РУКОВОДЯЩИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

МЕТОД УЧЕТА ОКАЛИНООБРАЗОВАНИЯ ПРИ РАСЧЕТЕ НА ПРОЧНОСТЬ ЭЛЕМЕНТОВ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ПАРОВЫХ КОТЛОВ

РТМ 24.030.49—75

Издание официальное

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАН Центральным научно-исследовательским и проектно-конструкторским котлотурбинным институтом им. И. И. Ползунова

Директор	Н. М. МАРКОВ
Заведующий отделом водно-химических режимов и коррозии	Г. П. СУТОЦКИЙ
Заведующий базовым отраслевым отделом стандартизации	К. А. СУПРЯДКИН
Руководители темы:	В. И. НИКИТИН, П. А. АНТИКАЙН, В. Е. РЫЖЕНКОВ, И. И. БЕЛЯКОВ
Исполнители:	А. И. РЫТВИНСКИЙ, Ю. Д. СКЛЯРОВ, И. П. КОМИССАРОВА, В. М. ЗУСМАН Г. Н. САМАРЕЦ

Центральным научно-исследовательским институтом технологии машиностроения

Директор	Н. Н. ЗОРЕВ
Начальник отдела котлотурбинных материалов	Л. П. ТРУСОВ
Начальник отдела коррозии сплавов и покрытий	А. В. РЯБЧЕНКОВ
Руководители темы:	К. К. ТЮЛЬПИН, А. И. МАКСИМОВ, И. И. ТРУНИН
Исполнители:	М. И. ВОЛКОВА, А. К. ГОРДЕЕВА

Таллинским политехническим институтом

Ректор	А. Я. ААРНА
Руководитель темы	А. А. ОТС
Исполнители:	Э. Л. ТОМАНН, Х. И. ТАЛЛЕРМО, Р. В. ТОУАРТ

Всесоюзным теплотехническим научно-исследовательским институтом им. Ф. Э. Дзержинского

Директор	В. Е. ДОРОЩУК
Начальник отделения металлов и руководитель темы	В. Ф. ЗЛЕПКО
Начальник парогенераторного отделения	Р. А. ПЕТРОСЯН
Руководитель темы	В. А. ЛАКШИН

Всесоюзным государственным трестом по организации и рационализации районных электростанций и сетей ОРГРЭС

Главный инженер ОРГРЭС	Г. Г. ЯКОВЛЕВ
Начальник цеха надежности	Г. П. ГЛАДЫШЕВ
Начальник котельного цеха	К. В. ШАХСУВАРОВ
Руководители темы:	М. И. ШКЛЯРОВ, Е. Г. ГЕРШТЕЙН, М. Е. ЗАЙДМАН

ВНЕСЕН Центральным научно-исследовательским и проектно-конструкторским котлотурбинным институтом им. И. И. Ползунова

Директор	Н. М. МАРКОВ
Заведующий базовым отраслевым отделом стандартизации	К. А. СУПРЯДКИН

ПОДГОТОВЛЕН К УТВЕРЖДЕНИЮ Техническим управлением Министерства тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения

Главный инженер Главного управления атомного машиностроения и котлостроения	В. Д. ЗОРИЧЕВ

УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ УКАЗАНИЕМ Министерства тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения от 7 мая 1975 г. № ВК-002/5698

Первый заместитель министра	В. В. КРОТОВ

УДК 621.181.021:539.4.001.24

Группа Е-02

РУКОВОДЯЩИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

МЕТОД УЧЕТА ОКАЛИНООБРАЗОВАНИЯ ПРИ РАСЧЕТЕ НА ПРОЧНОСТЬ ЭЛЕМЕНТОВ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ПАРОВЫХ КОТЛОВ

РТМ 24.030.49—75

Указанием Министерства тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения от 7 мая 1975 г. № ВК-002/5698 введен как рекомендуемый

Настоящий руководящий технический материал (РТМ) содержит метод и справочные данные, необходимые для учета окалинообразования (жаростойкости) при расчете на прочность трубчатых поверхностей нагрева пароперегревателей паровых котлов, устанавливает значения глубины коррозии котельных сталей в среде продуктов сгорания различных топлив, водяном паре и воздухе, которые рекомендуется использовать при расчетах на прочность.

РТМ предназначен для проверки эффективности применения уточненной методики учета окалинообразования при расчетах на прочность. РТМ рекомендуется использовать при проектировании новых котлоагрегатов и расчетах поверхностей нагрева реконструируемых котлов в случае их полной замены. Результаты этих расчетов, а также расчетов по существующей методике должны быть представлены проектирующими организациями в ЦКТИ для их обобщения и подготовки окончательного нормативного метода.

Рекомендации, изложенные в настоящем РТМ, дополняют, развивают и уточняют положения об учете окалиностойкости при расчетах на прочность, содержащиеся в ранее изданных нормативных материалах:

«Нормы расчета элементов паровых котлов на прочность». (Руководящие указания. Вып. 11, Л., ЦКТИ, 1965).

«Руководящие указания по расчету на прочность труб мощных энергетических блоков». (Вып. 27. Л., ЦКТИ, 1969).

«Руководящие указания по учету жаростойкости легированных сталей для труб поверхностей нагрева паровых котлов». (М., ЦНИИТМАШ, 1973).

РТМ 24.030.17. Метод расчета жаростойкости конструкционных материалов. Л., 1972.

1. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

t — средняя температура среды в расчетном сечении элемента пароперегревателя, °С;

$t_н$ — температура металла наружной поверхности трубы, °С;

$t_{вн}$ — температура металла внутренней поверхности трубы, °С;

$\Delta t_т$ — превышение температуры среды в рассчитываемом элементе над средней температурой, °С;

q_{max} — максимальное удельное тепловосприятие поверхностей нагрева, ккал/(м² · ч);

μ — коэффициент растечки тепла;

β — отношение наружного диаметра трубы к внутреннему;

S — номинальная толщина стенки трубы, мм;

$\lambda_м$ — коэффициент теплопроводности металла трубы, ккал/(м² · ч · °С);

α_2 — коэффициент теплоотдачи от стенки к обогреваемой среде, ккал/(м² × × ч · °С);

$c_з$ — расчетная величина утонения стенки трубы поверхности нагрева за счет внутренней и наружной коррозии, мм;

$\Delta S_н$ — глубина коррозии металла трубы рассчитываемого элемента с наружной стороны, мм;

$\Delta S_{вн}$ — глубина коррозии металла трубы рассчитываемого элемента с внутренней стороны, мм;

p — расчетное давление, кгс/см²;

$\sigma_{доп}$ — допускаемое напряжение при расчете труб только на действие внутреннего или наружного давления, кгс/мм²;

$D_н$ — номинальный наружный диаметр трубы, мм;

α_i — доля времени работы котлоагрегата в режиме, отличающемся от номинального, от величины расчетного ресурса эксплуатации;

τ_i — время работы котлоагрегата в режиме, отличающемся от номинального, ч;

$\alpha_н$ — доля времени работы котлоагрегата в номинальном режиме от величины расчетного ресурса эксплуатации;

$\tau_н$ — время работы котлоагрегата в номинальном режиме, ч;

$\tau_{н.э}$, $\tau_{вн.э}$ — эквивалентное суммарное время окисления металла соответственно наружной и внутренней поверхностей трубы, ч;

$t_{н.э}$, $t_{вн.э}$ — эквивалентная температура металла соответственно наружной и внутренней поверхностей трубы, °С;

Q — энергия активации окисления металла ккал/(моль·°С);

$\Delta S_{н.\Sigma}$, $\Delta S_{вн.\Sigma}$ — глубина коррозии металла труб соответственно наружной и внутренней поверхностей при работе котлоагрегата в режиме, отличающемся от номинального, за расчетный период, мм;

R — универсальная газовая постоянная кал/моль.

2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1. Учет окалинообразования при расчете на прочность поверхностей нагрева паровых котлов производят на основании определения уменьшения толщины трубчатых элементов поверхностей нагрева за время их эксплуатации.

2.2. Утонение труб рассчитывают отдельно для внутренней и наружной поверхностей, их температура различна, и окисление происходит в разных средах: в водяном паре или котловой воде и в продуктах сгорания топлива.

2.3. Расчет напряженного состояния трубчатых поверхностей нагрева осуществляют, предполагая, что уже к началу эксплуатации котлоагрегата толщина стенки труб меньше действительной на величину, равную их утонению вследствие окалинообразования за весь ресурс.

2.4. Температура наружной поверхности труб поверхностей нагрева при их расчете на срок службы 100 000 ч не должна превышать значений предельных допустимых температур, приведенных в таблице.

Для промперегревателей котлов, работающих на высокосернистых и сернистых мазутах, допускается применять трубы из стали марки 12Х18Н12Т с температурой наружной поверхности до 640°С при сроке службы 100 000 ч. Для пароперегревателей котлов, работающих на эстонских сланцах, допускается применять трубы из стали марок 12Х1МФ, 12Х2МФСР и 12Х2МФБ (ЭИ531) с температурой наружной поверхности труб до 570°С при сроке службы 100 000 ч.

2.5. Предлагаемый метод предусматривает возможность расчета отдельных пакетов в поверхностях нагрева на период эксплуатации меньше 100 000 ч.

Значения предельных температур ($t_{пр}$) для котельных сталей, работающих в среде продуктов сгорания различных топлив *1

Марка стали	$t_{пр}$, °С, в продуктах сгорания		
	высокосернистых и сернистых мазутов	эстонских сланцев	других энергетических топлив*2
20	—	450	450
12Х1МФ	585	540	585
12Х2МФСР	585	540	585*4
12Х1МФБ (ЭИ531)*3	585	545	600
1Х12В2МФ (ЭИ756)	620	560	630
12Х18Н12Т (Х18Н12Т)	610	610	640

*1 Приняты на основе «Руководящих указаний по учету жаростойкости легированных сталей для труб поверхностей нагрева паровых котлов», а также последних экспериментальных данных.

*2 За исключением вновь разрабатываемых месторождений.

*3 Сталь допускается применять после согласования соответствующей нормативно-технической документации с Госгортехнадзором СССР.

*4 После отработки технологии и проверки в эксплуатации—595°С.

3. РАСЧЕТ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЕЙ

3.1. Температуру металла наружной $t_н$ и внутренней $t_{вн}$ поверхностей труб пароперегревателей рассчитывают в соответствии с «Тепловым расчетом котельных агрегатов. Нормативный метод» (Руководящие указания. Вып. 34.Т.2.Л., ЦКТИ, 1973) * или «Тепловым расчетом котельных агрегатов. Нормативный метод». (М. «Энергия», 1973) по формулам:

$$t_н = t + \Delta t_т + \beta \mu q_{max} \left(\frac{S}{\lambda_м} \frac{2}{1+\beta} + \frac{1}{\alpha_2} \right) °С; \quad (1)$$

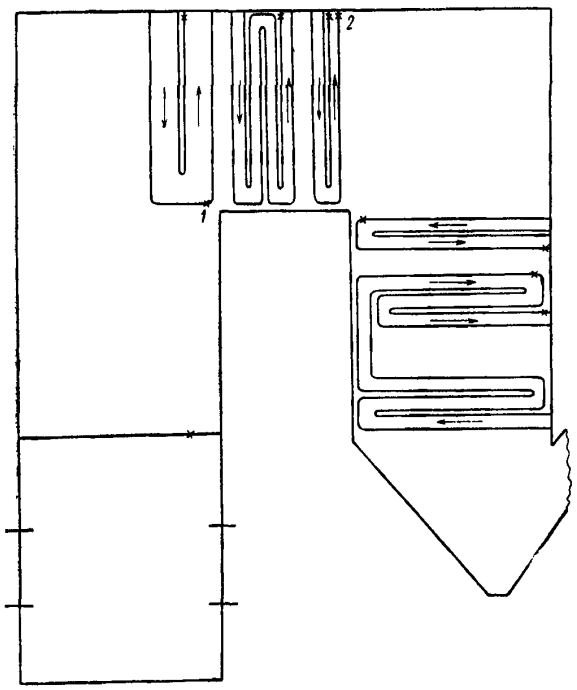
$$t_{вн} = t + \Delta t_т + \beta \mu q_{max} \frac{1}{\alpha_2} °С. \quad (2)$$

3.2. Расчет температуры поверхностей нагрева пароперегревателей производят для участков с максимальной температурой (чертеж).

3.3. Определив максимальную температуру металла наружной и внутренней поверхностей труб пароперегревателей по их величинам и величине заданного ресурса работы пароперегревателя, находят значения глубины коррозии металла труб с на-

* В дальнейшем ссылка на «Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод». (Руководящие указания. Вып. 34. Т. 2. Л., ЦКТИ, 1973) будет дана сокращенно: «Руководящие указания. Вып. 34».

Схема вероятного расположения участков с максимальной температурой (обозначены крестиком) в наиболее распространенных типах пароперегревателей



ружной и внутренней сторон $\Delta S_н$ и $\Delta S_{вн}$, пользуясь табл. 1—3 обязательного приложения 1. Эти значения определяют для сред, воздействие которых испытывают соответственно наружная и внутренняя поверхности труб пароперегревателя.

Если в табл. 1—3 обязательного приложения 1 данные о глубине коррозии сталей при интересующих значениях температуры и времени эксплуатации отсутствуют, их можно определить по параметрическим диаграммам жаростойкости, включенным в справочное приложение 2, и формулам, включенным в справочное приложение 3. Метод определения глубины коррозии по параметрическим диаграммам изложен в РТМ 24.030.17.

3.4. С целью учета возможного несоответствия условий окисления металла труб пароперегревателей в экспериментах и во время эксплуатации, а также естественного разброса экспериментальных данных величину глубины коррозии металла следует умножить на коэффициент запаса, равный 1,3.

Для удобства использования при расчетах данных по глубине коррозии сталей их значения, включенные в приложения 1—3, умножены на коэффициент запаса 1, 3. Поэтому приводимые далее в расчетных формулах величины $\Delta S_н$ и $\Delta S_{вн}$ предполагаются умноженными на 1, 3.

3.5. Расчетную величину утонения стенки трубчатых поверхностей нагрева c_3* (мм) пароперегревателей, вызванную их окислением, определяют в виде суммы:

$$c_3 = \Delta S_н + \Delta S_{вн}, \qquad (3)$$

где $\Delta S_н$ и $\Delta S_{вн}$ находят по справочным данным, включенным в приложения 1—3.

3.6. Учет окалинообразования при расчете на прочность поверхностей нагрева пароперегревателей осуществляют, вводя расчетную величину утонения c_3 (мм) в формулу для толщины стенки труб:

$$S = \frac{p D_н}{200\sigma_{доп} + p} + c_1 + c_2 + c_3. \qquad (4)$$

Расчет на прочность поверхностей нагрева пароперегревателей производят в соответствии с ОСТ 108.031.02—75 «Котлы стационарные паровые и водогрейные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность».

3.7. По примерам, приведенным в справочном приложении 4, можно конкретно ознакомиться с методом расчета величины c_3 и толщины стенки труб пароперегревателей.

4. УЧЕТ РАБОТЫ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА В РЕЖИМАХ, ОТЛИЧАЮЩИХСЯ ОТ НОМИНАЛЬНОГО

4.1. Методику расчета, изложенную в настоящем разделе, рекомендуется применять в тех случаях, когда ожидаемая суммарная продолжительность работы котлоагрегата в номинальном режиме составляет менее 80% от расчетного срока службы. Методика не может быть использована применительно к пиковым и полупиковым режимам работы паровых котлов.

4.2. Расчет утонения стенки труб поверхностей нагрева котлоагрегатов в режимах работы, отличающихся от номинального, производят, исходя из значений доли α_i времени работы τ_i от величины расчетного ресурса $\tau_р$:

$$\alpha_i = \frac{\tau_i}{\tau_р}.$$

4.3. Если котлоагрегат работает в течение времени $\tau_н = \alpha_н \tau_р$ в номинальном режиме, а в течение времени $\tau_1 = \alpha_1 \tau_р$, $\tau_2 = \alpha_2 \tau_р$, ... $\tau_i = \alpha_i \tau_р$, ... $\tau_n = \alpha_n \tau_р$ в нескольких (n) режимах, отличающихся от номинального, то для каждого режима рассчитывают соответствующие значения температуры металла наружной поверхности труб: $t_{н1}$, $t_{н2}$, ... $t_{нi}$, ... $t_{нn}$; и внутренней поверхности: $t_{вн1}$, $t_{вн2}$, ... $t_{внi}$, ... $t_{внn}$.

Расчет температуры металла производят в соответствии с нормативным методом, а также указаниями разделов 3 и 4 настоящего РТМ.

4.4. Используя найденные значения температуры и времени, эквивалентное суммарное время окисления металла на наружной $\tau_{н.э}$ и внутренней $\tau_{вн.э}$ (ч) поверхностях труб определяют, исходя из номограмм эквивалентного времени (см. РТМ 24.030.17) или аналитически:

если коэффициенты в кинетическом и температурном уравнениях окисления не зависят от температуры, используют формулы:

$$\tau_{н.э} = \tau_н e^{\frac{Q}{R}\left(\frac{1}{t_{н.э}} - \frac{1}{t_н}\right)} + \sum_{i=1}^{n} \tau_{н_i} e^{\frac{Q}{R}\left(\frac{1}{t_{н.э}} - \frac{1}{t_{н_i}}\right)}, \qquad (5)$$

* Величины c_1 и c_2, не связанные с коррозией металла, определяют в соответствии с ОСТ 108.031.02—75 «Котлы стационарные паровые и водогрейные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность».

$$\tau_{\text{вн.э}} = \tau_{\text{вн}} e^{\frac{Q}{R}\left(\frac{1}{t_{\text{вн.э}}} - \frac{1}{t_{\text{вн}}}\right)} + \sum_{i=1}^{n} \tau_{\text{вн}_i} e^{\frac{Q}{R}\left(\frac{1}{t_{\text{вн.э}}} - \frac{1}{t_{\text{вн}_i}}\right)}; \quad (6)$$

если коэффициенты зависят от температуры, используют формулы:

$$\tau_{\text{н.э}} = \tau^{\frac{c+dt_{\text{н}}}{c+dt_{\text{н.э}}}} e^{\frac{b}{c+dt_{\text{н.э}}}\left(\frac{1}{t_{\text{н}}} - \frac{1}{t_{\text{н.э}}}\right)} + \sum_{i=1}^{n} \tau_{\text{н}_i}^{\frac{c+dt_{\text{н}_i}}{c+dt_{\text{н.э}}}} e^{\frac{b}{c+dt_{\text{н.э}}}\left(\frac{1}{t_{\text{н}_i}} - \frac{1}{t_{\text{н.э}}}\right)}, \quad (7)$$

$$\tau_{\text{вн.э}} = \tau^{\frac{c+dt_{\text{вн}}}{c+dt_{\text{вн.э}}}} e^{\frac{b}{c+dt_{\text{вн.э}}}\left(\frac{1}{t_{\text{вн}}} - \frac{1}{t_{\text{вн.э}}}\right)} + \sum_{i=1}^{n} \tau^{\frac{c+dt_{\text{вн}_i}}{c+dt_{\text{вн.э}}}} e^{\frac{b}{c+dt_{\text{вн.э}}}\left(\frac{1}{t_{\text{вн}_i}} - \frac{1}{t_{\text{вн.э}}}\right)}, \quad (8)$$

где $t_{\text{н.э}}$ и $t_{\text{вн.э}}$ — эквивалентная температура металла на наружной и внутренней поверхностях труб соответственно, К;

b, c и d — постоянные коэффициенты в уравнениях окисления стали (см. справочное приложение 3).

Определение эквивалентного суммарного времени осуществляют, руководствуясь РТМ 24.030.17.

4.5. По величинам эквивалентных температур определяют значения глубины коррозии металла труб с наружной $\Delta S_{\text{н}\Sigma}$ и внутренней $\Delta S_{\text{вн}\Sigma}$ стороны за время эксплуатации из параметрических диаграмм жаростойкости справочного приложения 2.

4.6. Значения $\Delta S_{\text{н}\Sigma}$ и $\Delta S_{\text{вн}\Sigma}$ следует умножить на коэффициент запаса, равный 1, 3. Для удобства использования при расчетах данных по глубине коррозии сталей их значения, включенные в приложения 1—3, умножены на коэффициент 1, 3. Поэтому значения $\Delta S_{\text{н}\Sigma}$ и $\Delta S_{\text{вн}\Sigma}$, определенные по справочным данным, содержащимся в приложениях 1—3, оказываются автоматически увеличенными в 1,3 раза.

4.7. Необходимую для прочностных расчетов величину утонения стенки труб (мм) поверхностей нагрева котлов, работающих в различных режимах, определяют в виде суммы:

$$c_3 = \Delta S_{\text{н}\Sigma} + \Delta S_{\text{вн}\Sigma}, \quad (9)$$

где значения $\Delta S_{\text{н}\Sigma}$ и $\Delta S_{\text{вн}\Sigma}$ предполагаются определенными с использованием справочных данных, включенных в приложения 1—3, т. е. умноженных на коэффициент запаса 1,3.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
Обязательное

ЗНАЧЕНИЯ ГЛУБИНЫ КОРРОЗИИ СТАЛЕЙ В РАЗЛИЧНЫХ СРЕДАХ ЗА 100 000, 50 000 и 10 000 ч

1. В приложение включены данные о глубине коррозии котельных сталей, полученные на основании результатов испытаний ЦКТИ (водяной пар и воздух), МО ЦКТИ (продукты сгорания мазута и природного газа, водяной пар), ЦНИИТМАШ (продукты сгорания углей, мазута и природного газа), ТПИ (продукты сгорания эстонских сланцев), ВТИ (продукты сгорания углей, мазута и природного газа), ОРГРЭС, УО ОРГРЭС и Ростовэнерго (продукты сгорания углей).

2. Данные настоящего приложения рассчитаны с использованием результатов последних исследований жаростойкости сталей. Они заменяют экспериментальные данные по жаростойкости котельных сталей, включенные в РТМ 24.030.17.

3. До получения данных по окалиностойкости котельных сталей в продуктах сгорания топлив, не указанных в приложениях 1—3, характеристики их окалиностойкости принимаются:

для малосернистого мазута марок 40 и 100 — по природному газу;

для углей Донецкого, Карагандинского, Кузбасского, Львовско-Волынского, Магаданского, Минусинского, Печерского, Сучанского бассейнов и Бакачачинского, Буланашского, Забитуйского, Подгородненского, Черемховского месторождений — по антрацитовому штыбу;

для углей Бурятского, Канско-Ачинского, Киргизского, Подмосковного, Сахалинского, Таджикского, Узбекского, Челябинского, Читинского, Якутского бассейнов и Азейского, Артемовского, Бабаевского, Бакинского, Богословского, Веселовского, Волчанского, Ленгерского, Райчихинского, Реттиховского, Тавричанского, Чихезского месторождений, а также бурых углей местных разработок — по назаровскому углю (канско-ачинские бурые угли);

для углей Кавказа и Кизеловского бассейна, а также Егоршинского, Куу-Чекинского, Липовецкого, Ургальского месторождений — по экибастузскому углю.

4. Значения глубины коррозии сталей, включенные в табл. 1—6, рассчитаны с учетом коэффициента запаса, т. е. умножены на 1,3.

5. В табл. 1—6 приведены значения глубины коррозии сталей с точностью, как правило, до 0,01 мм. В тех случаях, когда глубина коррозии стали меньше 0,01 мм, значения ΔS даны с точностью до первой значащей цифры.

