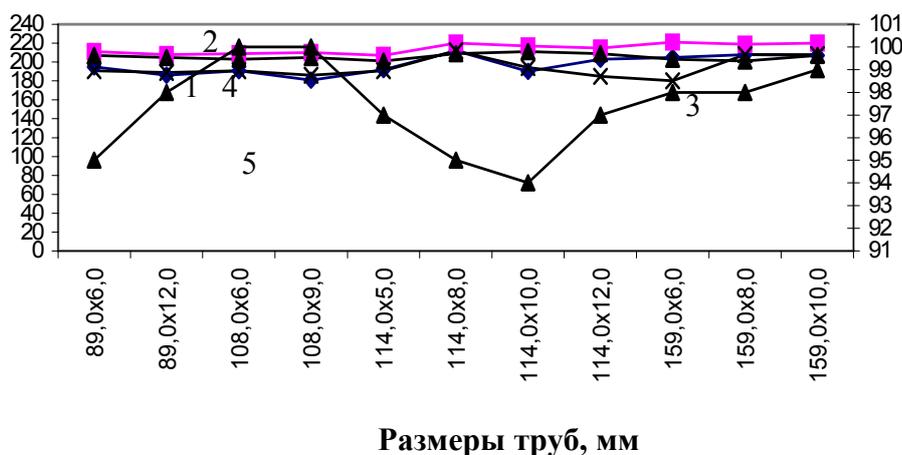


Рис. 5 Хладостойкость труб текущего производства:
1 – KCU^{-70} ; 2 – KCV^{+20} ; 3 – KCV^{+40} ; 4 – KCV^{-70} (Дж/см²);
5 – DVC^{-70} (%)

В соответствии с требованиями технических условий в лаборатории коррозионных испытаний ОАО «ВНИИТнефть» были проведены испытания труб всего обрабатываемого сортамента на стойкость против водородного растрескивания, сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением, стойкость к общей коррозии. Результаты испытаний показали, что коррозионностойкие характеристики выпускаемых партий нефтегазопроводных труб соответствуют требованиям «Технические условия на производство опытно-промышленных партий» и составляют:

- скорость коррозии – 0,4-0,5 мм/год;
- гарантируемая величина пороговой нагрузки, σ_{th} , в % от минимального значения предела текучести материала – 75;
- величина коэффициента интенсивности напряжений в вершине коррозионной трещины, $K_{I,SSC}$, МПа $\sqrt{м}$ – 39,0-47,0 \pm 3,0;
- коэффициент длины трещины, CLR, % – 0;
- коэффициент толщины трещины, CTR, % – 0;

Создание в результате предварительной ТМО и закалки из МКИ с отпуском высокодисперсной развитой субструктуры позволило получить в трубах благоприятный комплекс свойств, отличающийся сочетанием требуемого уровня прочно-

стных свойств, высокой пластичностью, хладостойкостью, а также стойкостью против коррозионного воздействия.

В таблице 3 приведены свойства труб из стали 20 размером 114×10мм, изготовленные по разработанной технологии в сравнении с альтернативными, применяемыми в трубной отрасли обработками:

- обычная горячая прокатка + закалка МКИ + отпуск;
- нормализация + закалка МКИ + отпуск;
- двойная закалка – закалка выше A_{c3} + закалка МКИ + отпуск.

Таблица 3 Свойства труб из стали 20 размером 114×10 мм

Режим обработки	σ_b , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ , %	KCV ⁻⁷⁰ , Дж/см ²	ДВС, %
ТМО + закалка МКИ + отпуск	543-577	389-433	29-34	154-228	90-100
обычная прокатка + закалка МКИ + отпуск	540-569	391-425	18-24	91-157	30-55
обычная прокатка + норм. + закалка МКИ + отпуск	539-570	391-423	21-27	110-149	45-75
обычная прокатка + закалка выше A_{c3} + закалка МКИ + отпуск	545-575	385-431	30-34	138-233	90-100

Таким образом, разработанная комплексная технология обработки труб, включающая ТМО и закалку от температур МКИ с отпуском не только позволяет получить улучшение всего комплекса свойств труб, но и сократить количество этапов (исключается нормализация или вторая закалка) технологического процесса и снизить затраты на производство.

Следует еще раз подчеркнуть, что такая технология не имеет аналогов в трубной промышленности.