Таблица 1

Глубина коррозии сталей за 100 000 ч

t, °С	ΔS, мм		t, °С	ΔS, мм					
	Воздух	Водяной пар		Воздух	Водяной пар	Назаровский уголь (канско-ачинские бурые угли)	Высокосернистый мазут	Воздух	Водяной пар
	Сталь 20			Х16Н9М2				09Х14Н18В2БР (ЭИ695Р)	
400	0,02	0,02	500	0,001	0,006	0,01	0,08	0,001	0,006
410	0,02	0,02	510	0,002	0,007	0,02	0,11	0,001	0,007
420	0,03	0,03	520	0,002	0,009	0,03	0,14	0,001	0,008
430	0,04	0,04	530	0,002	0,01	0,04	0,19	0,002	0,01
440	0,04	0,04	540	0,002	0,01	0,05	0,24	0,002	0,01
450	0,06	0,06	550	0,003	0,02	0,07	0,30	0,002	0,01
460	0,07	0,07	560	0,003	0,02	0,09	0,39	0,002	0,02
470	0,08	0,08	570	0,004	0,03	0,12	0,49	0,003	0,02
480	0,09	0,10	580	0,004	0,04	0,16	0,62	0,003	0,02
490	0,11	0,13	590	0,004	0,05	0,21	0,78	0,003	0,03
500	0,14	0,16	600	0,005	0,06	0,28	1,05	0,004	0,03
510	0,16	0,19	610	0,005	0,07	0,36	1,18	0,004	0,04
520	0,18	0,23	620	0,006	0,08	0,47	1,44	0,004	0,04
530	0,20	0,28	630	0,006	0,10	0,60	1,78	0,005	0,05
540	0,30	0,33	640	0,007	0,12	0,77	2,19	0,005	0,06
550	0,30	0,40	650	0,007	0,14	0,98	2,63	0,006	0,07
			660	0,008	0,16	1,24	—	0,007	0,08
			670	0,009	0,20	1,56	—	0,008	0,09
			680	0,01	0,24	1,95	—	0,009	0,10
			690	0,11	0,28	2,42	—	0,009	0,11
			700	0,13	0,32	3,01	—	0,01	0,12

Таблица 2

Глубина коррозии сталей за 100 000 ч

t, °С	ΔS, мм							
	Воздух	Водяной пар	Антрацитовый штыб	Назаровский уголь (канско-ачинские бурые угли)	Экибастузский уголь	Высокосернистый мазут	Природный газ	Эстонский -сланец
	12Х1МФ							
500	0,14	0,08	0,07	0,11	0,10	0,10	0,04	0,59
510	0,18	0,10	0,10	0,13	0,14	0,13	0,06	0,65
520	0,22	0,12	0,13	0,16	0,18	0,17	0,08	0,72
530	0,29	0,15	0,17	0,21	0,24	0,21	0,10	0,79
540	0,35	0,18	0,22	0,25	0,32	0,27	0,13	0,87
550	0,43	0,23	0,29	0,31	0,41	0,33	0,18	0,95
560	0,52	0,25	0,38	0,38	0,52	0,42	0,23	1,04
570	0,63	0,27	0,49	0,45	0,74	0,52	0,29	1,14
580	0,80	0,33	0,63	0,54	0,87	0,64	0,38	1,24
590	0,95	0,43	0,79	0,65	1,10	0,78	0,48	—
600	1,20	0,50	1,00	0,79	1,38	0,96	0,62	—
610	1,40	0,62	1,25	0,95	1,74	1,17	0,78	—
620	1,70	0,73	1,58	1,11	2,19	1,43	0,98	—
	12Х2МФСР							
500	0,07	0,04	0,07	0,14	0,05	0,18	0,05	0,52
510	0,10	0,05	0,09	0,17	0,07	0,22	0,06	0,61
520	0,14	0,06	0,11	0,20	0,10	0,26	0,08	0,70
530	0,20	0,08	0,14	0,25	0,13	0,31	0,10	0,81
540	0,27	0,10	0,18	0,30	0,18	0,36	0,13	0,93
550	0,35	0,12	0,22	0,35	0,25	0,43	0,17	1,06
560	0,50	0,14	0,27	0,42	0,35	0,50	0,21	1,20
570	0,62	0,18	0,33	0,49	0,48	0,59	0,26	1,36
580	0,80	0,22	0,41	0,58	0,66	0,69	0,32	1,54
590	1,10	0,26	0,51	0,69	0,90	0,80	0,40	—
600	1,50	0,32	0,62	0,80	1,24	0,93	0,48	—
610	2,00	0,38	0,76	0,94	1,67	1,07	0,59	—
620	2,50	0,45	0,94	1,10	2,25	1,24	0,72	—
	12Х2МФБ (ЭИ531)							
500	0,06	0,05	0,16	0,25	0,09	0,22	0,07	0,36
510	0,08	0,06	0,19	0,28	0,12	0,26	0,09	0,45
520	0,10	0,08	0,23	0,32	0,15	0,30	0,11	0,55
530	0,13	0,10	0,26	0,36	0,19	0,36	0,14	0,68
540	0,16	0,12	0,30	0,40	0,24	0,42	0,17	0,83
550	0,20	0,14	0,36	0,44	0,29	0,48	0,21	1,01
560	0,25	0,16	0,42	0,49	0,36	0,56	0,26	1,23
570	0,32	0,20	0,47	0,54	0,44	0,65	0,32	1,50
580	0,38	0,24	0,55	0,59	0,56	0,74	0,38	1,81
590	0,48	0,27	0,62	0,65	0,67	0,86	0,46	—
600	0,63	0,32	0,71	0,71	0,82	0,98	0,56	—
610	0,75	0,40	0,82	0,78	1,01	1,12	0,66	
620	0,90	0,48	0,92	0,85	1,22	1,28	0,79	—

Продолжение табл. 2

t, °С	ΔS, мм							
	Воздух	Водяной пар	Антрацитовый штыб	Назаровский уголь (канско-ачинские бурые угли)	Экибастузский уголь	Высокосернистый мазут	Природный газ	Эстонский сланец
	1Х12В2МФ (ЭИ756)							
500	0,0006	0,02	0,12	0,15	0,09	0,09	0,02	0,15
510	0,0008	0,03	0,14	0,17	0,11	0,11	0,02	0,21
520	0,001	0,03	0,17	0,20	0,13	0,13	0,03	0,28
530	0,001	0,04	0,20	0,23	0,16	0,15	0,04	0,38
540	0,002	0,05	0,24	0,26	0,19	0,18	0,05	0,52
550	0,002	0,06	0,27	0,30	0,23	0,21	0,07	0,70
560	0,002	0,07	0,32	0,33	0,27	0,24	0,08	0,95
570	0,003	0,08	0,36	0,37	0,32	0,28	0,10	1,27
580	0,004	0,09	0,43	0,42	0,38	0,33	0,13	1,70
590	0,004	0,11	0,49	0,46	0,45	0,38	0,16	2,27
600	0,005	0,13	0,57	0,51	0,52	0,44	0,20	3,01
610	0,006	0,16	0,64	0,56	0,61	0,50	0,24	—
620	0,008	0,18	0,73	0,63	0,72	0,57	0,29	—
630	0,009	0,22	0,82	0,69	0,82	0,65	0,35	—
640	0,01	0,25	0,94	0,76	0,97	0,74	0,43	—
650	0,02	0,29	1,05	0,83	1,11	0,84	0,51	—
660	0,02	0,33	1,18	0,91	1,28	—	0,61	—
670	0,02	0,38	1,33	1,00	1,46	—	0,73	—
680	0,02	0,44	1,49	1,07	1,64	—	0,87	—
690	0,03	0,50	1,67	1,18	1,88	—	1,03	—
700	0,03	0,54	1,83	1,26	2,12	—	1,22	—
	12Х18Н12Т							
500	0,0002	0,007	0,01	0,04	0,06	0,040	0,016	0,10
510	0,0003	0,009	0,02	0,05	0,08	0,055	0,021	0,12
520	0,0004	0,01	0,02	0,06	0,10	0,074	0,026	0,15
530	0,0004	0,01	0,03	0,07	0,12	0,10	0,032	0,18
540	0,0006	0,02	0,05	0,09	0,15	0,13	0,039	0,22
550	0,0007	0,02	0,07	0,11	0,18	0,18	0,048	0,27
560	0,0008	0,02	0,09	0,14	0,22	0,24	0,058	0,34
570	0,001	0,02	0,13	0,17	0,27	0,31	0,070	0,41
580	0,001	0,03	0,18	0,21	0,34	0,40	0,085	0,51
590	0,001	0,03	0,24	0,25	0,41	0,52	0,10	0,63
600	0,002	0,04	0,33	0,30	0,49	0,67	0,12	0,77
610	0,002	0,05	0,45	0,36	0,59	0,86	0,14	0,95
620	0,002	0,05	0,60	0,44	0,70	1,10	0,17	1,17
630	0,003	0,06	0,79	0,53	0,85	1,40	0,20	1,44
640	0,003	0,07	1,04	0,63	1,02	1,78	0,24	1,77
650	0,004	0,08	1,41	0,76	1,22	2,24	0,28	2,18
660	0,005	0,09	1,86	0,89	1,44	—	0,32	—
670	0,006	0,10	2,40	1,07	1,73	—	0,38	—
680	0,007	0,12	—	1,26	2,03	—	0,44	—
690	0,008	0,14	—	1,48	2,39	—	0,52	—
700	0,009	0,16	—	1,91	3,08	—	0,60	—

Таблица 3

Глубина коррозии сталей за 50 000 ч

t, °С	ΔS, мм		t, °С	ΔS, мм					
	Воздух	Водяной пар		Воздух	Водяной пар	Назаровский уголь (канско-ачинские бурые угли)	Высокосернистый мазут	Воздух	Водяной пар
	Сталь 20			Х16Н9М2				09Х14Н18В2БР (ЭИ695Р)	
400	0,01	0,01	500	0,0009	0,003	0,01	0,05	0,0008	0,003
410	0,01	0,02	510	0,001	0,004	0,01	0,07	0,0009	0,004
420	0,02	0,02	520	0,001	0,005	0,02	0,09	0,001	0,005
430	0,02	0,03	530	0,001	0,006	0,02	0,12	0,001	0,006
440	0,03	0,03	540	0,002	0,008	0,03	0,15	0,001	0,007
450	0,03	0,04	550	0,002	0,01	0,05	0,20	0,002	0,008
460	0,04	0,05	560	0,002	0,01	0,06	0,25	0,002	0,009
470	0,04	0,06	570	0,002	0,02	0,08	0,32	0,002	0,01
480	0,05	0,08	580	0,003	0,02	0,11	0,40	0,002	0,01
490	0,06	0,10	590	0,003	0,03	0,14	0,50	0,003	0,02
500	0,08	0,12	600	0,003	0,03	0,19	0,62	0,003	0,02
510	0,10	0,14	610	0,004	0,04	0,24	0,76	0,004	0,02
520	0,12	0,17	620	0,004	0,05	0,31	0,93	0,004	0,02
530	0,14	0,20	630	0,004	0,06	0,40	1,15	0,004	0,03
540	0,16	0,24	640	0,005	0,07	0,51	1,41	0,005	0,03
550	0,20	0,28	650	0,005	0,08	0,65	1,70	0,005	0,04
—	—	—	660	0,006	0,10	0,82	—	0,006	0,04
—	—	—	670	0,006	0,12	1,03	—	0,006	0,05
—	—	—	680	0,007	0,14	1,28	—	0,007	0,05
—	—	—	690	0,008	0,16	1,60	—	0,008	0,06
—	—	—	700	0,008	0,18	1,99	—	0,008	0,07

Таблица 4

Глубина коррозии сталей за 50 000 ч

t, °С	ΔS, мм							
	Воздух	Водяной пар	Антрацитовый штыб	Назаровский уголь (канско-ачинские бурые угли)	Экибастузский уголь	Высокосернистый мазут	Природный газ	Эстонский сланец
	12Х1МФ							
500	0,11	0,07	0,05	0,08	0,07	0,07	0,03	0,40
510	0,13	0,08	0,07	0,10	0,09	0,09	0,04	0,45
520	0,17	0,10	0,09	0,12	0,12	0,11	0,06	0,50
530	0,20	0,14	0,12	0,15	0,16	0,14	0,08	0,55
540	0,25	0,16	0,15	0,18	0,20	0,18	0,10	0,61
550	0,30	0,18	0,21	0,22	0,26	0,22	0,13	0,67
560	0,37	0,22	0,26	0,27	0,34	0,28	0,17	0,73
570	0,45	0,26	0,33	0,34	0,45	0,35	0,22	0,80
580	0,55	0,33	0,42	0,40	0,55	0,43	0,28	0,87
590	0,70	0,40	0,56	0,48	0,71	0,53	0,36	—
600	0,80	0,46	0,69	0,57	0,89	0,64	0,46	—
610	1,00	0,56	0,89	0,68	1,15	0,79	0,58	—
620	1,20	0,66	1,12	0,82	1,38	0,95	0,73	—

Продолжение табл. 4

t, °С	ΔS, мм							
	Воздух	Водяной пар	Антрацитовый штыб	Назаровский уголь (канско-ачинские бурые угли)	Экибастузский уголь	Высокосернистый мазут	Природный газ	Эстонский сланец
	12Х2МФСР							
500	0,05	0,03	0,06	0,09	0,04	0,12	0,04	0,36
510	0,07	0,04	0,07	0,11	0,05	0,15	0,05	0,42
520	0,09	0,05	0,09	0,14	0,08	0,17	0,06	0,49
530	0,13	0,06	0,11	0,16	0,10	0,21	0,08	0,56
540	0,17	0,08	0,14	0,20	0,14	0,24	0,10	0,64
550	0,21	0,09	0,17	0,23	0,19	0,29	0,12	0,73
560	0,30	0,11	0,21	0,28	0,27	0,34	0,15	0,84
570	0,40	0,14	0,26	0,32	0,37	0,40	0,19	0,95
580	0,55	0,16	0,31	0,39	0,52	0,46	0,23	1,07
590	0,65	0,20	0,38	0,46	0,64	0,54	0,28	—
600	0,80	0,24	0,52	0,54	0,88	0,62	0,35	—
610	1,10	0,28	0,62	0,62	1,21	0,72	0,43	—
620	1,40	0,35	0,76	0,72	1,63	0,82	0,52	—
	12Х2МФБ (ЭИ531)							
500	0,03	0,04	0,11	0,18	0,08	0,15	0,05	0,26
510	0,05	0,05	0,13	0,20	0,09	0,17	0,06	0,32
520	0,06	0,06	0,16	0,23	0,11	0,20	0,08	0,39
530	0,08	0,07	0,18	0,25	0,15	0,24	0,10	0,47
540	0,10	0,08	0,22	0,28	0,17	0,28	0,12	0,58
550	0,12	0,10	0,25	0,31	0,21	0,32	0,15	0,70
560	0,16	0,12	0,28	0,35	0,27	0,38	0,18	0,85
570	0,20	0,14	0,33	0,38	0,34	0,43	0,22	1,03
580	0,25	0,16	0,38	0,43	0,38	0,50	0,27	1,24
590	0,30	0,20	0,44	0,47	0,48	0,57	0,32	—
600	0,35	0,24	0,50	0,50	0,61	0,66	0,39	—
610	0,45	0,28	0,58	0,55	0,77	0,75	0,46	—
620	0,55	0,32	0,67	0,60	1,09	0,85	0,56	—
	1Х12В2МФ (ЭИ756)							
500	0,00005	0,02	0,09	0,13	0,06	0,07	0,01	0,11
510	0,00006	0,02	0,11	0,15	0,08	0,08	0,02	0,15
520	0,00008	0,02	0,13	0,17	0,10	0,09	0,02	0,20
530	0,0001	0,03	0,15	0,19	0,12	0,11	0,03	0,28
540	0,0001	0,04	0,18	0,22	0,14	0,13	0,04	0,37
550	0,0002	0,04	0,21	0,25	0,17	0,15	0,05	0,50
560	0,0002	0,05	0,25	0,28	0,21	0,17	0,06	0,67
570	0,0002	0,06	0,28	0,32	0,24	0,20	0,07	0,89
580	0,0003	0,07	0,33	0,35	0,28	0,23	0,09	1,18
590	0,0003	0,08	0,37	0,40	0,34	0,27	0,11	1,55
600	0,0004	0,09	0,44	0,45	0,40	0,31	0,14	2,05
610	0,0005	0,11	0,50	0,49	0,46	0,35	0,17	—
620	0,0006	0,13	0,57	0,55	0,54	0,40	0,20	—

Продолжение табл. 4

t, °С	ΔS, мм							
	Воздух	Водяной пар	Антрацитовый штыб	Назаровский уголь (канско-ачинские бурые угли)	Экибастузский уголь	Высокосернистый мазут	Природный газ	Эстонский сланец
	1Х12В2МФ (ЭИ756)							
630	0,0007	0,15	0,64	0,60	0,62	0,46	0,25	—
640	0,0008	0,17	0,75	0,68	0,73	0,52	0,30	—
650	0,001	0,20	0,84	0,72	0,82	0,59	0,36	—
660	0,001	0,23	0,92	0,79	0,97	—	0,43	—
670	0,001	0,26	1,03	0,87	1,11	—	0,51	—
680	0,002	0,30	1,18	0,96	1,25	—	0,61	—
690	0,002	0,35	1,33	1,05	1,43	—	0,72	—
700	0,002	0,38	1,46	1,12	1,60	—	0,85	—
	12Х18Н12Т							
500	0,0002	0,005	0,01	0,02	0,02	0,018	0,012	0,07
510	0,0002	0,006	0,01	0,03	0,03	0,024	0,015	0,08
520	0,0002	0,007	0,01	0,04	0,03	0,033	0,018	0,10
530	0,0003	0,009	0,02	0,04	0,04	0,044	0,022	0,12
540	0,0004	0,01	0,02	0,06	0,05	0,059	0,028	0,15
550	0,0005	0,01	0,03	0,07	0,07	0,078	0,034	0,18
560	0,0006	0,02	0,04	0,08	0,08	0,10	0,041	0,21
570	0,0007	0,02	0,06	0,10	0,10	0,13	0,050	0,26
580	0,0008	0,02	0,09	0,12	0,13	0,18	0,060	0,32
590	0,001	0,02	0,12	0,15	0,16	0,23	0,072	0,39
600	0,001	0,03	0,16	0,18	0,19	0,29	0,086	0,47
610	0,001	0,03	0,21	0,22	0,24	0,37	0,10	0,57
620	0,002	0,04	0,29	0,26	0,30	0,48	0,12	0,70
630	0,002	0,04	0,39	0,32	0,36	0,60	0,14	0,85
640	0,002	0,05	0,50	0,37	0,45	0,76	0,17	1,03
650	0,003	0,06	0,68	0,45	0,54	0,96	0,20	1,25
660	0,003	0,07	0,89	0,54	0,66	—	0,23	—
670	0,004	0,08	1,17	0,62	0,80	—	0,27	—
680	0,004	0,09	1,48	0,74	0,98	—	0,32	—
690	0,005	0,10	1,95	0,87	1,18	—	0,36	—
700	0,005	0,11	2,51	1,02	1,41	—	0,42	—

Таблица 5

Глубина коррозии сталей за 10 000 ч

t, °С	ΔS, мм		t, °С	ΔS, мм					
	Воздух	Водяной пар		Воздух	Водяной пар	Назаровский уголь (канско-ачинские бурые угли)	Высокосернистый мазут	Воздух	Водяной пар
	Сталь 20			Х16Н9М2				09Х14Н18В2БР (ЭИ695Р)	
400	0,006	0,007	500	0,0005	0,001	0,00	0,02	0,0004	0,001
410	0,007	0,009	510	0,0006	0,001	0,00	0,02	0,0004	0,001
420	0,009	0,011	520	0,0006	0,002	0,01	0,03	0,0005	0,002
430	0,01	0,01	530	0,0007	0,002	0,01	0,04	0,0005	0,002

Продолжение табл. 5

t, °С	ΔS, мм		t, °С	ΔS, мм					
	Воздух	Водяной пар		Воздух	Водяной пар	Назаровский уголь (канско-ачинские бурые угли)	Высокосернистый мазут	Воздух	Водяной пар
	Сталь 20			Х16Н9М2				09Х14Н18В2БР (ЭИ695Р)	
440	0,01	0,02	540	0,0008	0,002	0,01	0,05	0,0006	0,002
450	0,02	0,02	550	0,0009	0,003	0,02	0,07	0,0007	0,003
460	0,02	0,03	560	0,001	0,004	0,02	0,09	0,0008	0,003
470	0,02	0,03	570	0,001	0,005	0,03	0,11	0,0009	0,004
480	0,03	0,04	580	0,001	0,006	0,04	0,14	0,001	0,004
490	0,04	0,05	590	0,002	0,007	0,05	0,18	0,001	0,005
500	0,04	0,06	600	0,002	0,009	0,07	0,22	0,001	0,006
510	0,05	0,07	610	0,002	0,01	0,09	0,27	0,001	0,007
520	0,06	0,09	620	0,002	0,01	0,12	0,33	0,002	0,008
530	0,07	0,11	630	0,002	0,02	0,15	0,41	0,002	0,009
540	0,08	0,13	640	0,002	0,02	0,19	0,50	0,002	0,01
550	0,10	0,16	650	0,003	0,03	0,24	0,60	0,002	0,01
—	—	—	660	0,003	0,03	0,30	0,74	0,002	0,01
—	—	—	670	0,004	0,04	0,38	0,89	0,003	0,02
—	—	—	680	0,004	0,04	0,48	1,07	0,003	0,02
—	—	—	690	0,004	0,05	0,59	1,29	0,003	0,02
—	—	—	700	0,005	0,06	0,74	1,51	0,004	0,02

Таблица 6

Глубина коррозии сталей за 10 000 ч

t, °С	ΔS, мм							
	Воздух	Водяной пар	Антрацитовый штыб	Назаровский уголь (канско-ачинские бурые угли)	Экибастузский уголь	Высокосернистый мазут	Природный газ	Эстонский сланец
	12Х1МФ							
500	0,04	0,03	0,02	0,04	0,02	0,03	0,02	0,17
510	0,06	0,04	0,03	0,04	0,03	0,04	0,02	0,19
520	0,07	0,05	0,04	0,06	0,04	0,04	0,03	0,21
530	0,09	0,07	0,05	0,07	0,06	0,06	0,04	0,24
540	0,11	0,08	0,07	0,08	0,07	0,07	0,05	0,26
550	0,14	0,10	0,09	0,10	0,10	0,09	0,07	0,29
560	0,16	0,12	0,11	0,13	0,12	0,11	0,09	0,32
570	0,20	0,14	0,15	0,15	0,16	0,14	0,11	0,35
580	0,24	0,16	0,19	0,18	0,20	0,17	0,15	0,39
590	0,30	0,20	0,24	0,22	0,26	0,21	0,19	—
600	0,35	0,25	0,31	0,27	0,32	0,25	0,24	—
610	0,45	0,30	0,39	0,32	0,41	0,31	0,30	—
620	0,55	0,35	0,49	0,38	0,50	0,37	0,38	—
	12Х2МФСР							
500	0,02	0,02	0,03	0,04	0,02	0,05	0,02	0,15
510	0,03	0,02	0,04	0,04	0,02	0,06	0,02	0,18
520	0,04	0,03	0,05	0,06	0,03	0,07	0,03	0,21

Продолжение табл. 6

t, °С	ΔS, мм							
	Воздух	Водяной пар	Антрацитовый штыб	Назаровский уголь (канско-ачинские бурые угли)	Экибастузский уголь	Высокосернистый мазут	Природный газ	Эстонский сланец
	12Х2МФСР							
530	0,05	0,04	0,06	0,07	0,04	0,08	0,03	0,24
540	0,07	0,05	0,07	0,08	0,06	0,10	0,04	0,28
550	0,09	0,06	0,08	0,10	0,08	0,12	0,06	0,32
560	0,12	0,07	0,10	0,11	0,10	0,14	0,07	0,36
570	0,16	0,08	0,12	0,13	0,14	0,16	0,09	0,41
580	0,20	0,10	0,14	0,16	0,18	0,18	0,11	0,47
590	0,25	0,12	0,18	0,18	0,24	0,21	0,13	—
600	0,35	0,14	0,22	0,21	0,30	0,25	0,16	—
610	0,45	0,16	0,25	0,25	0,40	0,28	0,20	—
620	0,55	0,20	0,30	0,29	0,53	0,33	0,24	—
	12Х2МФБ (ЭИ531)							
500	0,01	0,02	0,05	0,08	0,03	0,06	0,02	0,12
510	0,02	0,03	0,06	0,09	0,04	0,07	0,03	0,14
520	0,03	0,03	0,07	0,10	0,05	0,08	0,03	0,17
530	0,03	0,04	0,08	0,12	0,06	0,10	0,04	0,21
540	0,04	0,05	0,10	0,13	0,08	0,11	0,05	0,25
550	0,05	0,06	0,11	0,14	0,10	0,13	0,06	0,30
560	0,06	0,07	0,13	0,16	0,12	0,15	0,08	0,36
570	0,07	0,08	0,15	0,18	0,14	0,17	0,10	0,43
580	0,09	0,10	0,17	0,20	0,17	0,20	0,12	0,51
590	0,12	0,12	0,20	0,22	0,21	0,23	0,14	—
600	0,14	0,14	0,23	0,24	0,25	0,26	0,17	—
610	0,18	0,16	0,25	0,26	0,31	0,29	0,20	—
620	0,22	0,18	0,29	0,28	0,36	0,33	0,24	—
	1Х12В2МФ (ЭИ756)							
500	0,00002	0,009	0,05	0,07	0,03	0,03	0,01	0,05
510	0,00003	0,01	0,06	0,08	0,04	0,04	0,01	0,07
520	0,00004	0,01	0,07	0,10	0,05	0,04	0,01	0,10
530	0,00005	0,02	0,08	0,11	0,06	0,05	0,01	0,13
540	0,00006	0,02	0,10	0,13	0,07	0,06	0,02	0,17
550	0,00007	0,02	0,12	0,14	0,09	0,07	0,02	0,22
560	0,00008	0,03	0,14	0,17	0,10	0,08	0,03	0,29
570	0,0001	0,03	0,16	0,19	0,12	0,09	0,03	0,38
580	0,0001	0,04	0,18	0,21	0,15	0,10	0,04	0,50
590	0,0002	0,04	0,19	0,23	0,17	0,12	0,05	0,65
600	0,0002	0,05	0,25	0,26	0,20	0,14	0,06	0,84
610	0,0002	0,06	0,28	0,30	0,24	0,16	0,07	—
620	0,0003	0,07	0,32	0,32	0,27	0,18	0,09	—
630	0,0004	0,8	0,36	0,36	0,32	0,20	0,11	—
640	0,0004	0,10	0,41	0,40	0,37	0,23	0,13	—
650	0,0005	0,12	0,47	0,44	0,43	0,26	0,16	—
660	0,0006	0,14	0,53	0,48	0,50	—	0,19	—

Продолжение табл. 6

t, °С	ΔS, мм							
	Воздух	Водяной пар	Антрацитовый штыб	Назаровский уголь (канско-ачинские бурые угли)	Экибастузский уголь	Высокосернистый мазут	Природный газ	Эстонский сланец
	1Х12В2МФ (ЭИ756)							
670	0,0007	0,16	0,59	0,52	0,57	—	0,23	—
680	0,0008	0,18	0,66	0,58	0,65	—	0,27	—
690	0,0009	0,20	0,75	0,63	0,73	—	0,32	—
700	0,001	0,22	0,84	0,69	0,84	—	0,38	—
	12Х18Н12Т							
500	0,00009	0,003	0,00	0,01	0,00	0,003	0,005	0,03
510	0,0001	0,003	0,00	0,01	0,00	0,004	0,006	0,03
520	0,0001	0,004	0,00	0,01	0,00	0,005	0,008	0,04
530	0,0002	0,005	0,00	0,01	0,01	0,006	0,010	0,05
540	0,0002	0,006	0,00	0,01	0,01	0,009	0,012	0,05
550	0,0003	0,007	0,01	0,02	0,01	0,012	0,015	0,06
560	0,0003	0,008	0,01	0,02	0,01	0,015	0,018	0,08
570	0,0004	0,009	0,01	0,03	0,02	0,020	0,022	0,09
580	0,0005	0,01	0,02	0,03	0,02	0,025	0,027	0,11
590	0,0006	0,01	0,02	0,04	0,02	0,033	0,032	0,13
600	0,0007	0,01	0,03	0,05	0,03	0,042	0,038	0,15
610	0,0008	0,02	0,04	0,06	0,04	0,054	0,046	0,18
620	0,001	0,02	0,06	0,07	0,04	0,068	0,054	0,21
630	0,001	0,02	0,08	0,08	0,05	0,086	0,064	0,25
640	0,001	0,02	0,10	0,10	0,06	0,11	0,075	0,29
650	0,002	0,03	0,13	0,11	0,08	0,14	0,088	0,34
660	0,002	0,03	0,17	0,13	0,09	—	0,10	—
670	0,002	0,04	0,22	0,16	0,11	—	0,12	—
680	0,003	0,04	0,28	0,18	0,13	—	0,14	—
690	0,003	0,05	0,36	0,21	0,16	—	0,16	—
700	0,004	0,06	0,47	0,25	0,19	—	0,19	—

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Справочное

ПАРАМЕТРИЧЕСКИЕ ДИАГРАММЫ ЖАРОСТОЙКОСТИ КОТЕЛЬНЫХ СТАЛЕЙ

1. В приложение включены параметрические диаграммы жаростойкости сталей, перечисленных в таблице.

Диаграммы суммируют имеющиеся в настоящее время результаты исследования жаростойкости котельных сталей и заменяют справочные данные по жаростойкости котельных сталей, включенные в РТМ 24.030.17.

2. При использовании параметрических диаграмм для прочностных расчетов поверхностей нагрева паровых котлов с ресурсом работы 10 000 ÷ ÷ 100 000 ч не следует выходить за пределы верхних температурных границ, указанных в таблице.

Номер чертежа	Марка стали	Среда	Верхняя допустимая температурная граница использования параметрических диаграмм, °С
1	20	Воздух	560
2	20	Водяной пар	560
3	12Х1МФ	Воздух	650
4	12Х1МФ	Водяной пар	650
5	12Х1МФ	Антрацитовый штыб	620
6	12Х1МФ	Назаровский уголь	620
7	12Х1МФ	Экибастузский уголь	620
8	12Х1МФ	Высокосернистый мазут	620
9	12Х1МФ	Природный газ	650
10	12Х1МФ	Эстонские сланцы	580
11	12Х2МФСР	Воздух	650
12	12Х2МФСР	Водяной пар	650
13	12Х2МФСР	Антрацитовый штыб	620
14	12Х2МФСР	Назаровский уголь	620
15	12Х2МФСР	Экибастузский уголь	620
16	12Х2МФСР	Высокосернистый мазут	620
17	12Х2МФСР	Природный газ	650
18	12Х2МФСР	Эстонские сланцы	580
19	12Х2МФБ (ЭИ531)	Воздух	650
20	12Х2МФБ (ЭИ531)	Водяной пар	650
21	12Х2МФБ (ЭИ531)	Антрацитовый штыб	620
22	12Х2МФБ (ЭИ531)	Назаровский уголь	620
23	12Х2МФБ (ЭИ531)	Экибастузский уголь	620
24	12Х2МФБ (ЭИ531)	Высокосернистый мазут	620
25	12Х2МФБ (ЭИ531)	Природный газ	650

Продолжение

Номер чертежа	Марка стали	Среда	Верхняя допустимая температурная граница использования параметрических диаграмм, °С
26	12Х2МФБ (ЭИ531)	Эстонские сланцы	580
27	1Х12В2МФ (ЭИ756)	Воздух	700
28	1Х12В2МФ (ЭИ756)	Водяной пар	700
29	1Х12В2МФ (ЭИ756)	Антрацитовый штыб	700
30	1Х12В2МФ (ЭИ756)	Назаровский уголь	700
31	1Х12В2МФ (ЭИ756)	Экибастузский уголь	700
32	1Х12В2МФ (ЭИ756)	Высокосернистый мазут	650
33	1Х12В2МФ (ЭИ756)	Природный газ	700
34	1Х12В2МФ (ЭИ756)	Эстонские сланцы	600
35	12Х18Н12Т	Воздух	750
36	12Х18Н12Т	Водяной пар	750
37	12Х18Н12Т	Антрацитовый штыб	700
38	12Х18Н12Т	Назаровский уголь	700
39	12Х18Н12Т	Экибастузский уголь	700
40	12Х18Н12Т	Высокосернистый мазут	650
41	12Х18Н12Т	Природный газ	750
42	12Х18Н12Т	Эстонские сланцы	650
43	09Х14Н18В2БР (ЭИ695Р)	Воздух	750
44	09Х14Н18В2БР (ЭИ695Р)	Водяной пар	750
45	Х16Н9М2	Воздух	750
46	Х16Н9М2	Водяной пар	750
47	Х16Н9М2	Назаровский уголь	700
48	Х16Н9М2	Высокосернистый мазут	650

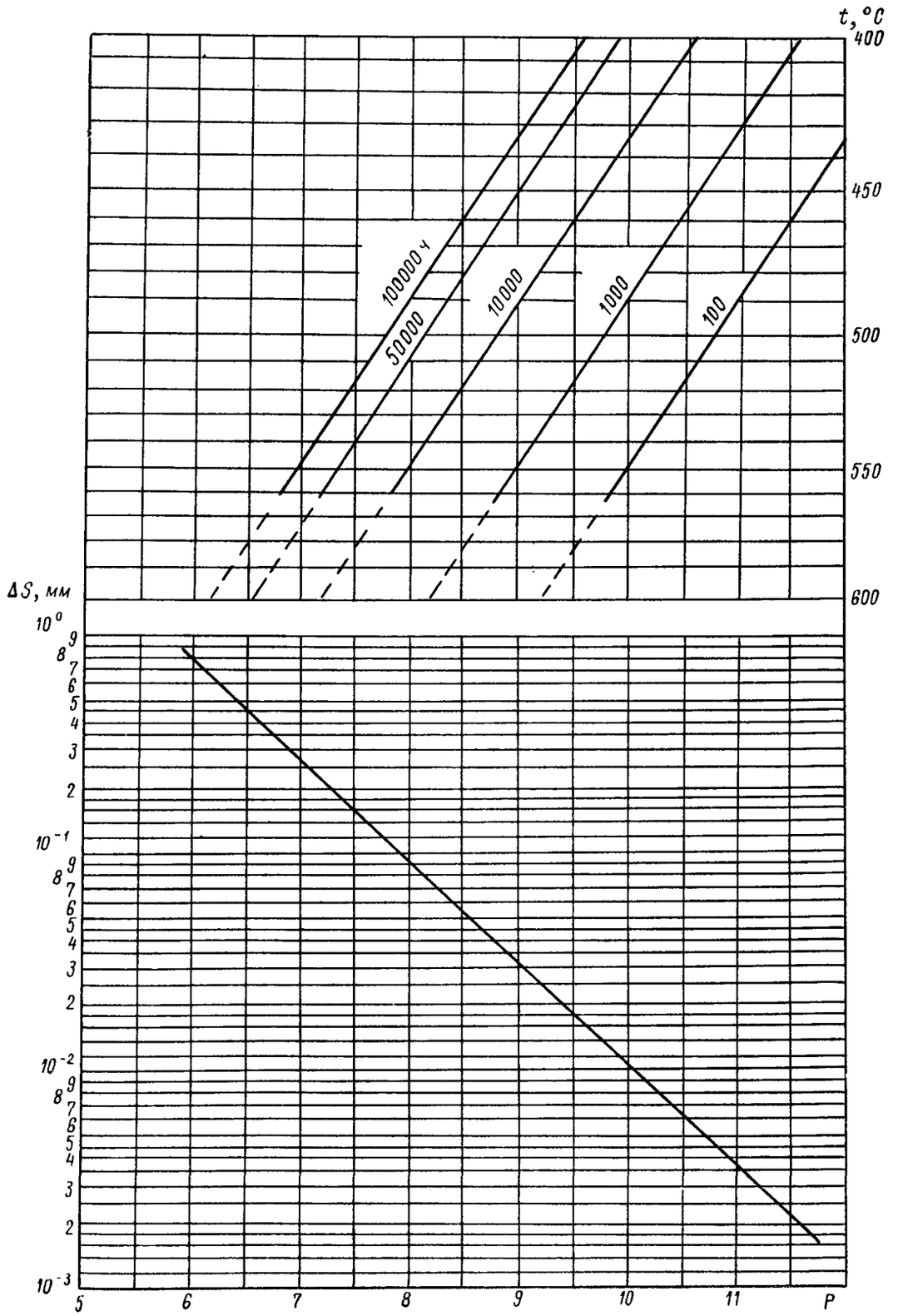
3. Экспериментальные данные по окалиностойкости сталей в продуктах сгорания топлив, не указанных в приложении 2, принимаются в соответствии с пунктом 3 приложения 1.

4. Приводимые ниже параметрические диаграммы жаростойкости (черт. 1—48) построены с учетом коэффициента запаса (т. е. значения глубины коррозии умножены на 1,3).

5. На параметрических диаграммах жаростойкости использованы следующие обозначения:

T — температура, К; t — температура, °С; τ — время, ч; ΔS — глубина коррозии, мм; P — параметр жаростойкости.

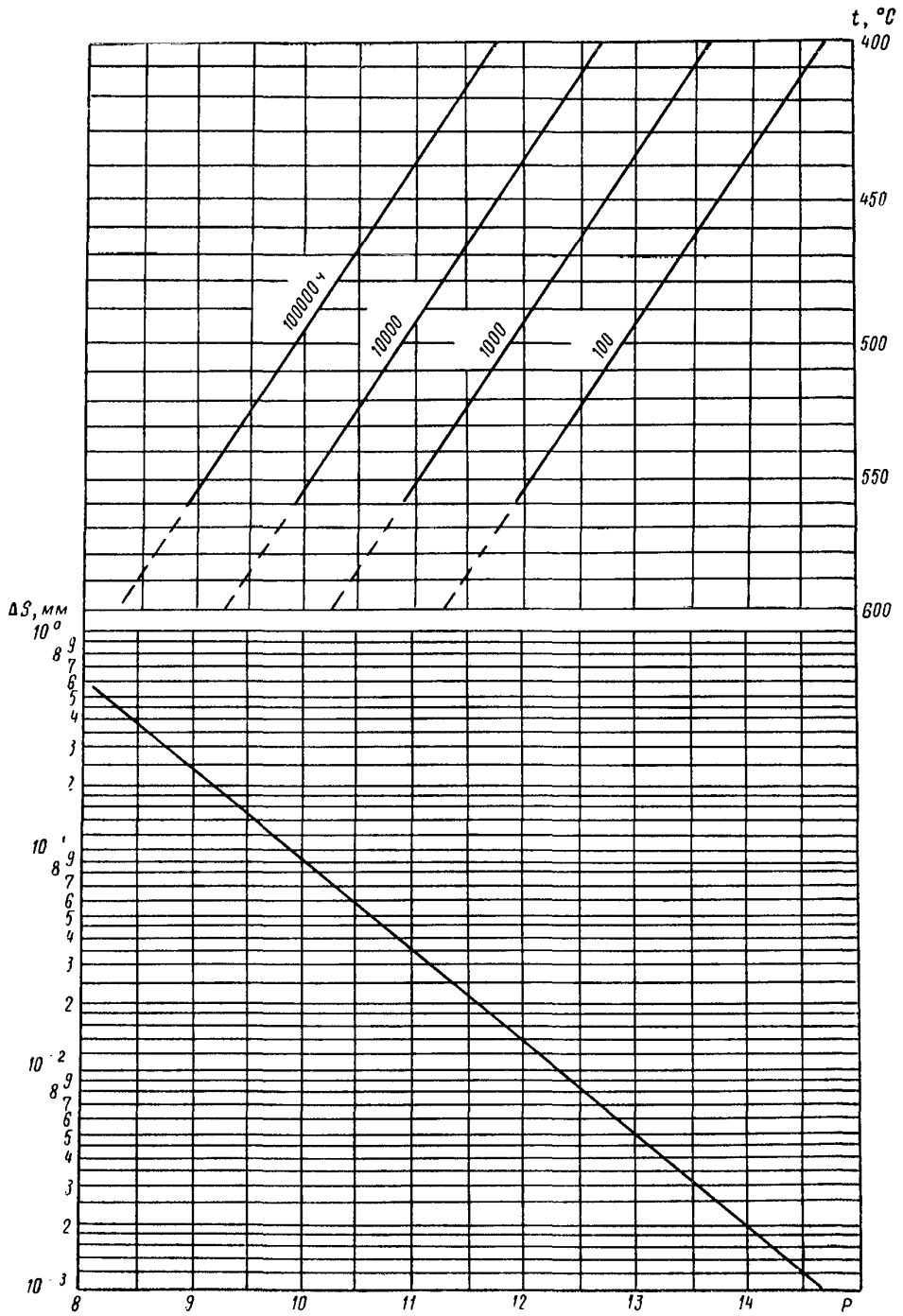
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 20 в воздухе



$$P = \frac{9800}{T} - \lg \tau$$

Черт. 1

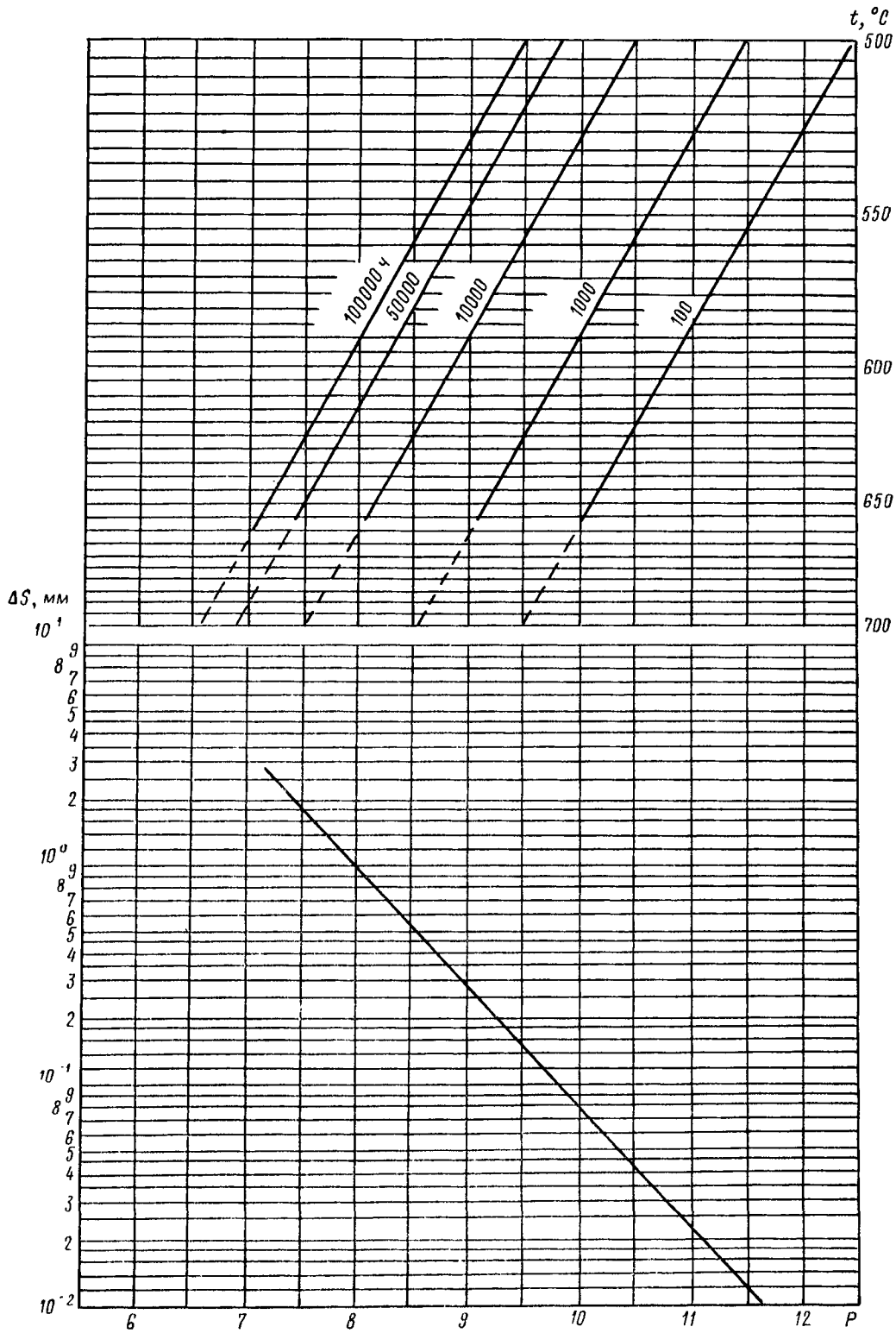
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 20 в водяном паре



$$P = \frac{11\,200}{T} - \lg \tau$$

Черт. 2

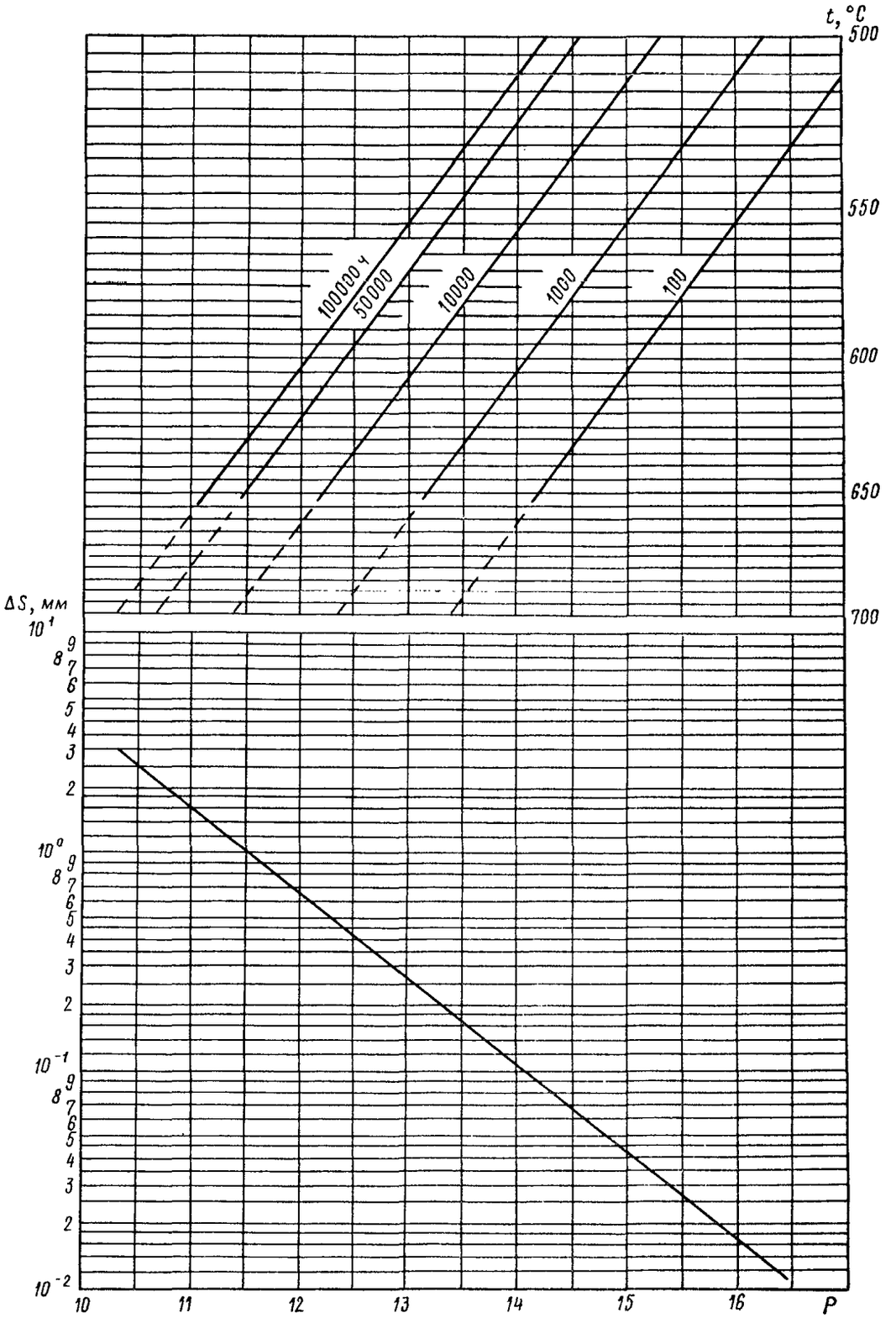
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х1МФ в воздухе



$$P = \frac{11\,200}{T} - \lg \tau$$

Черт. 3

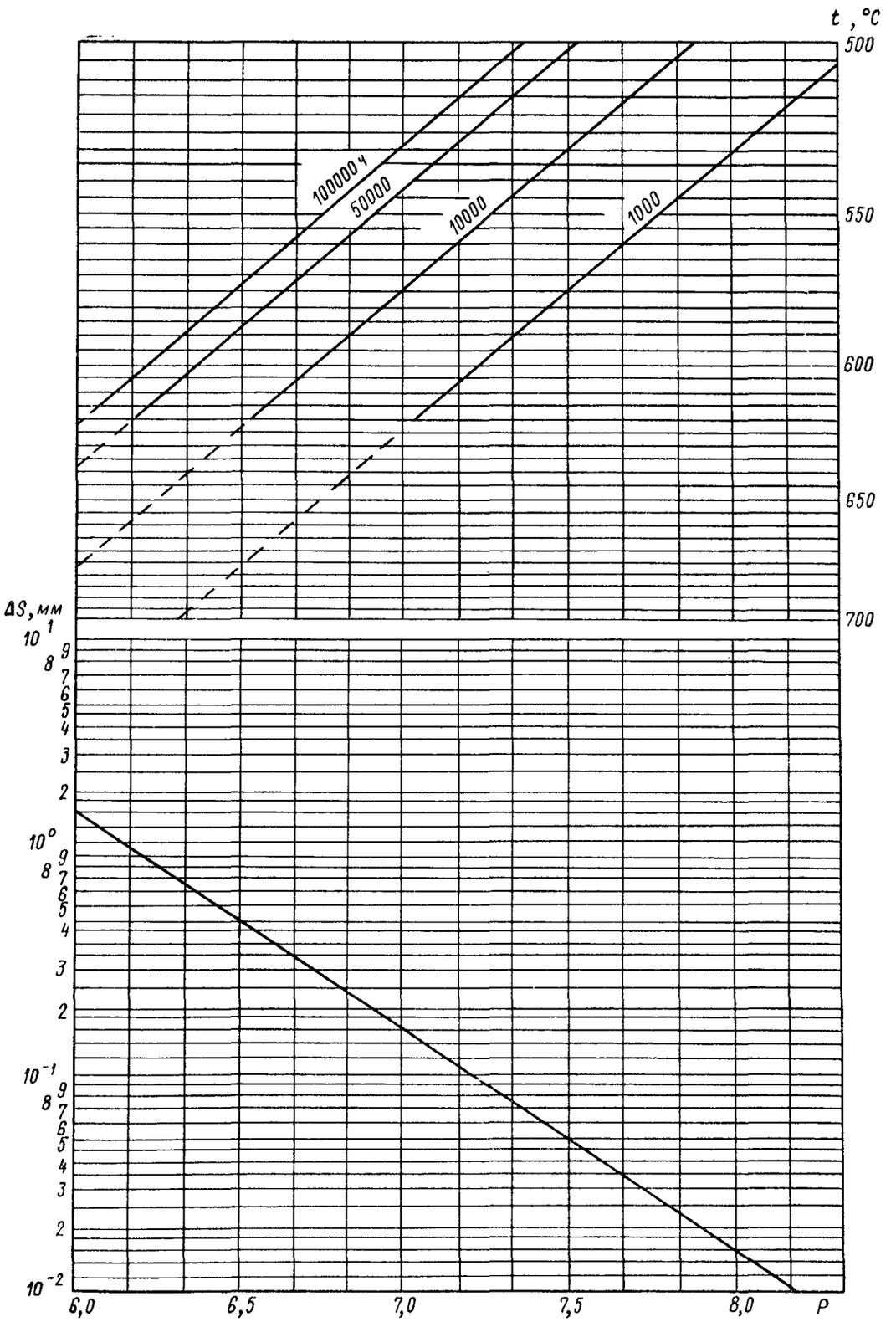
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х1МФ в водяном паре



$$P = \frac{14\,950}{T} - \lg \tau$$

Черт. 4

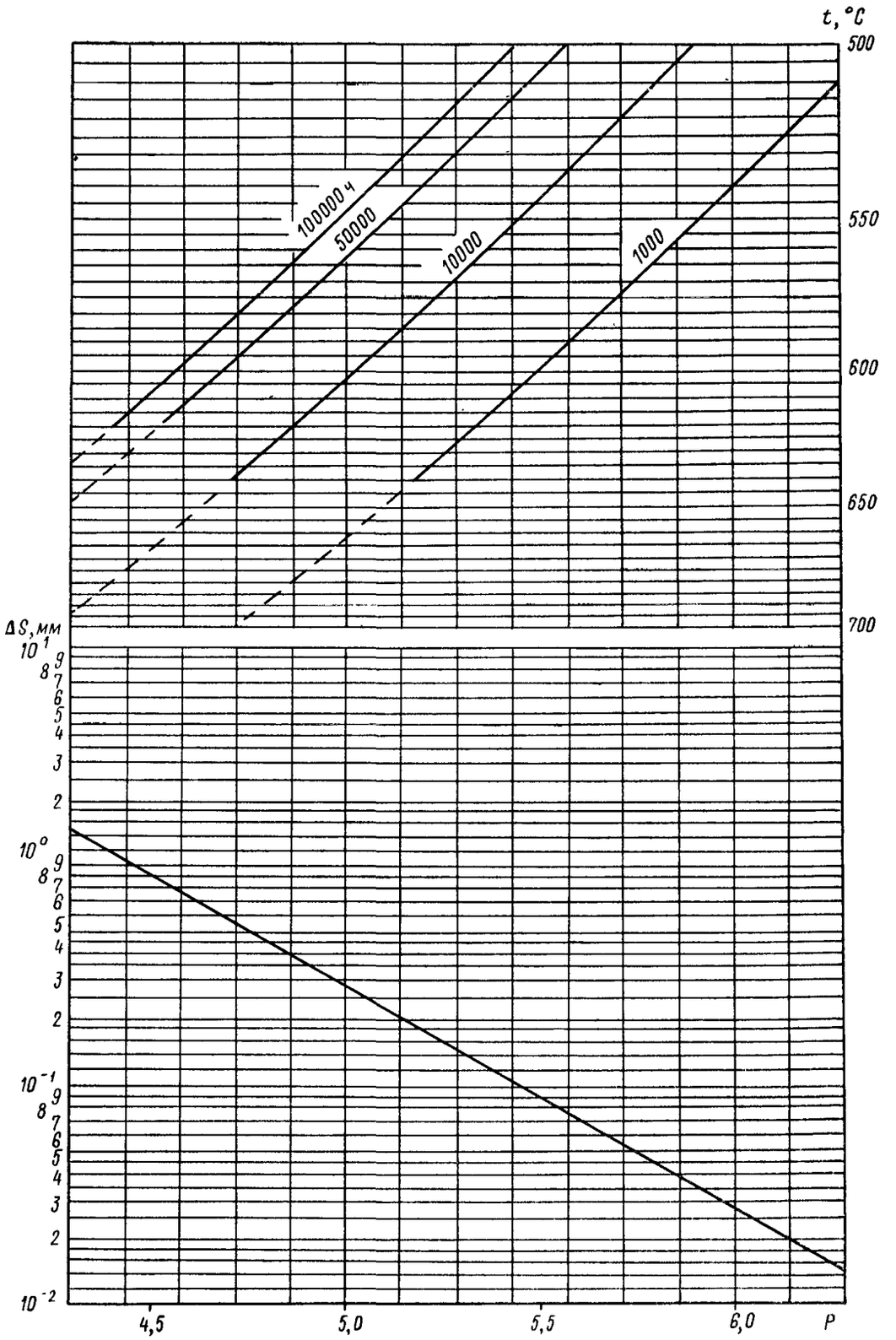
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х1МФ в среде продуктов сгорания антрацитового штыба



$$P = 7700\frac{1}{T} - (0{,}50 + 0{,}186 \cdot 10^{-4} T)\lg \tau$$

Черт. 5

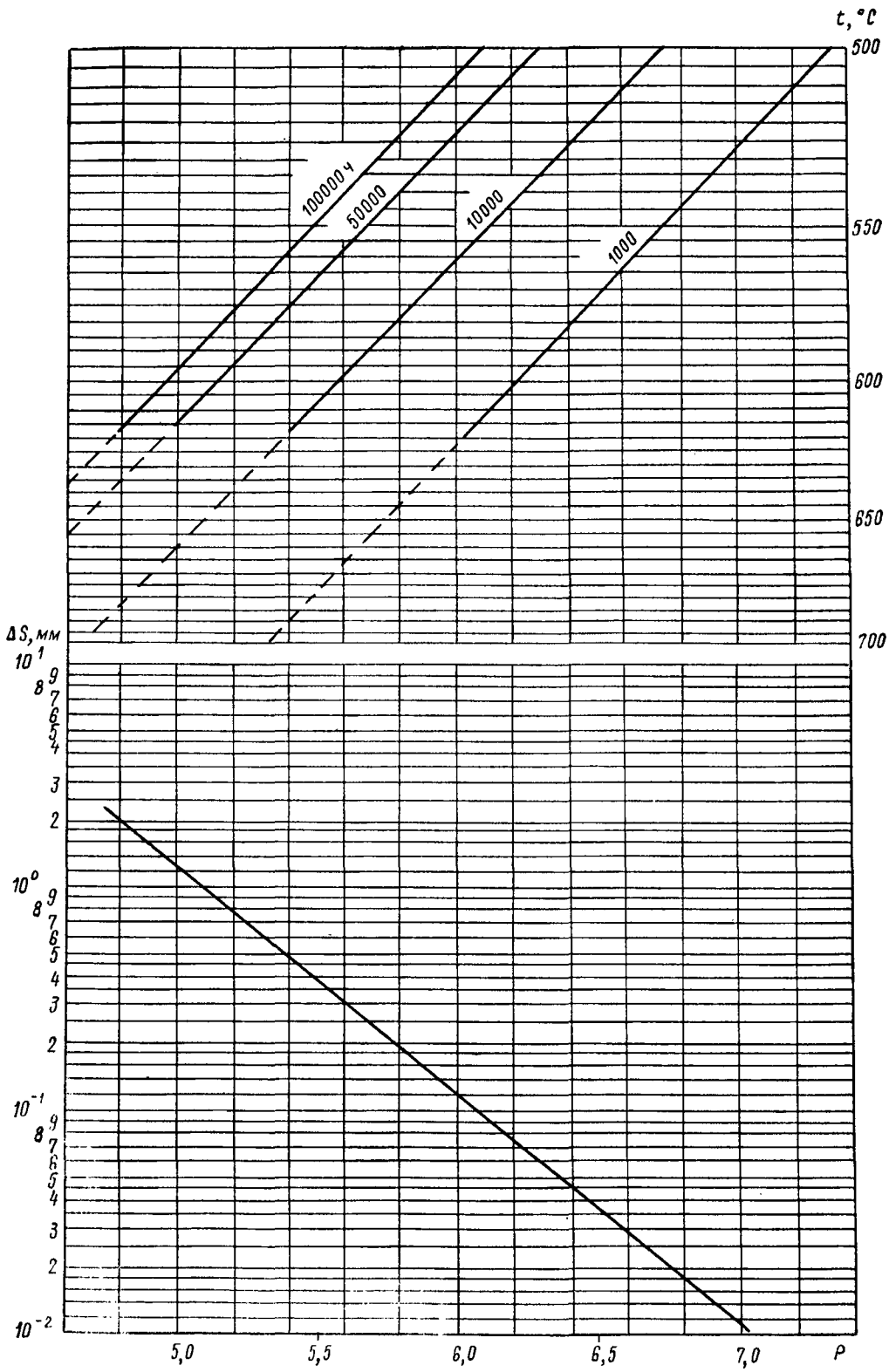
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х1МФ в среде продуктов сгорания назаровского угля



$$P = 6000\frac{1}{T} - (0{,}50 - 0{,}358 \cdot 10^{-4}\, T)\, \lg \tau$$

Черт. 6

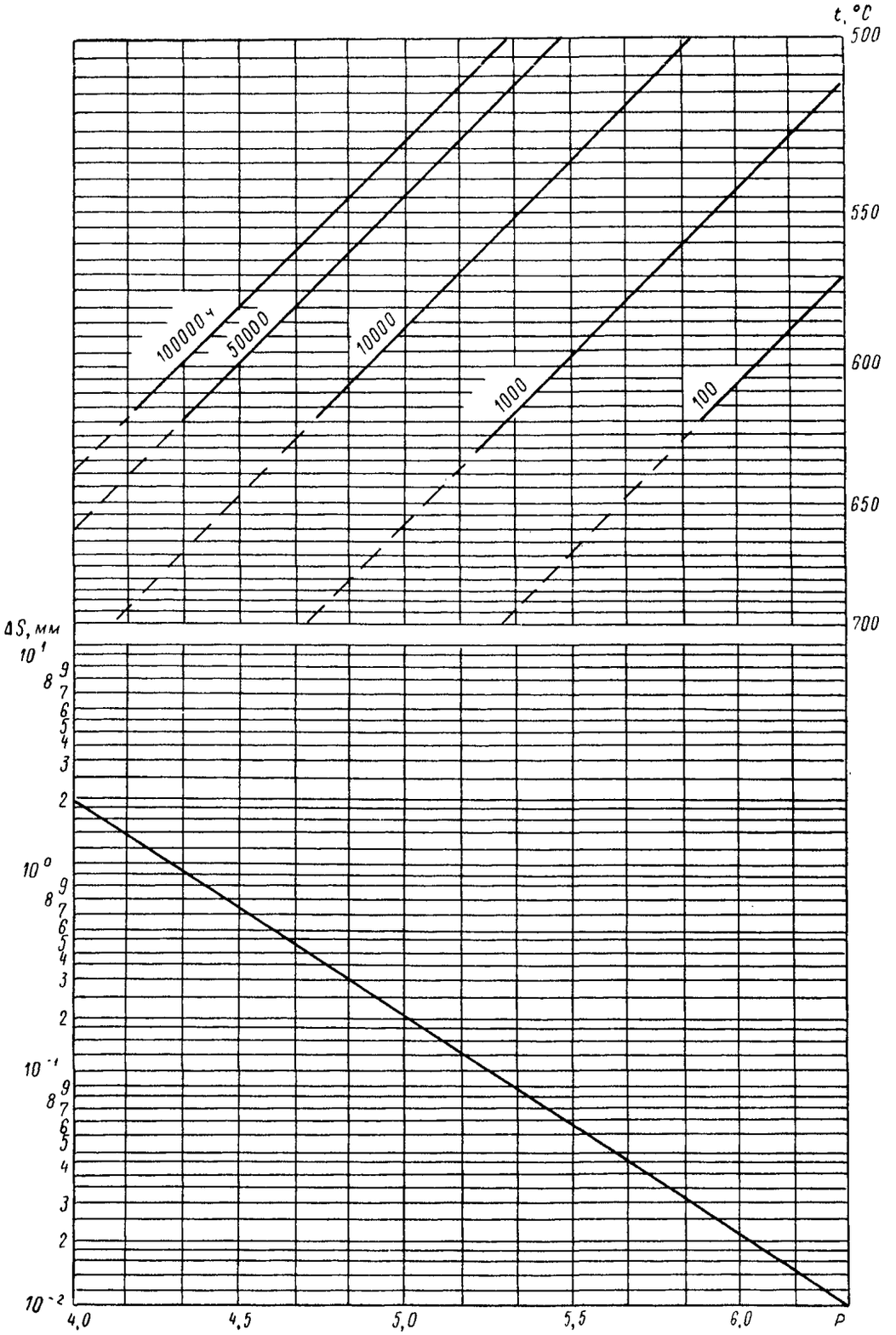
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х1МФ в среде продуктов сгорания экибастузского угля



$$P = 7100\,\frac{1}{T} + (0{,}50 + 0{,}151 \cdot 10^{-3}\,T)\lg\tau$$

Черт. 7

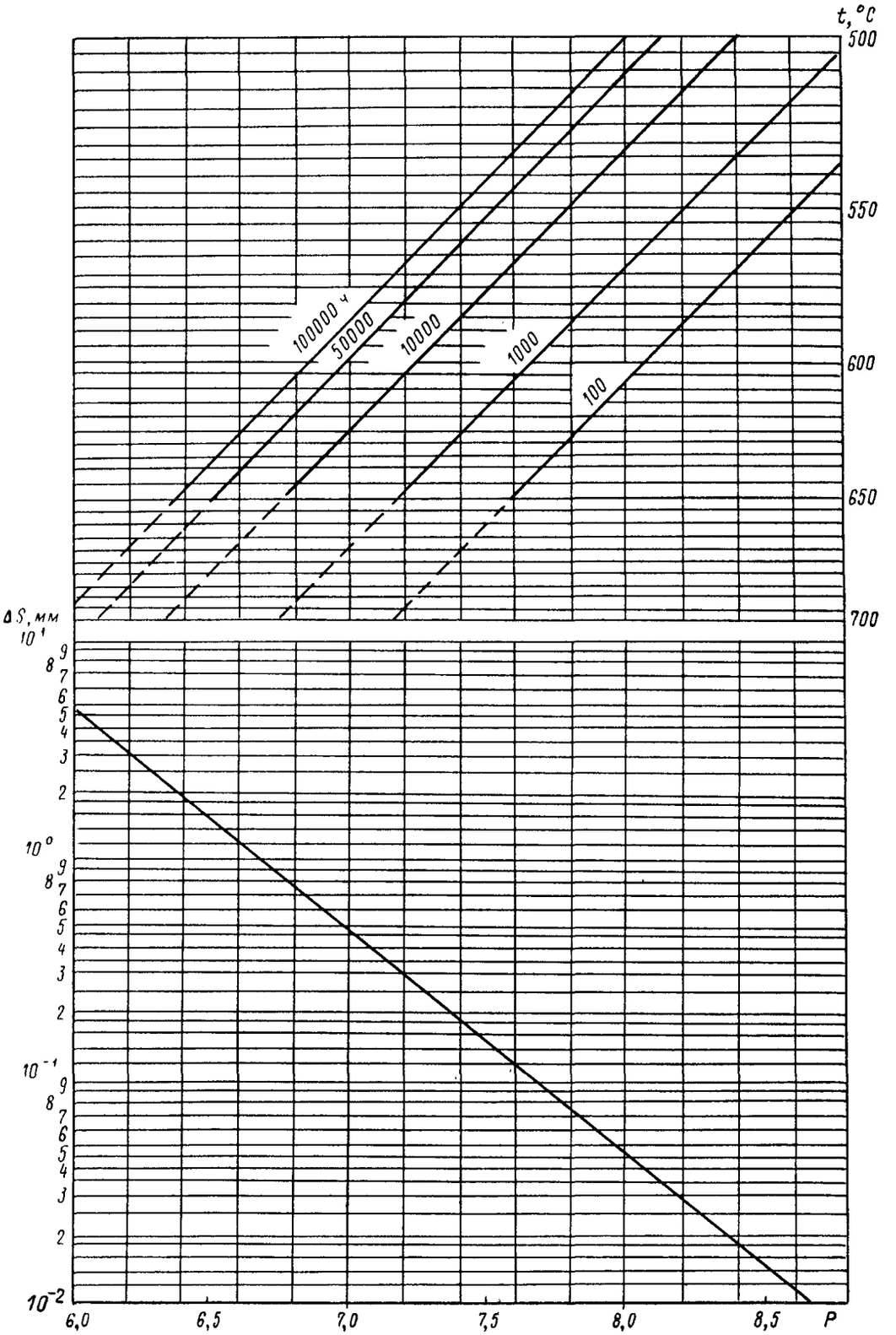
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х1МФ в среде продуктов сгорания высокосернистого мазута



$$P = 6300\,\frac{1}{T} - (0{,}5 + 0{,}017 \cdot 10^{-4}\,T)\,\lg\tau$$

Черт. 8

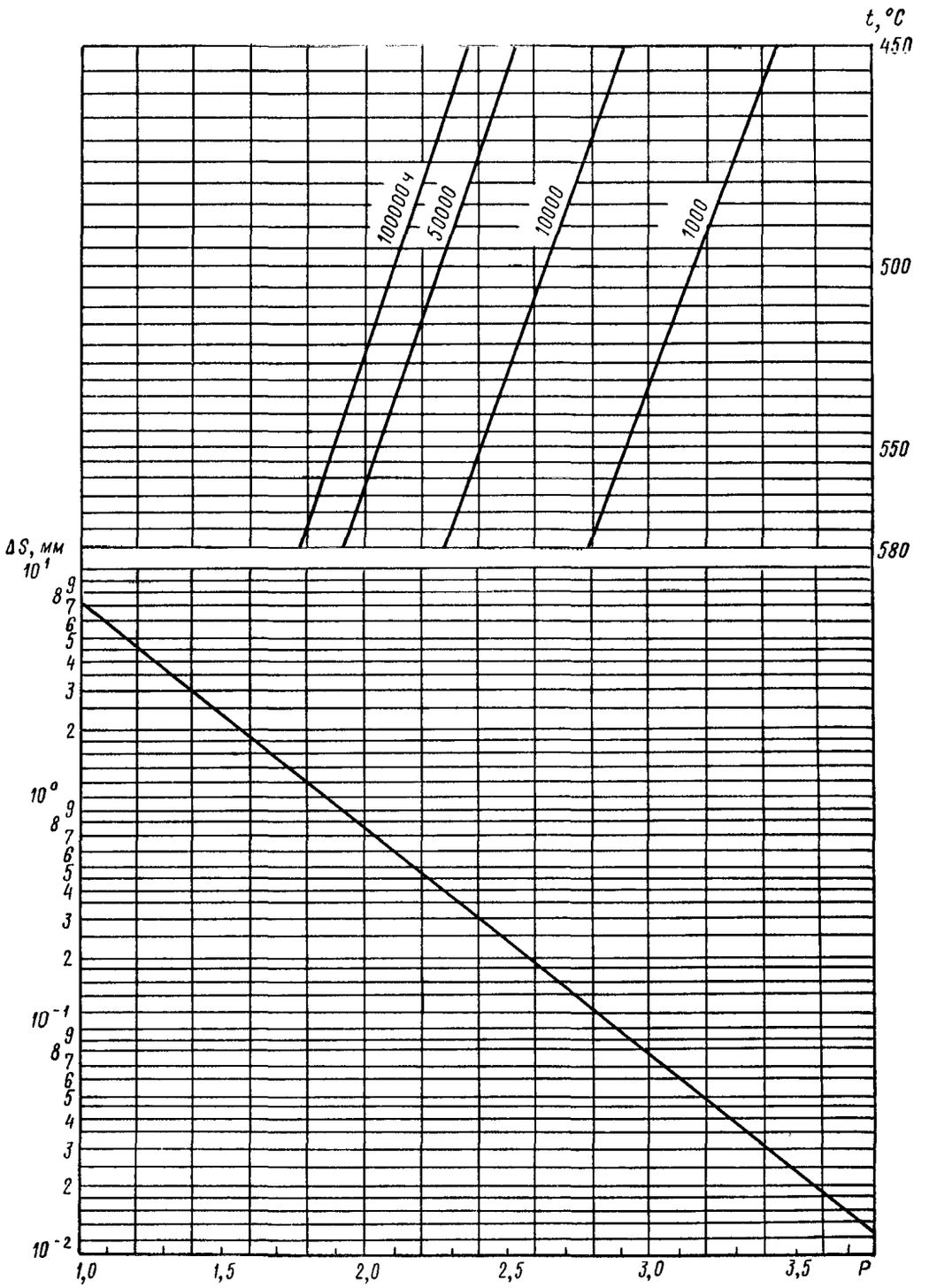
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х1МФ в среде продуктов сгорания природного газа



$$P = 7800\,\frac{1}{T} - (0{,}4 + 0{,}143 \cdot 10^{-4}\,T)\,\lg\tau$$

Черт. 9

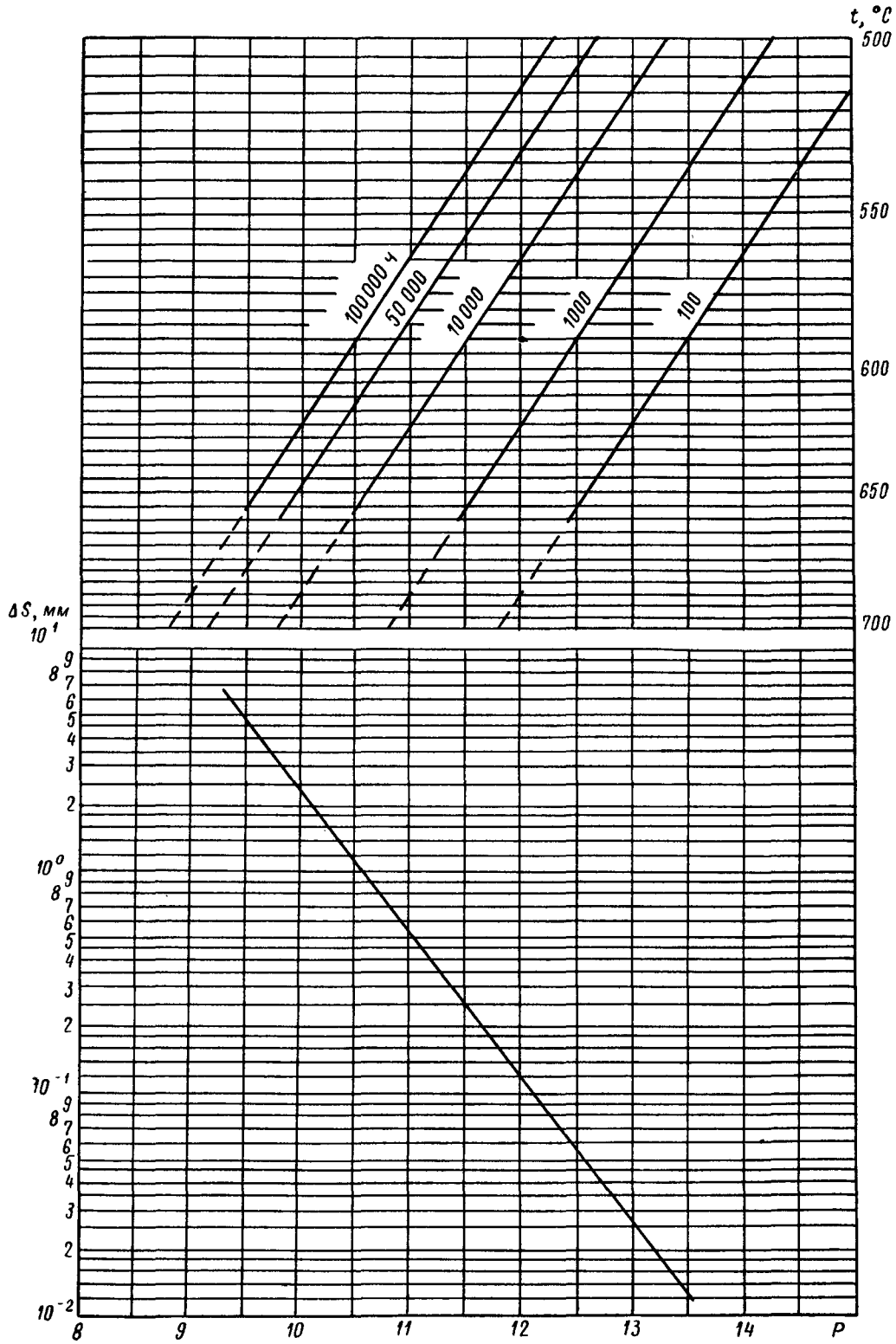
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х1МФ в среде продуктов сгорания эстонского сланца



$$P = 3700\frac{1}{T} - (0{,}75 - 0{,}290 \cdot 10^{-3} T)\lg\tau$$

Черт. 10

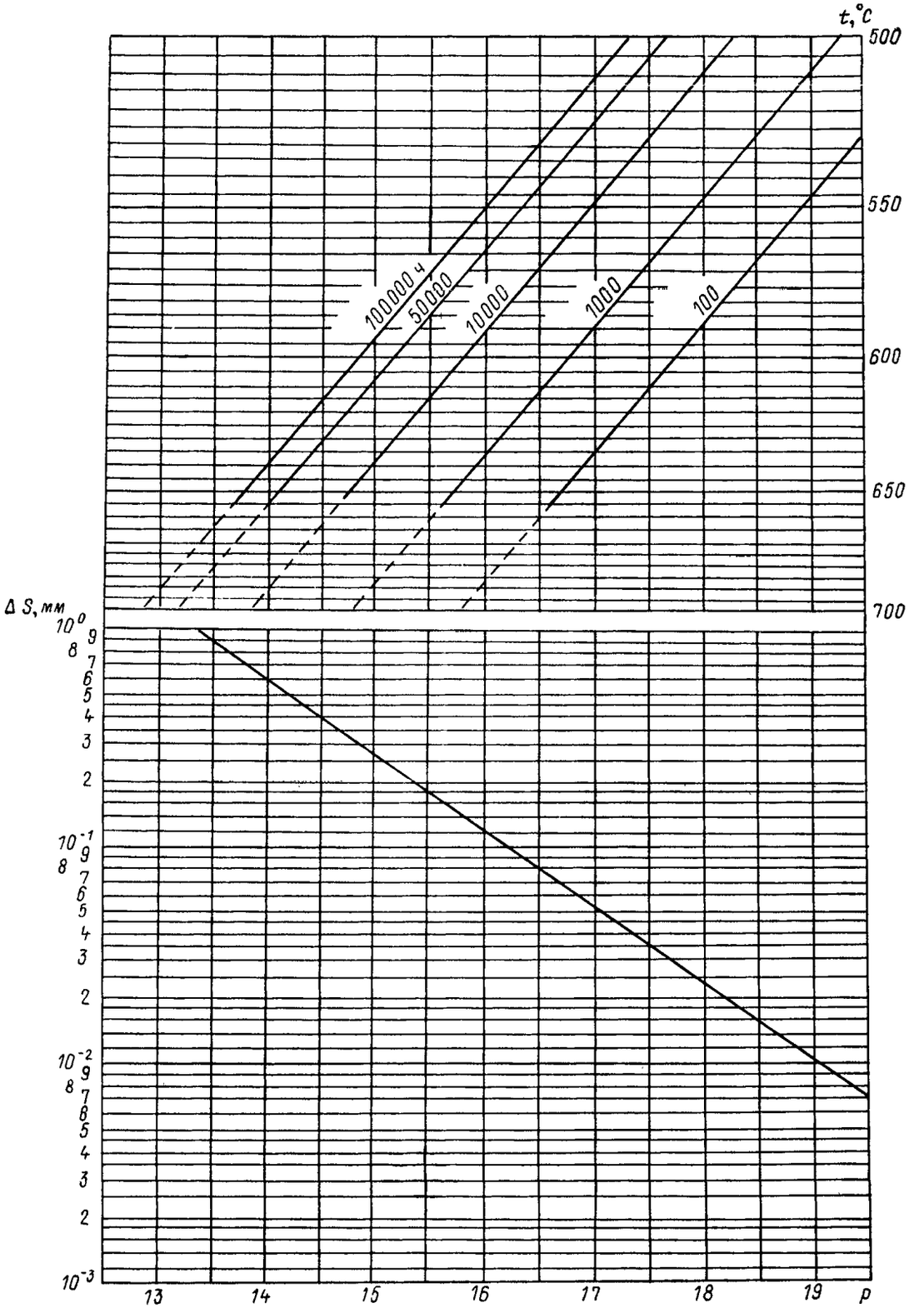
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х2МФСР в воздухе



$$P = \frac{13\,400}{T} - \lg \tau$$

Черт. 11

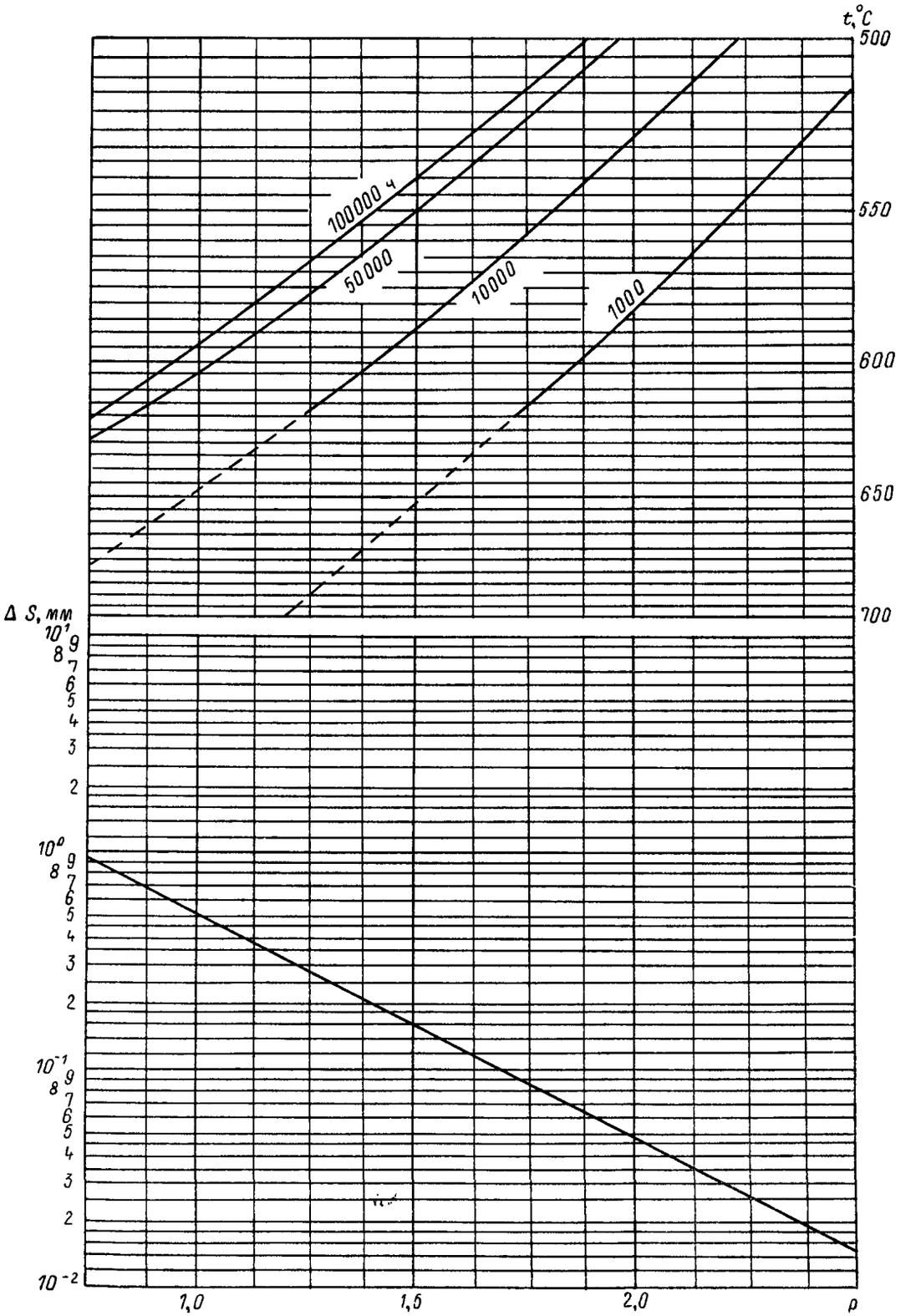
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х2МФСР в водяном паре



$$P = \frac{17\,200}{T} - \lg \tau$$

Черт. 12

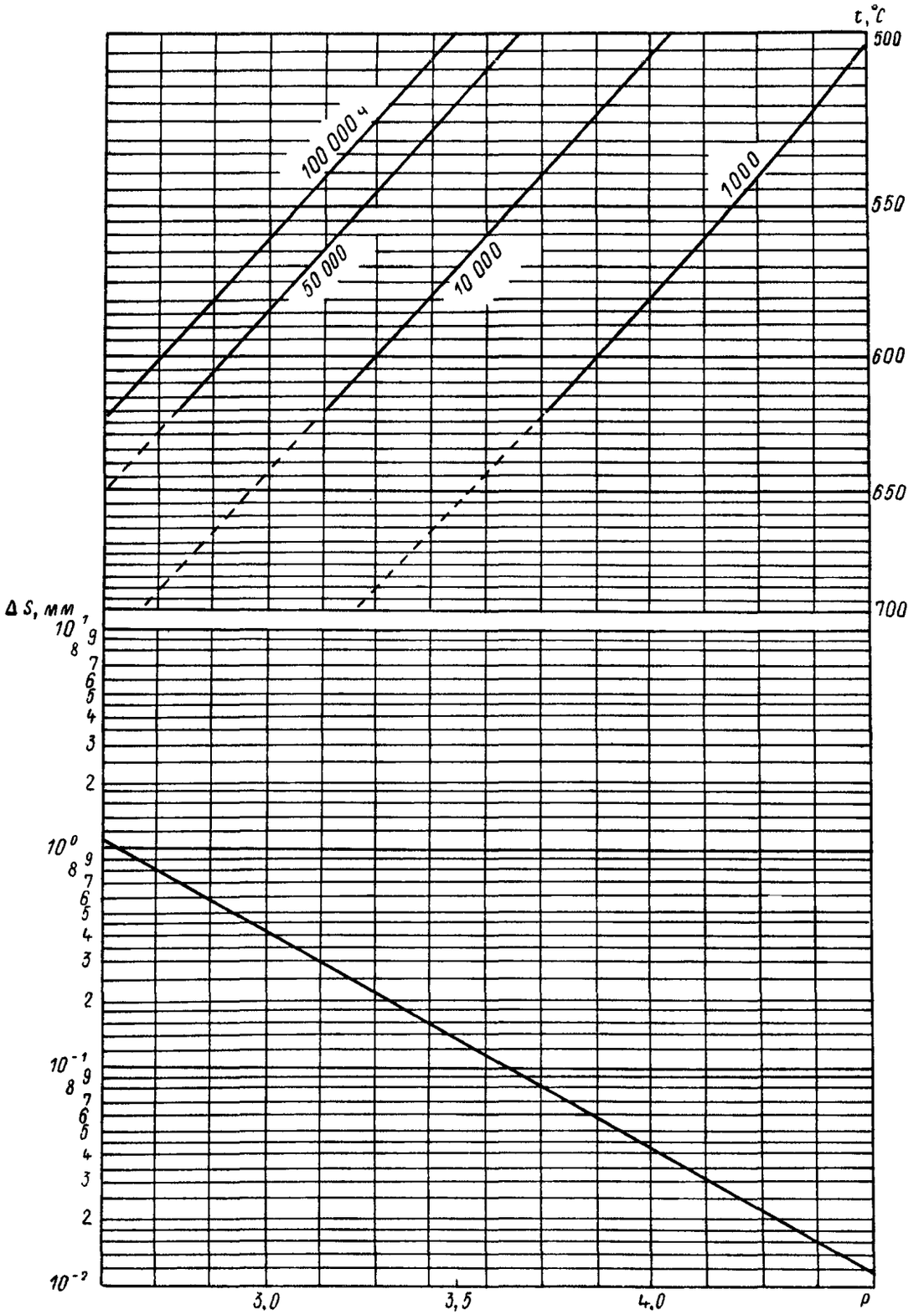
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х2МФСР в среде продуктов сгорания антрацитового штыба



$$P = 2850\,\frac{1}{T} - (0{,}45 + 0{,}106 \cdot 10^{-2}\,T)\,\lg \tau$$

Черт. 13

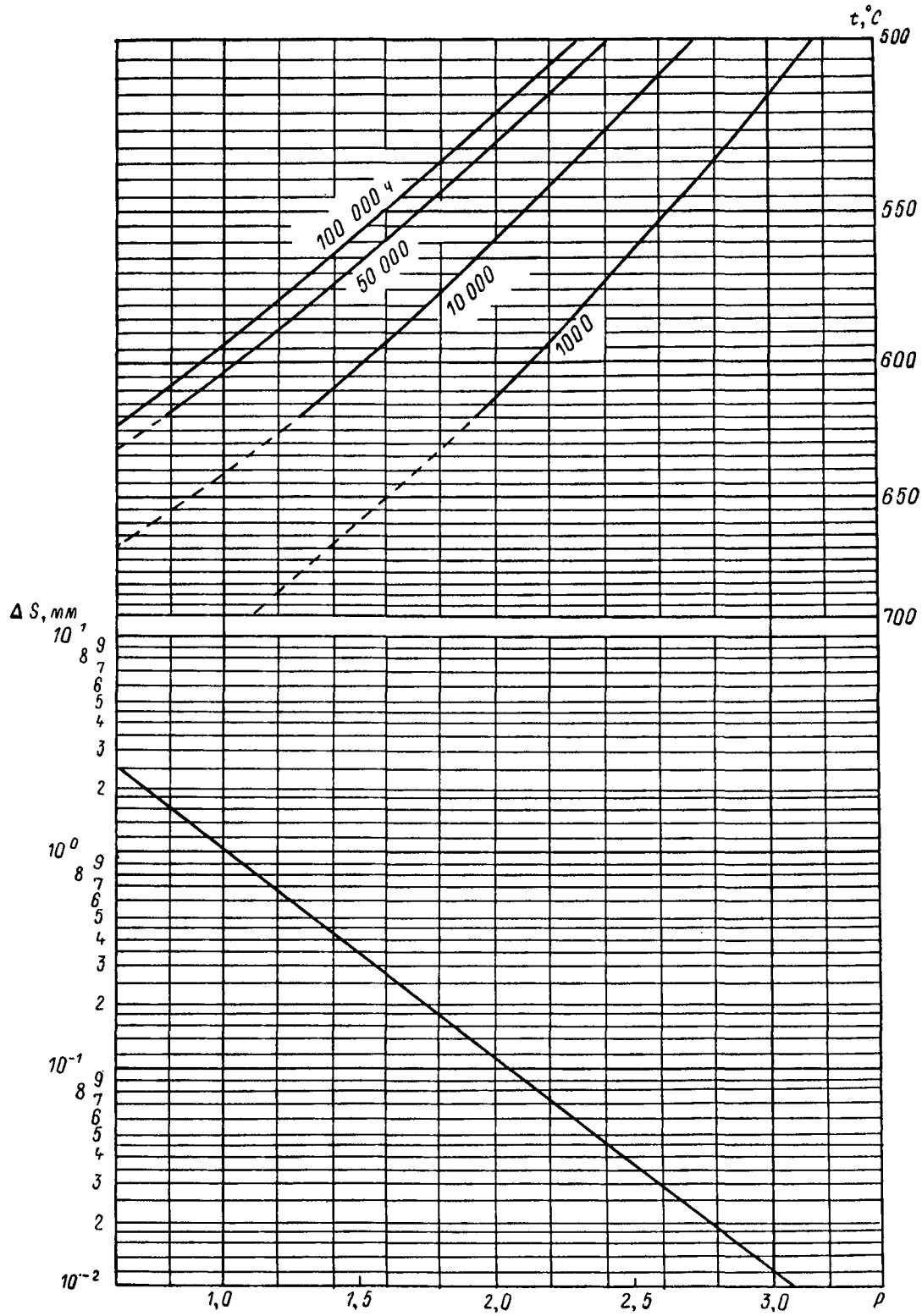
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х2МФСР в среде продуктов сгорания назаровского угля



$$P = 4850\,\frac{1}{T} - (0{,}50 + 0{,}824 \cdot 10^{-4}\,T)\,\lg\tau$$

Черт. 14

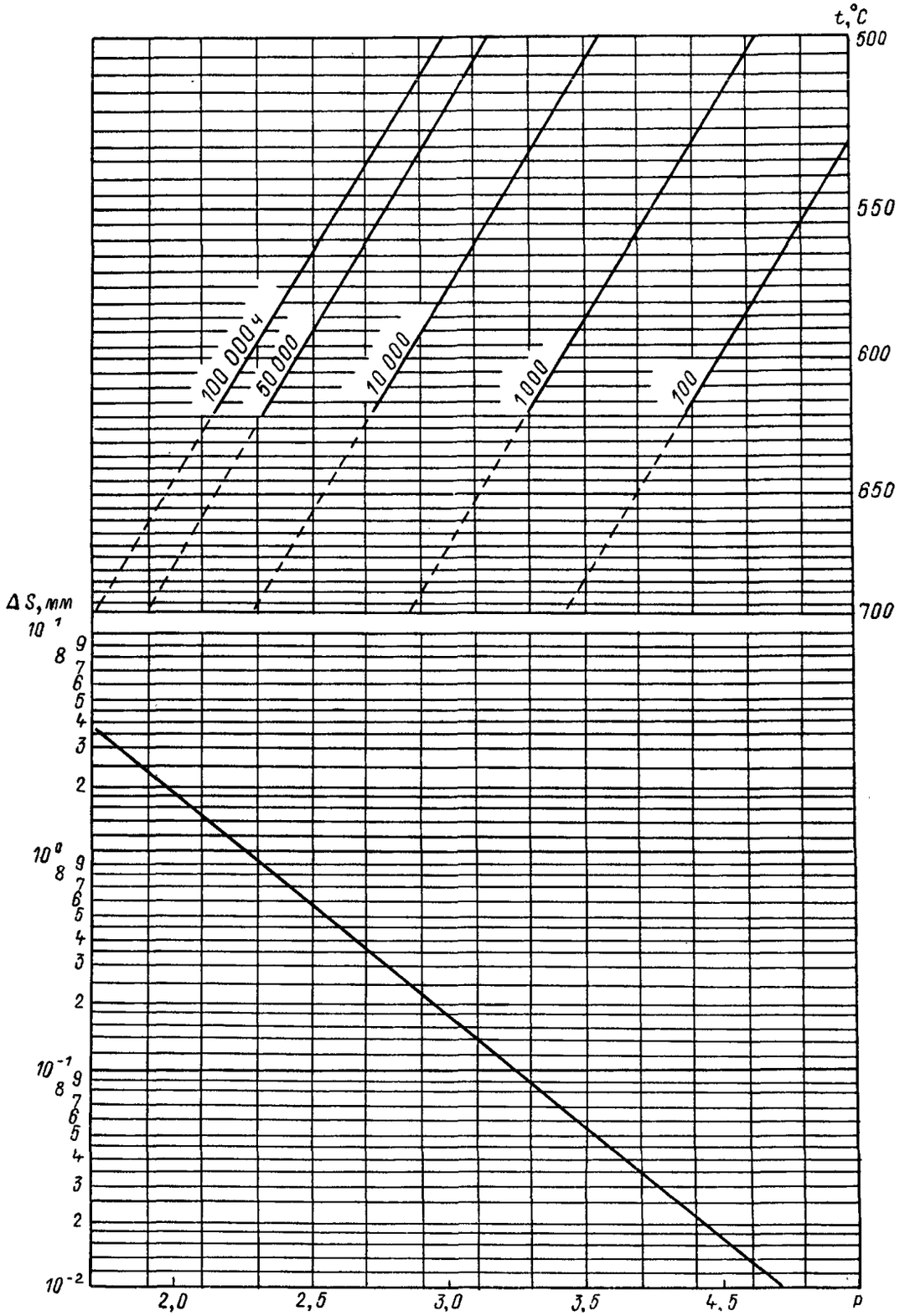
Параметрическая диаграмма жаростойкости стала марки 12Х2МФСР в среде продуктов сгорания экибастузского угля



$$P = 3450\frac{1}{T} - (-0{,}96 + 0{,}179 \cdot 10^{-2} T) \lg \tau$$

Черт. 15

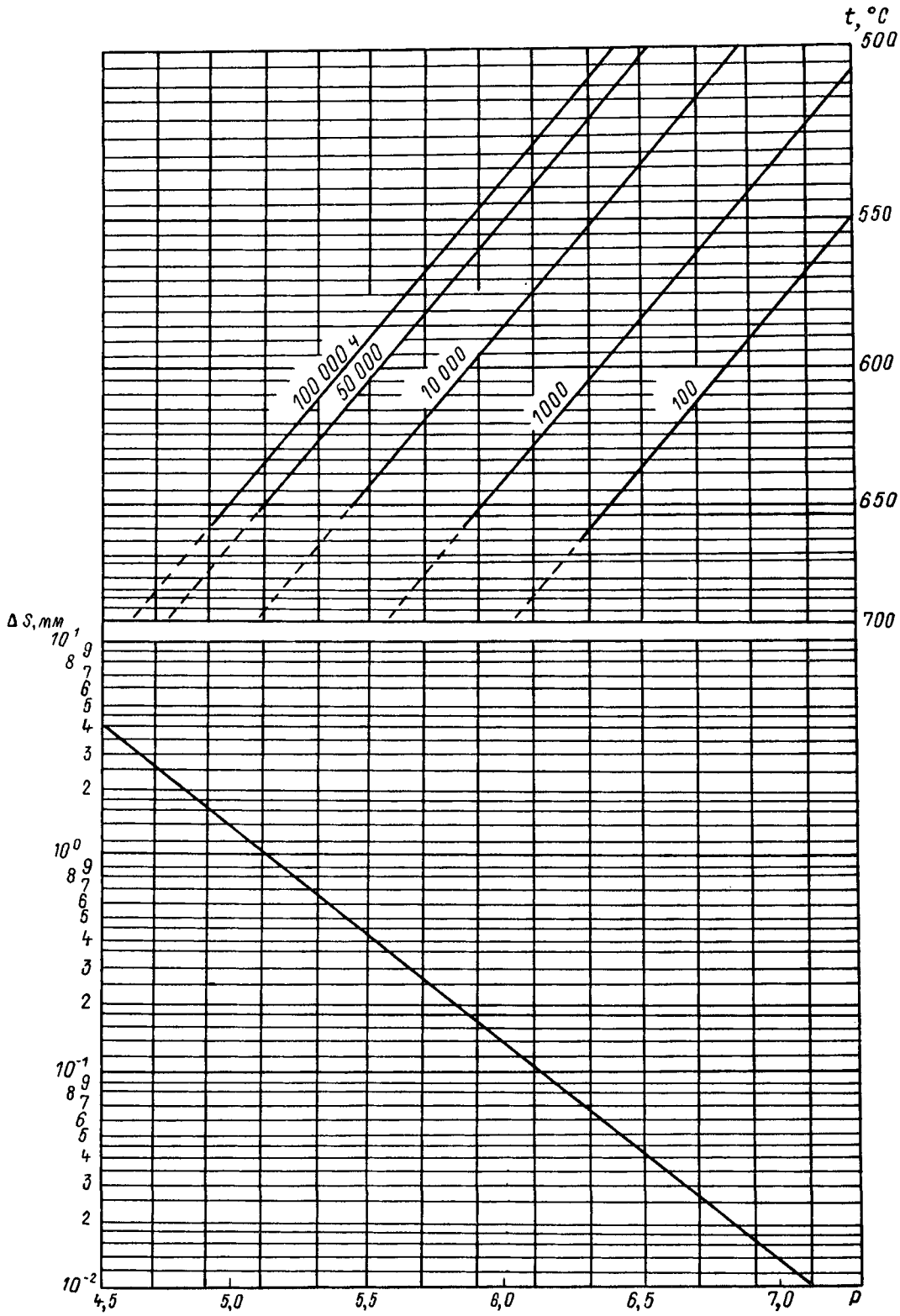
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х2МФСР в среде продуктов сгорания высокосернистого мазута



$$P = 4500\frac{1}{T} - (0{,}5 + 0{,}874 \cdot 10^{-4}\,T)\lg\tau$$

Черт. 16

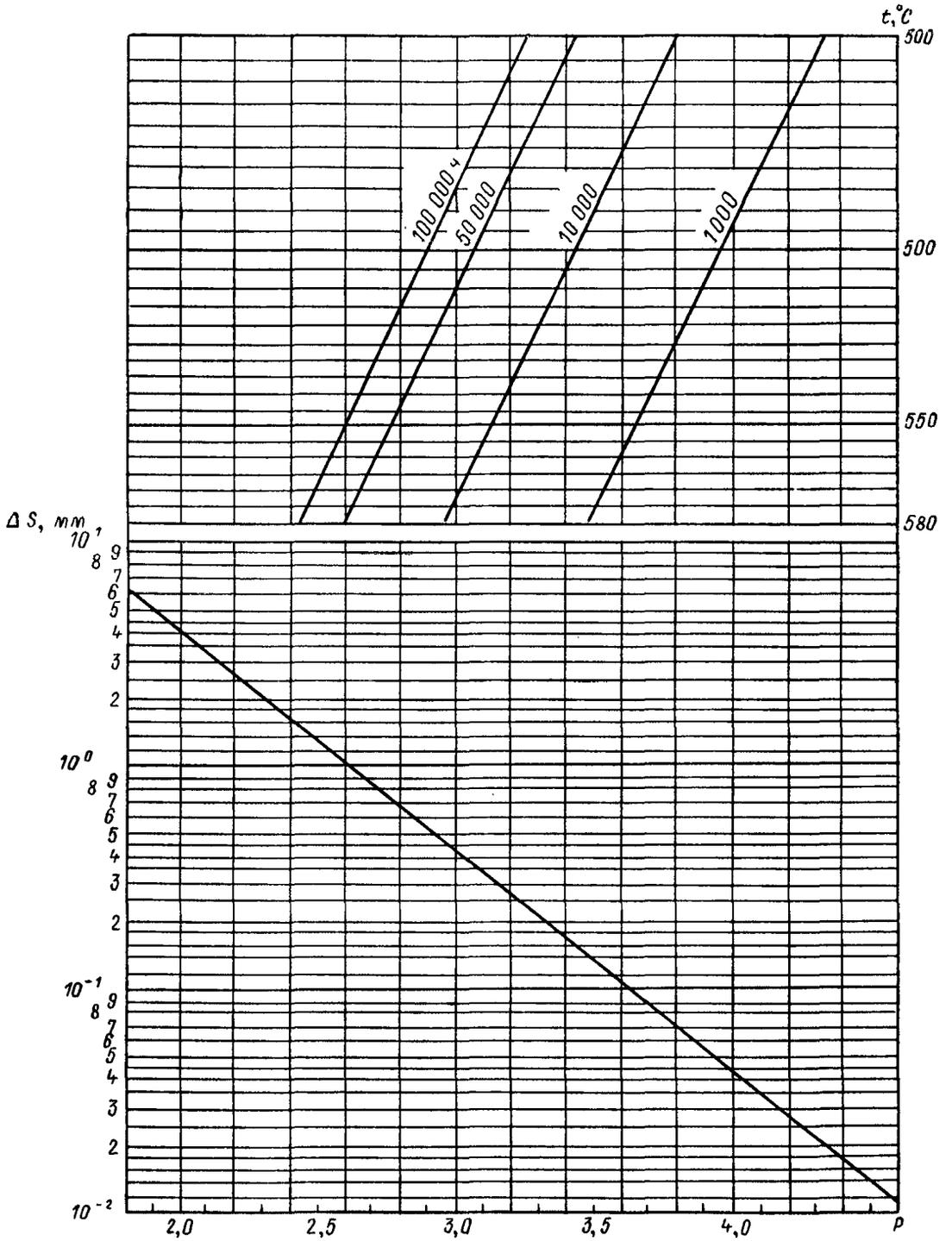
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х2МФСР в среде продуктов сгорания природного газа



$$P = 6800\frac{1}{T} - (0{,}5 - 0{,}283 \cdot 10^{-4} T)\lg \tau$$

Черт. 17

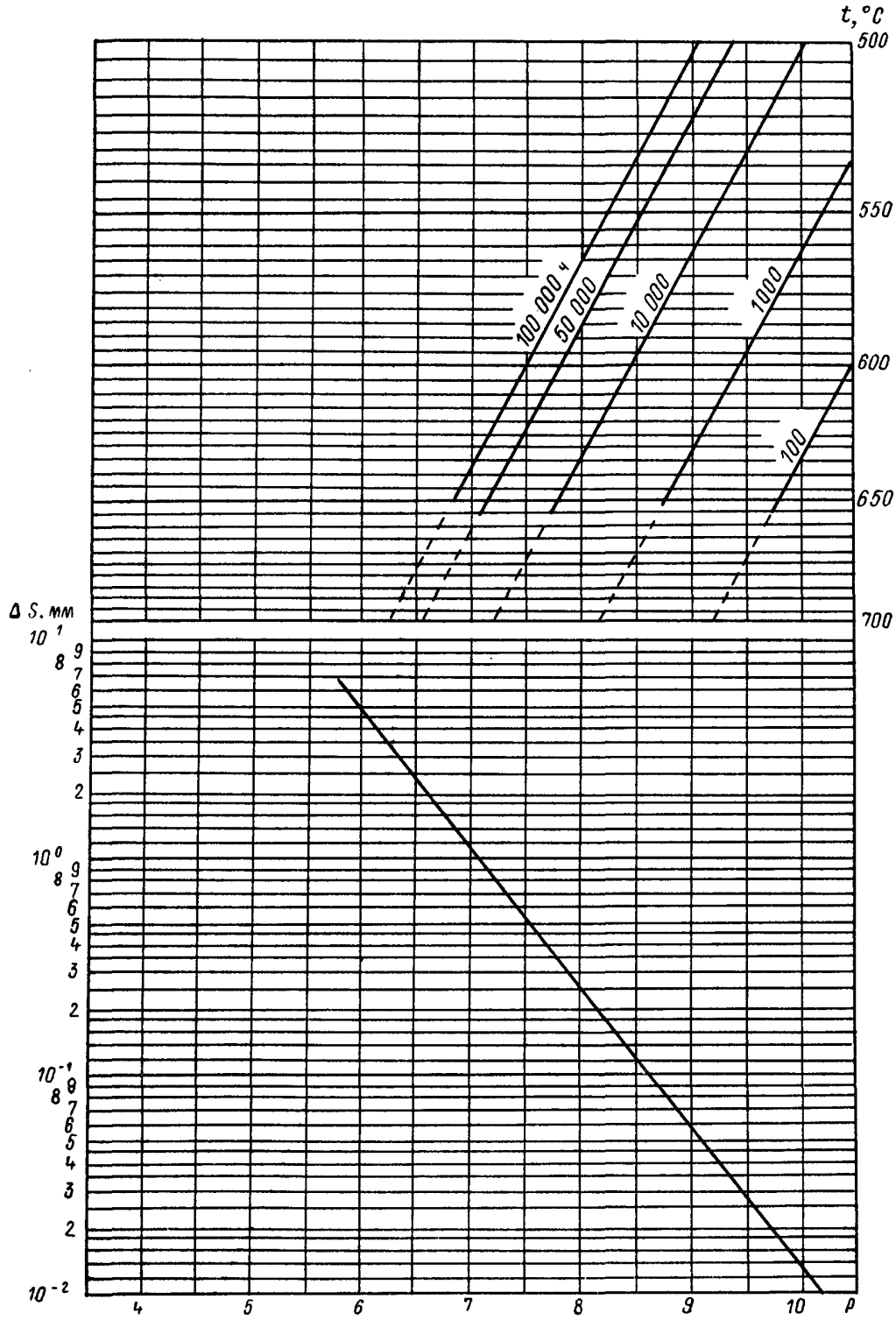
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х2МФСР в среде продуктов сгорания эстонского сланца



$$P = 4300\,\frac{1}{T} - (0{,}63 - 0{,}134 \cdot 10^{-3}\,T)\,\lg\tau$$

Черт. 18

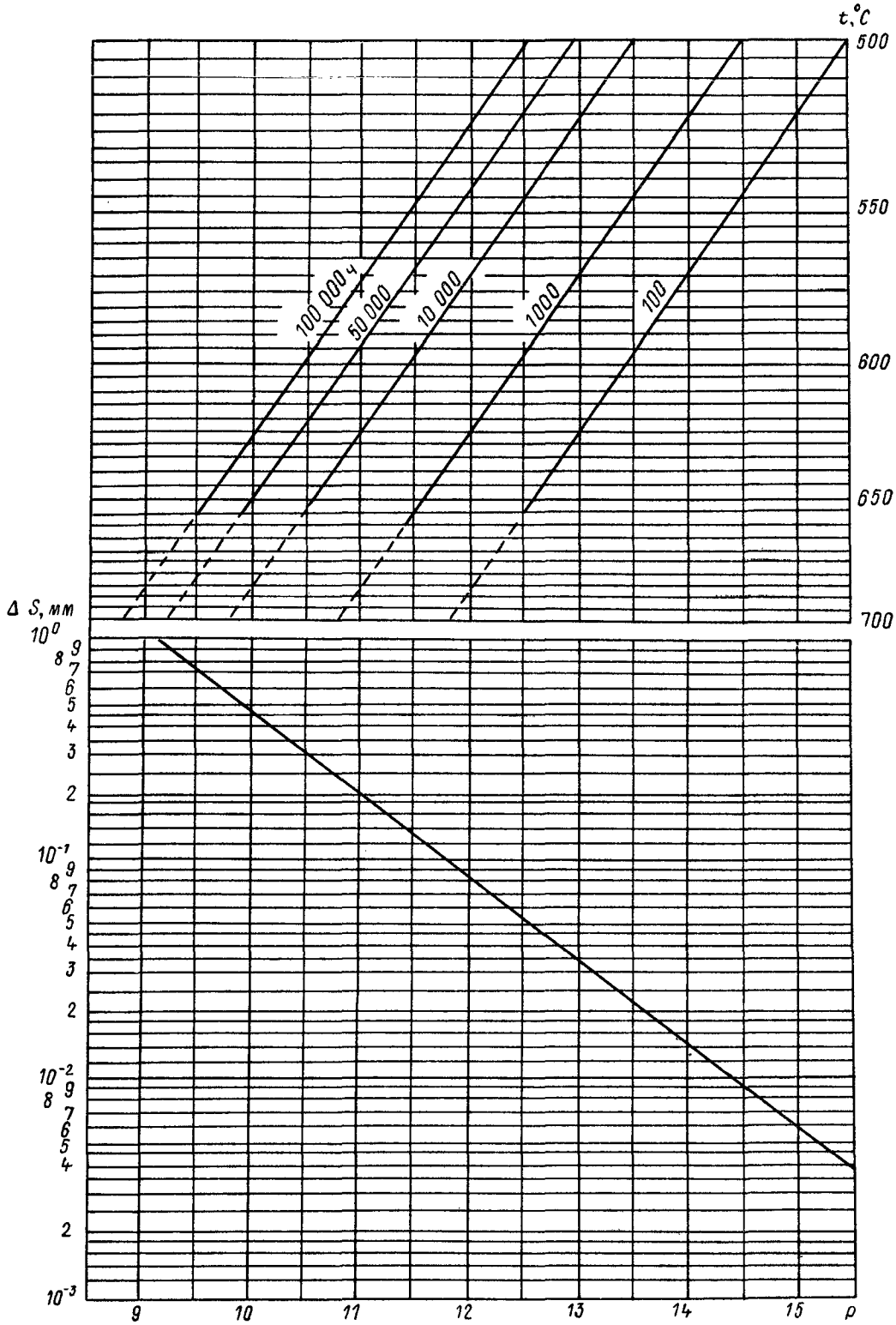
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х2МФБ (ЭИ531) в воздухе



$$P = \frac{10\,880}{T} - \lg \tau$$

Черт. 19

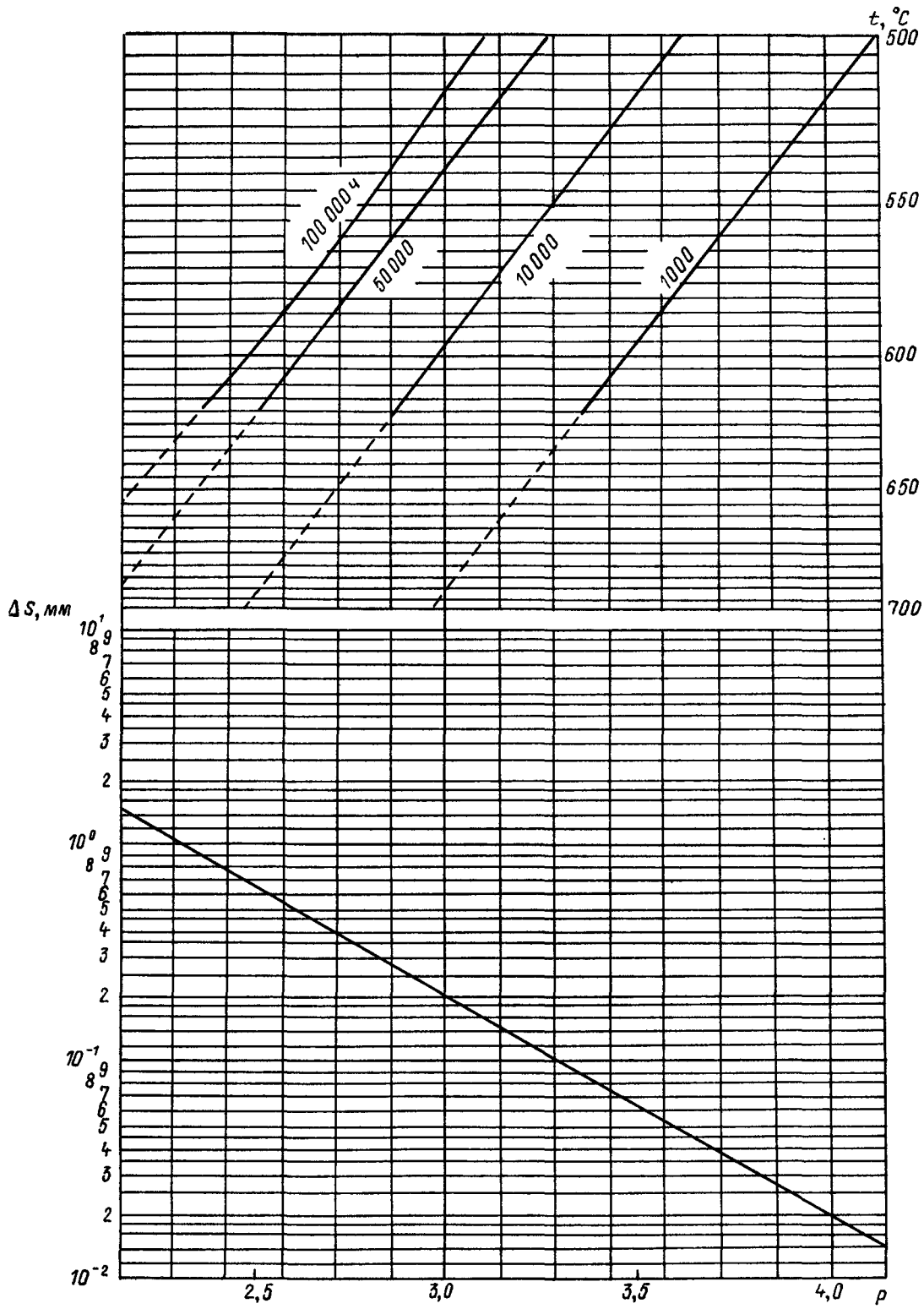
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х2МФБ (ЭИ531) в водяном паре



$$P = \frac{13\,500}{T} - \lg \tau$$

Черт. 20

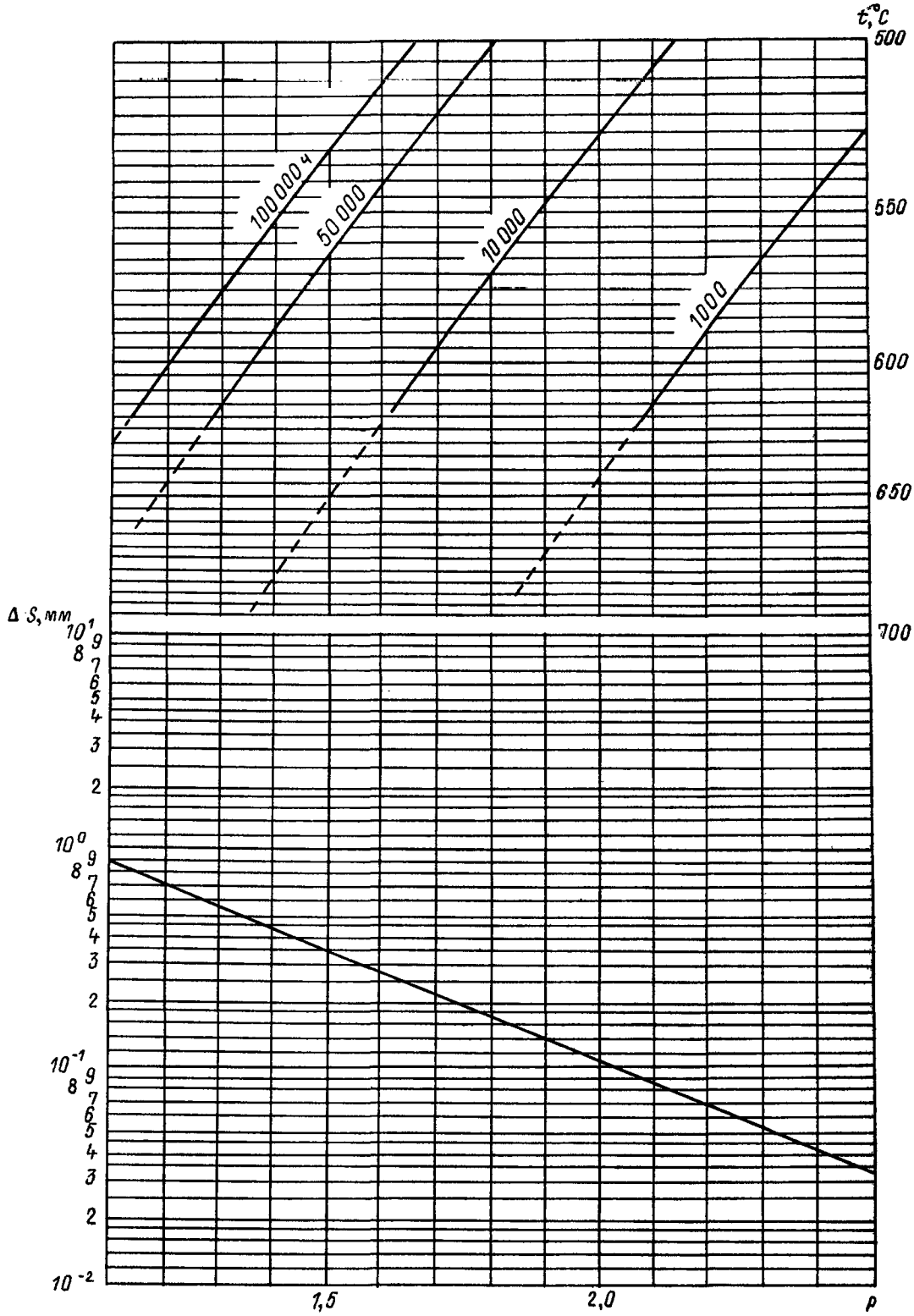
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х2МФБ (ЭИ531) в среде продуктов сгорания антрацитового штыба



$$P = 4350\frac{1}{T} - (0{,}50 + 0{,}626 \cdot 10^{-5}\,T)\lg\tau$$

Черт. 21

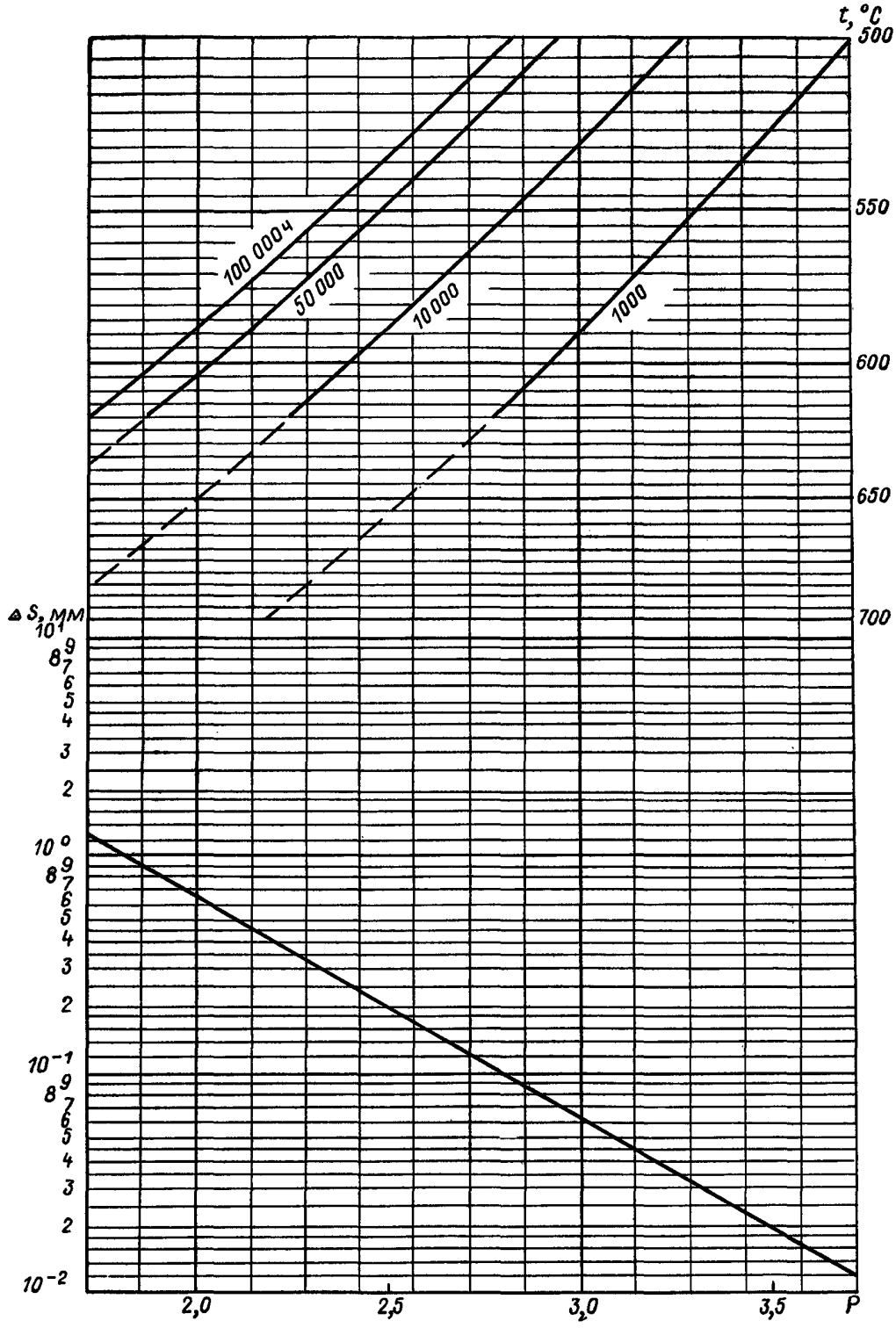
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х2МФБ (ЭИ531) в среде продуктов сгорания назаровского угля



$$P = 3150\,\frac{1}{T} - (0{,}50 - 0{,}281 \cdot 10^{-4}\,T)\,\lg\tau$$

Черт. 22

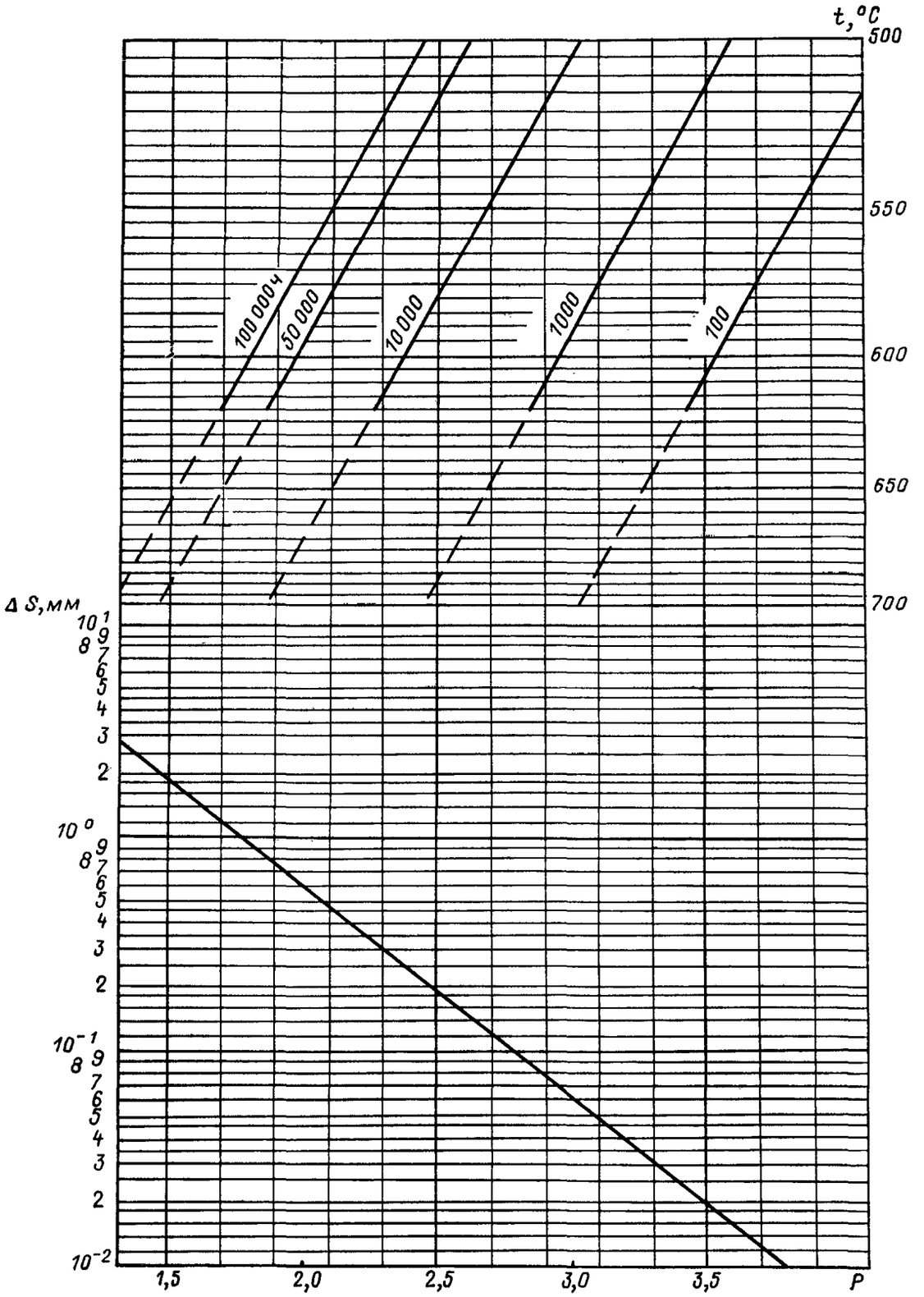
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х2МФБ (ЭИ531) в среде продуктов сгорания экибастузского угля



$$P = 3900\,\frac{1}{T} - (-0{,}12 + 0{,}722 \cdot 10^{-3}\,T)\,\lg\tau$$

Черт. 23

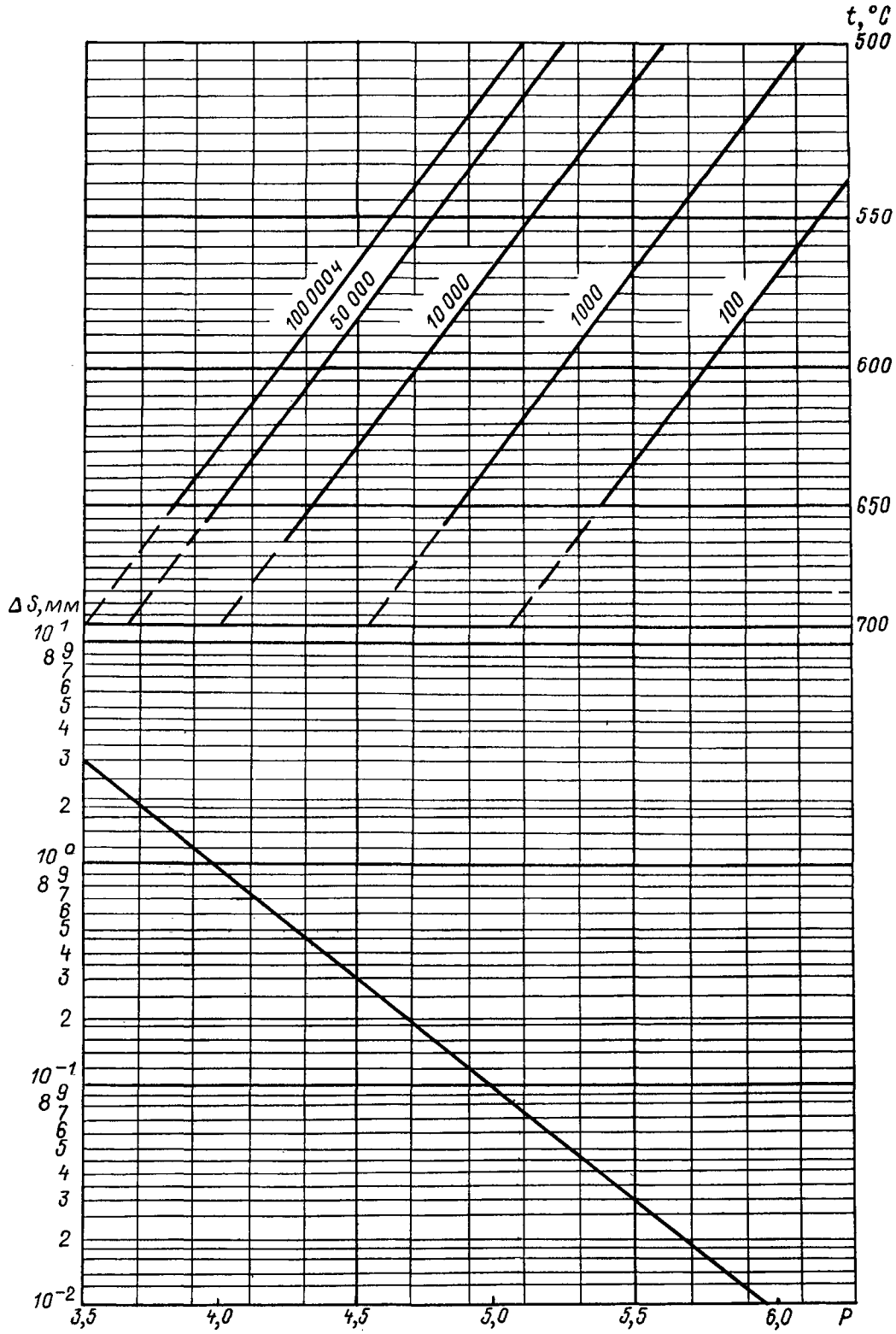
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х2МФБ в среде продуктов сгорания высокосернистого мазута



$$P = 4100\frac{1}{T} - (0{,}5 + 0{,}914 \cdot 10^{-4}\,T)\lg\tau$$

Черт. 24

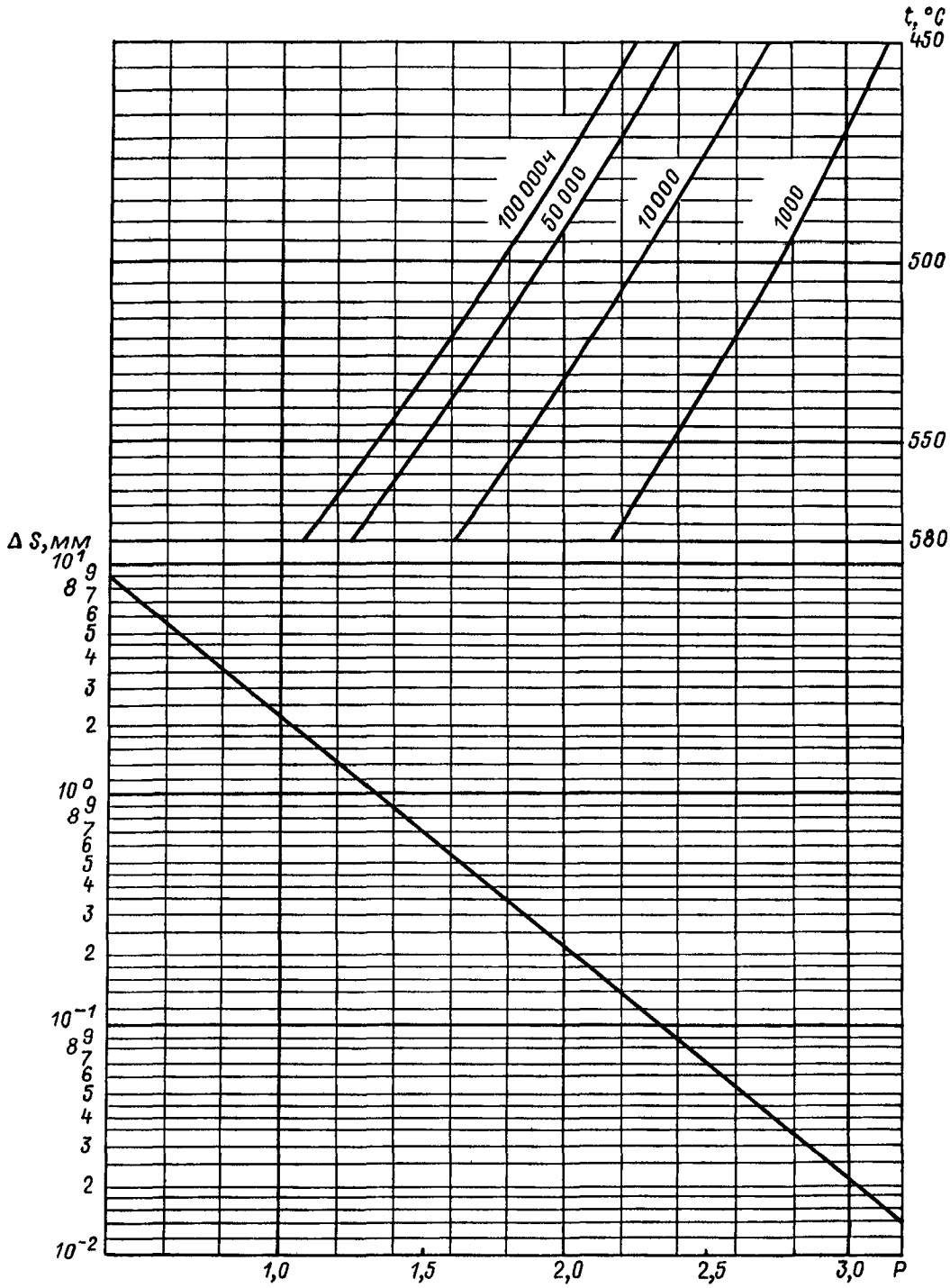
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х2МФБ в среде продуктов сгорания природного газа



$$P = 5950\frac{1}{T} - (0{,}5 + 0{,}209 \cdot 10^{-4}T)\lg\tau$$

Черт. 25

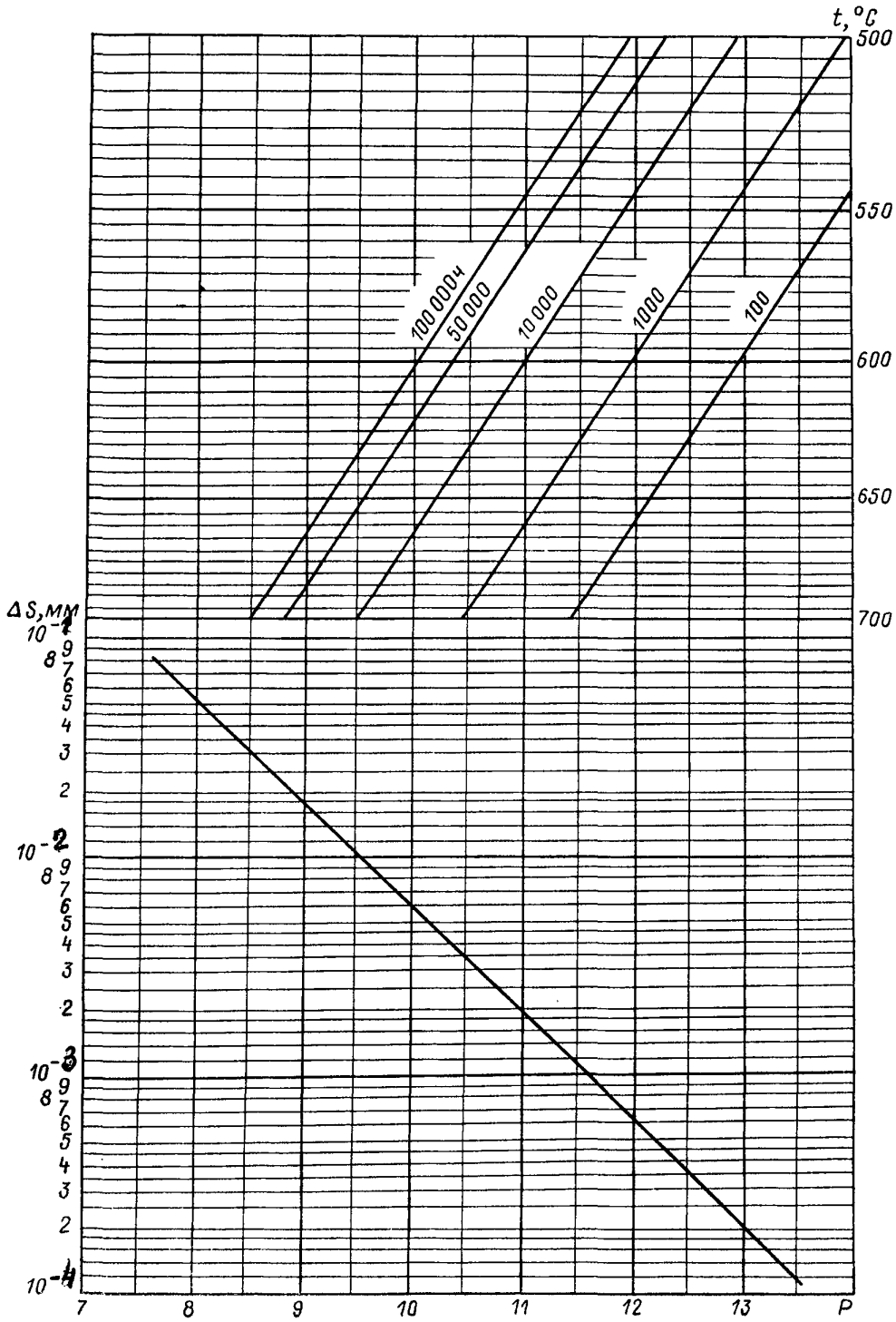
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х2МФБ (ЭИ531) в среде продуктов сгорания эстонского сланца



$$P = 3250\frac{1}{T} - (-0{,}10 + 0{,}762 \cdot 10^{-3} T)\lg\tau$$

Черт. 26

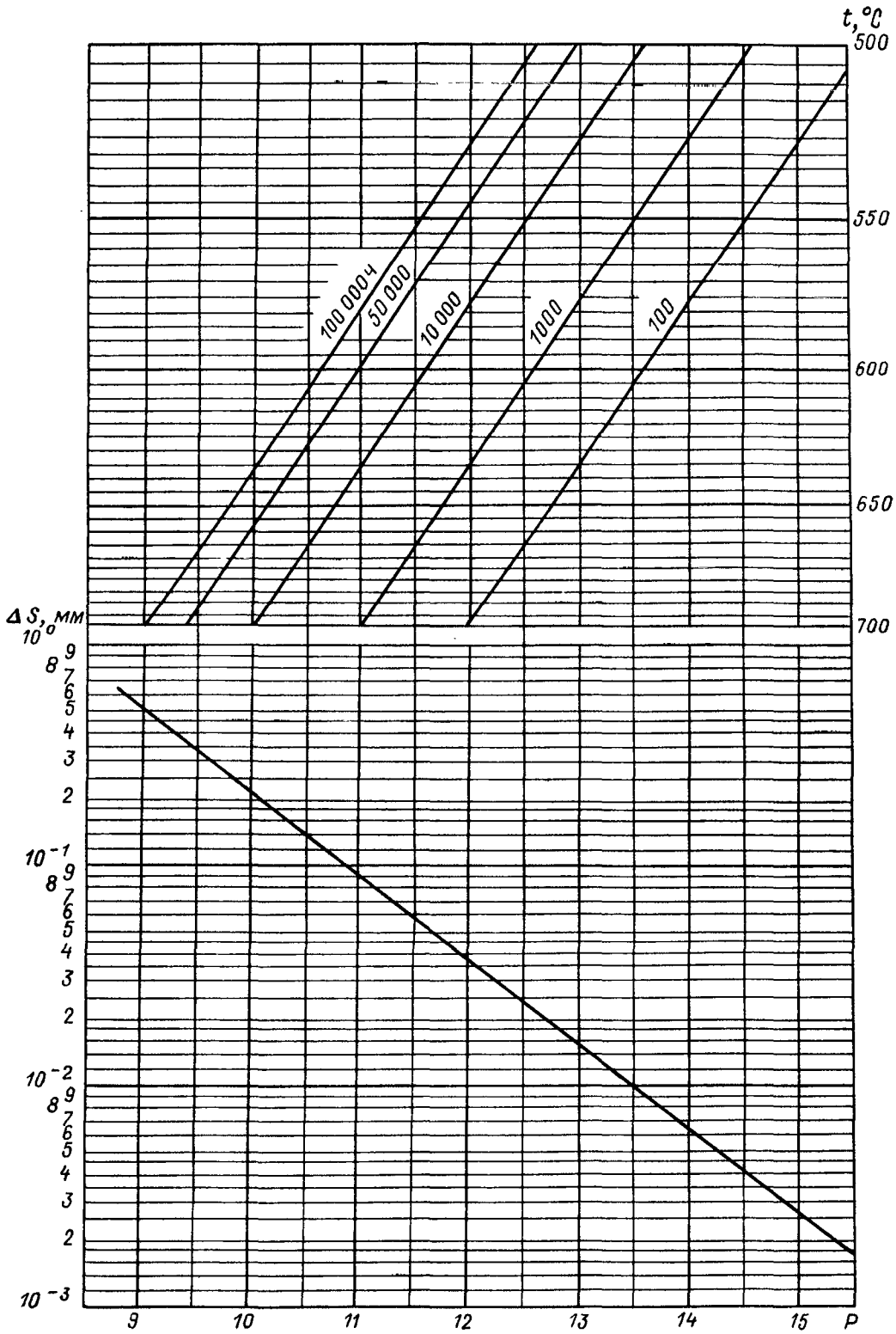
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 1Х12В2МФ (ЭИ756) в воздухе



$$P = \frac{13\,080}{T} - \lg \tau$$

Черт. 27

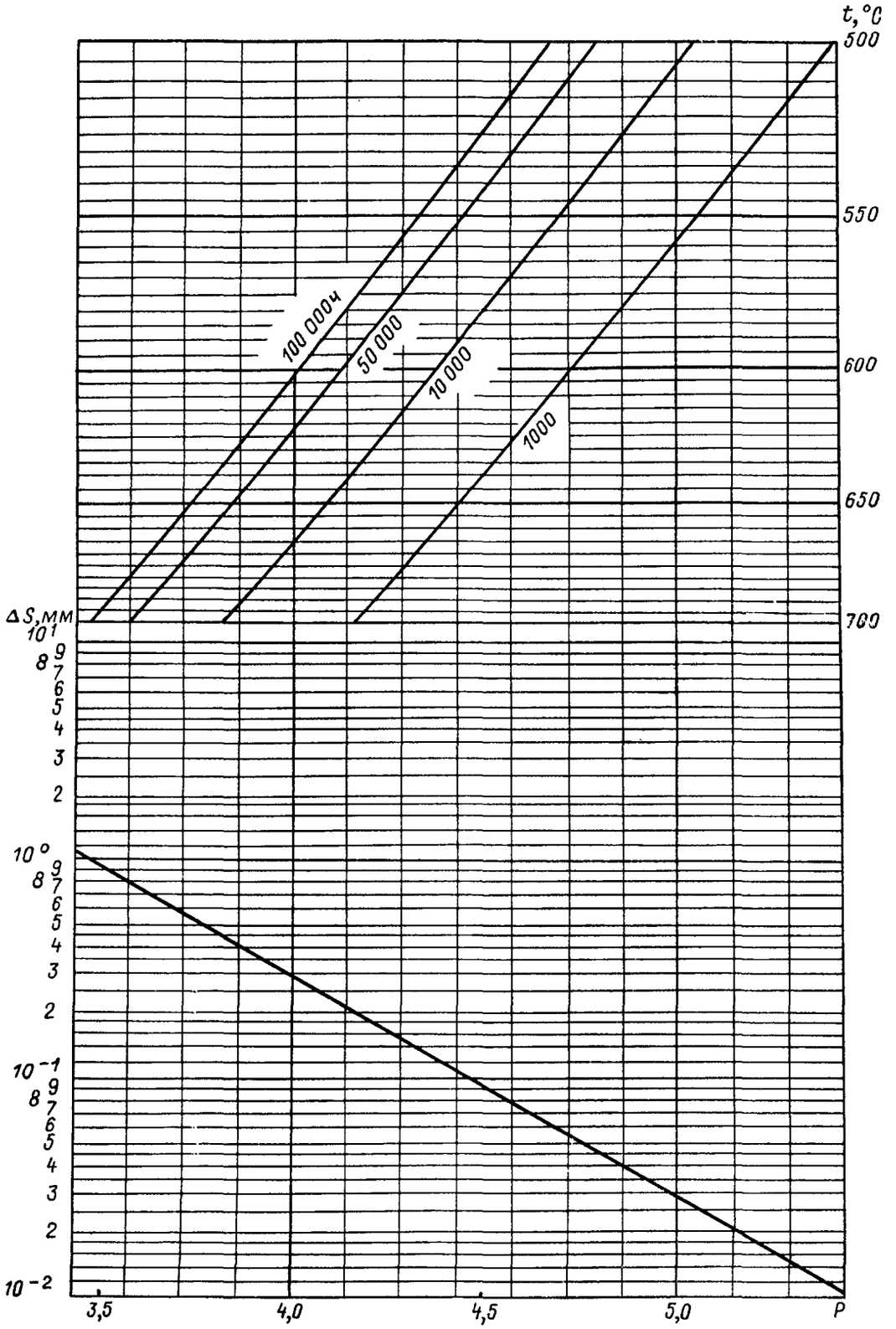
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 1Х12В2МФ (ЭИ756) в водяном паре



$$P = \frac{13\,600}{T} - \lg \tau$$

Черт. 28

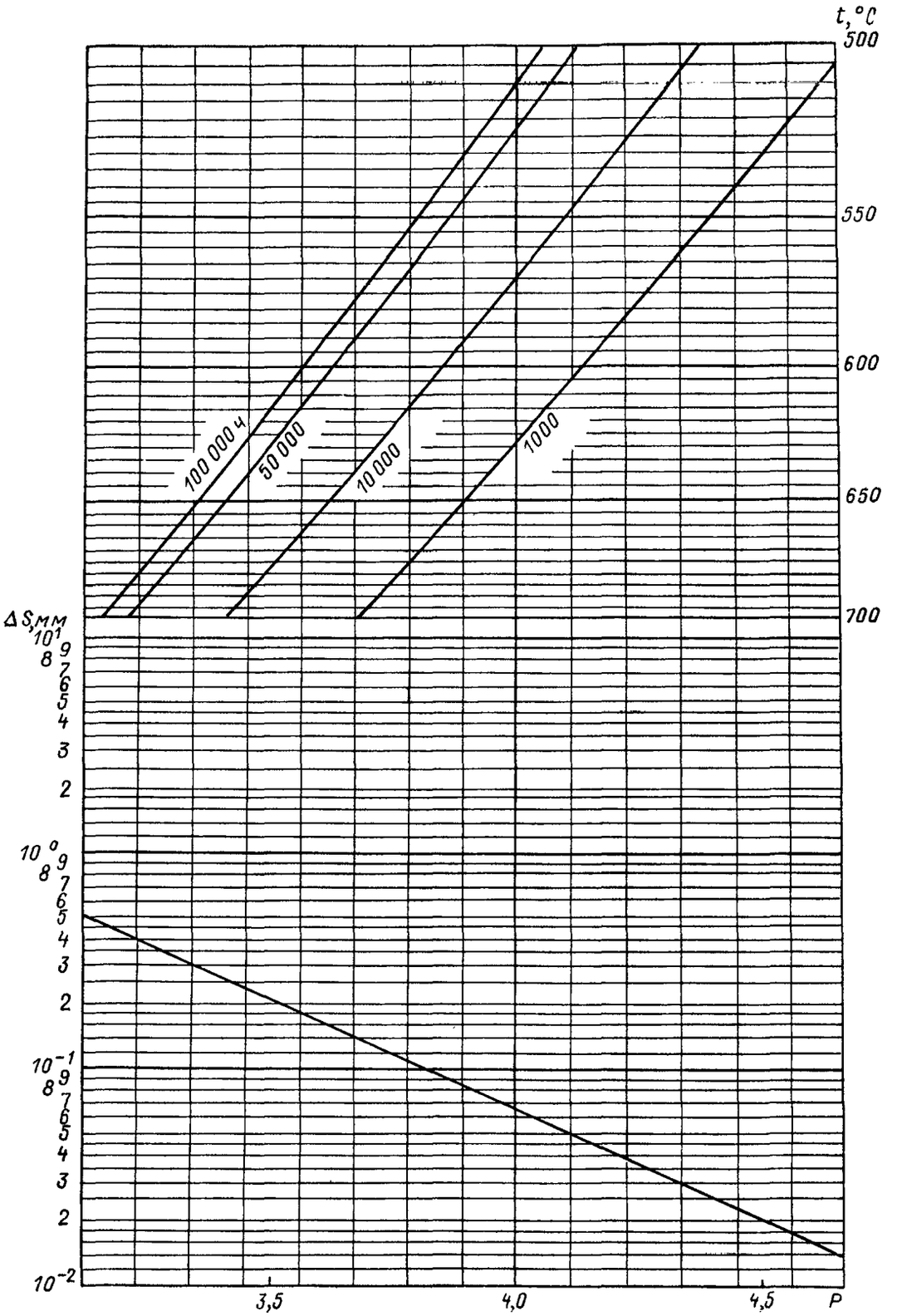
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 1Х12В2МФ (ЭИ756) в среде продуктов сгорания антрацитового штыба



$$P = 5050\frac{1}{T} - (0{,}50 - 0{,}160 \cdot 10^{-3}T)\lg\tau$$

Черт. 29

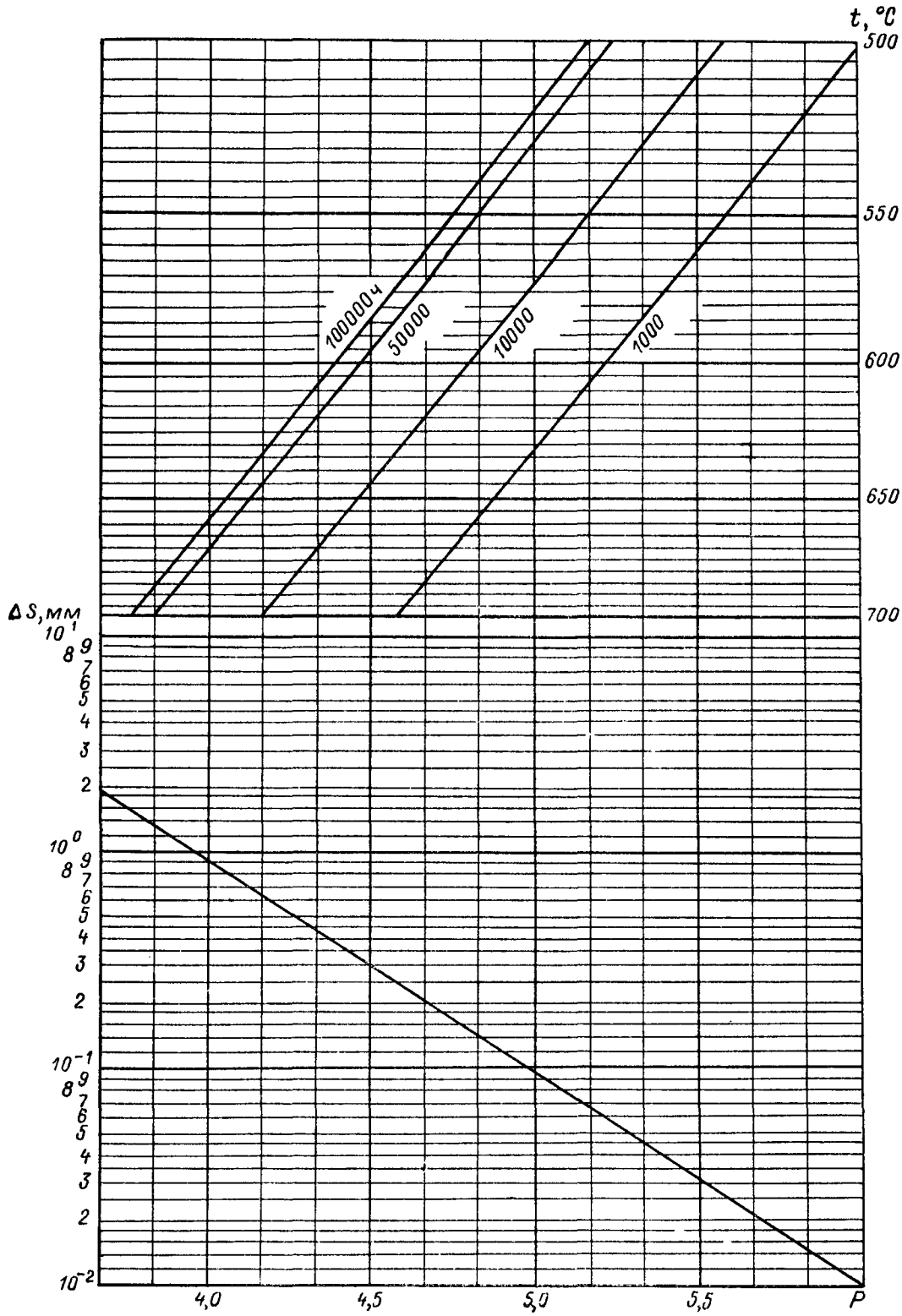
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 1Х12В2МФ (ЭИ756) в среде продуктов сгорания назаровского угля



$$P = 4350 - \frac{1}{T} - (0{,}50 - 0{,}240 \cdot 10^{-3} T) \lg \tau$$

Черт. 30

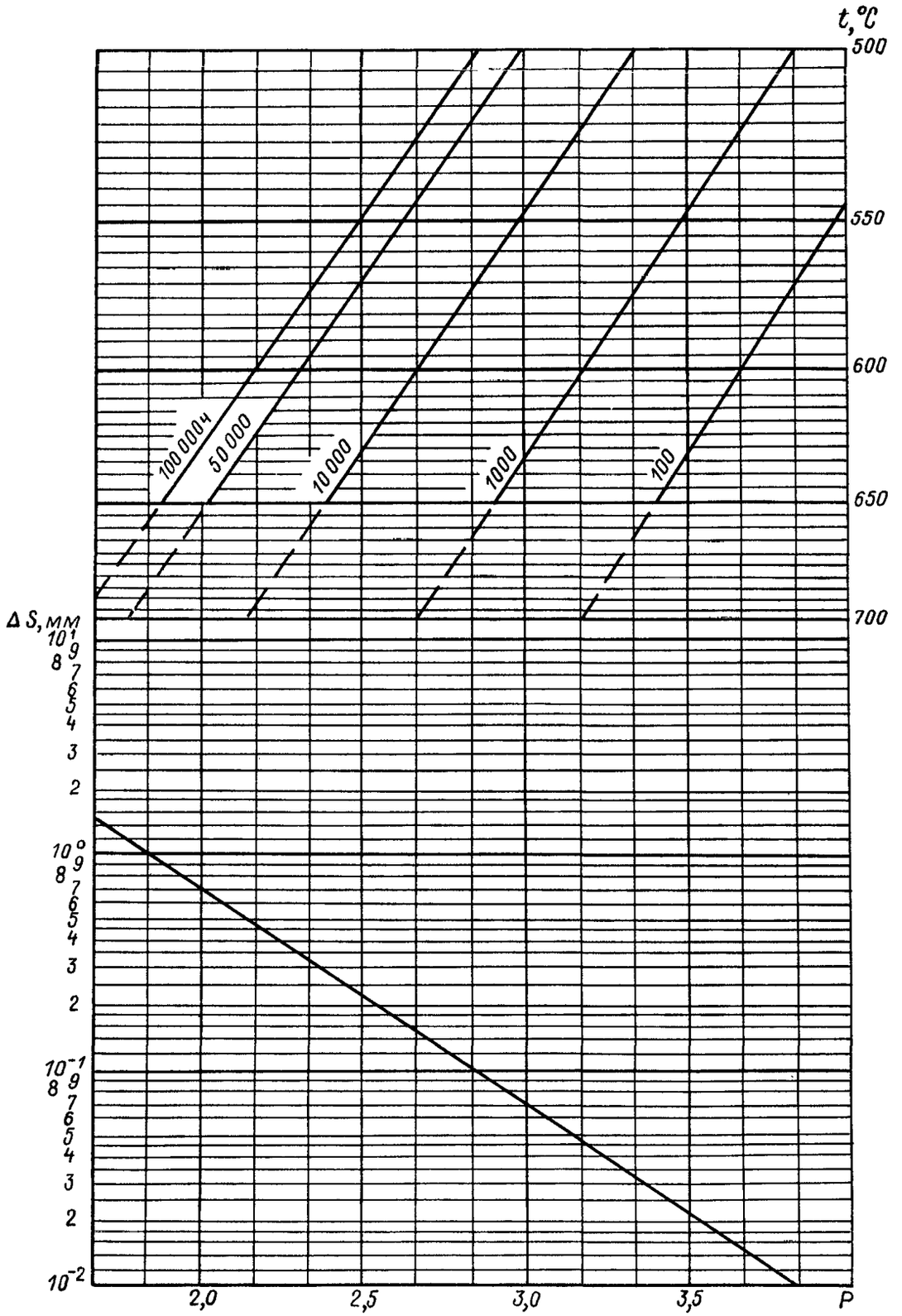
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 1Х12В2МФ (ЭИ756) в среде продуктов сгорания экибастузского угля



$$P = 5600\frac{1}{T} - (0{,}50 - 0{,}956 \cdot 10^{-4} T) \lg \tau$$

Черт. 31

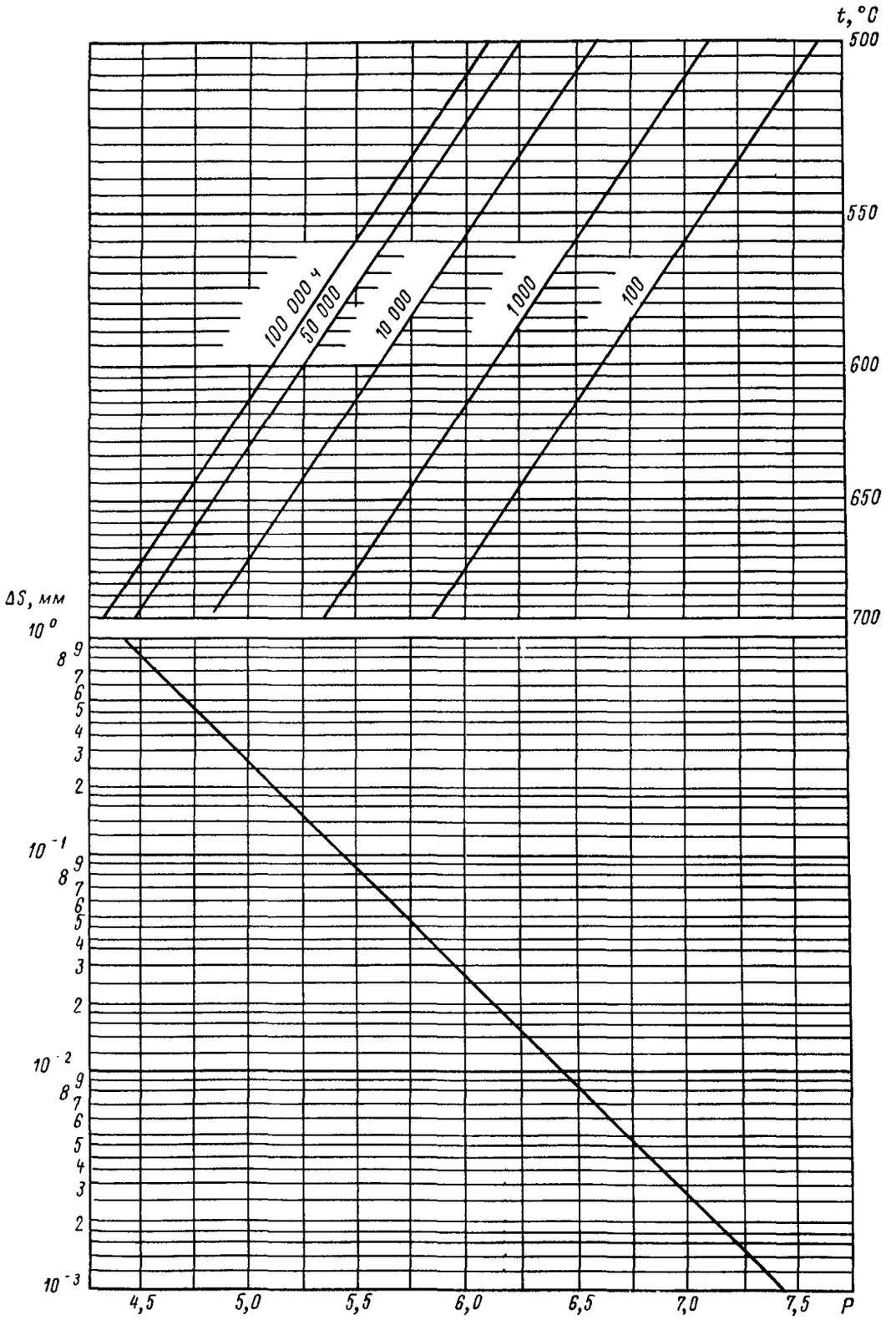
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 1Х12В2МФ (ЭИ756) в среде продуктов сгорания высокосернистого мазута



$$P = 4100\frac{1}{T} - (0{,}4 + 0{,}118\cdot 10^{-3}T)\lg\tau$$

Черт. 32

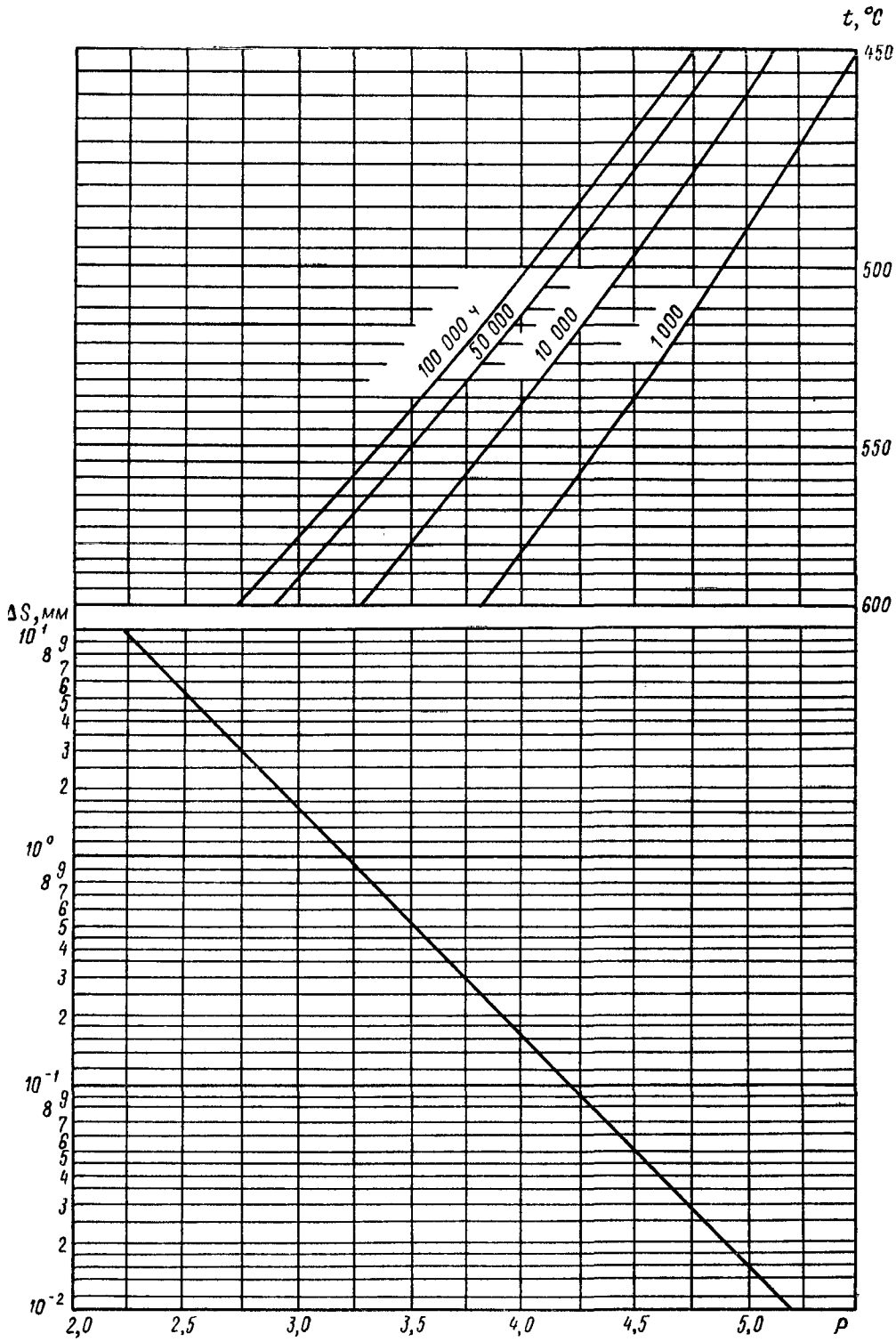
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 1Х12В2МФ (ЭИ756) в среде продуктов сгорания природного газа



$$P = 6700 \frac{1}{T} - (0{,}5 + 0{,}102 \cdot 10^{-4} T) \lg \tau$$

Черт. 33

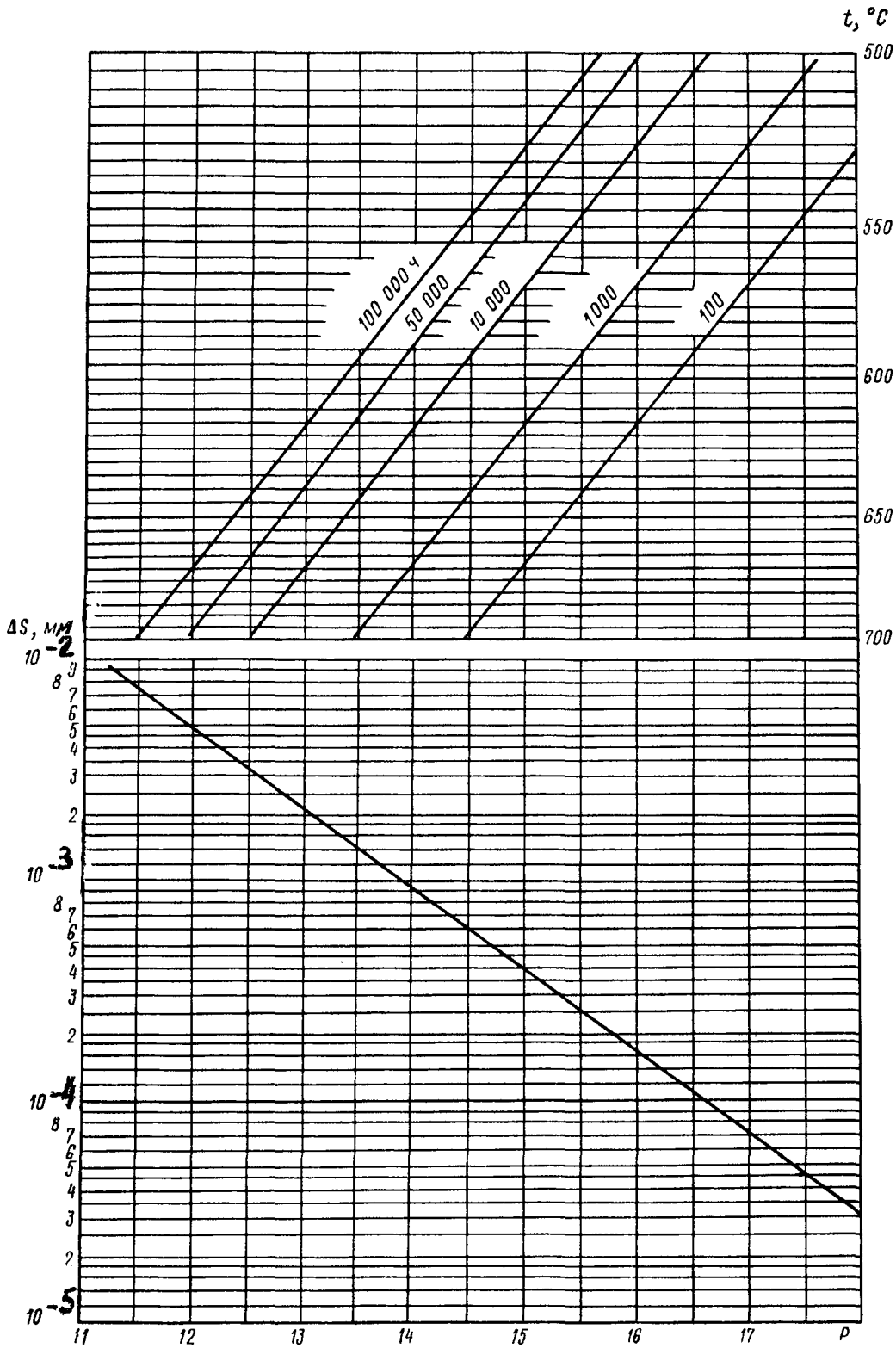
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 1Х12В2МФ (ЭИ756) в среде продуктов сгорания эстонского сланца



$$P = 4800\frac{1}{T} - (-0{,}48 + 0{,}119\cdot 10^{-2}\,T)\lg\tau$$

Черт. 34

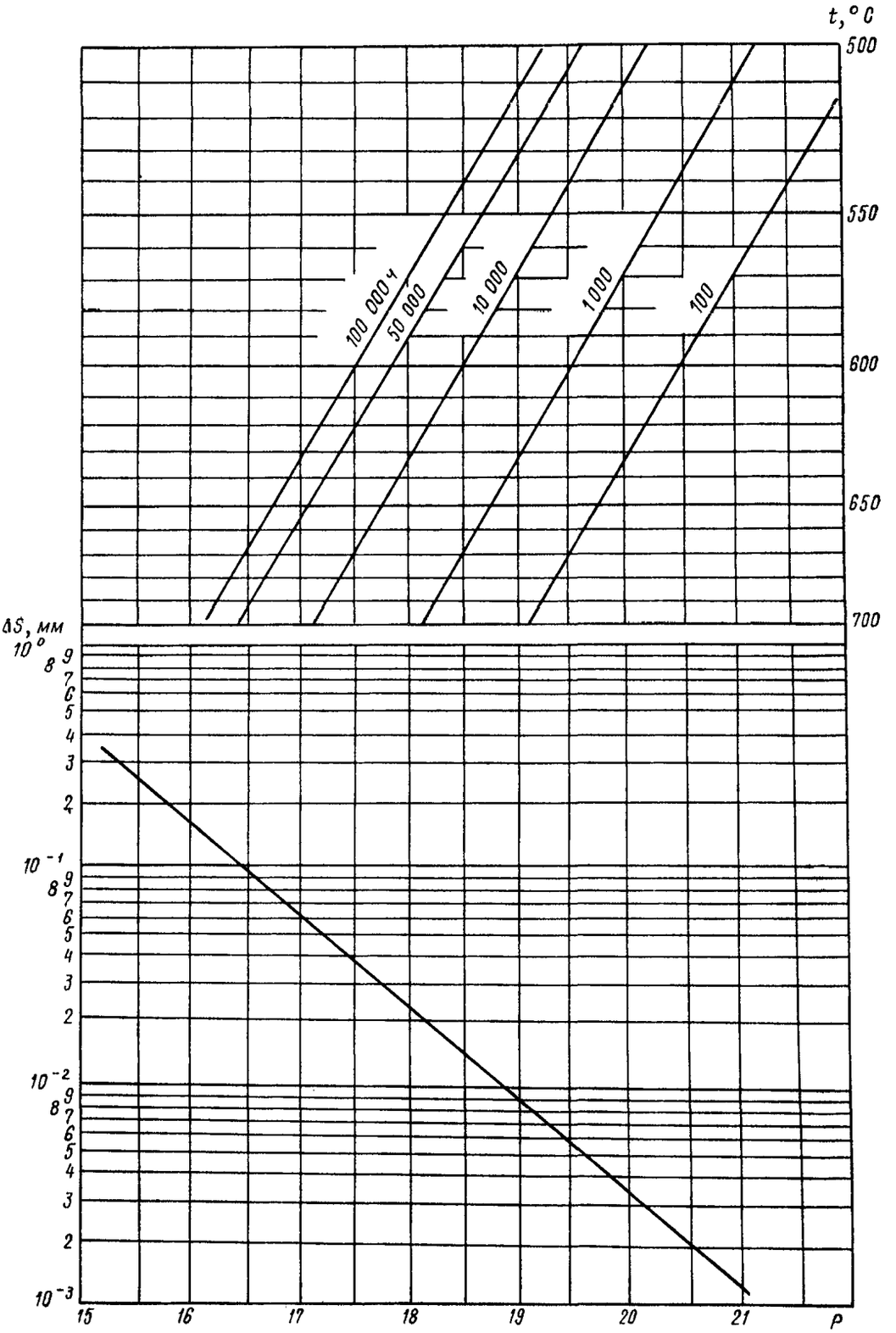
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х18Н12Т в воздухе



$$P = \frac{16\,000}{T} - \lg \tau$$

Черт. 35

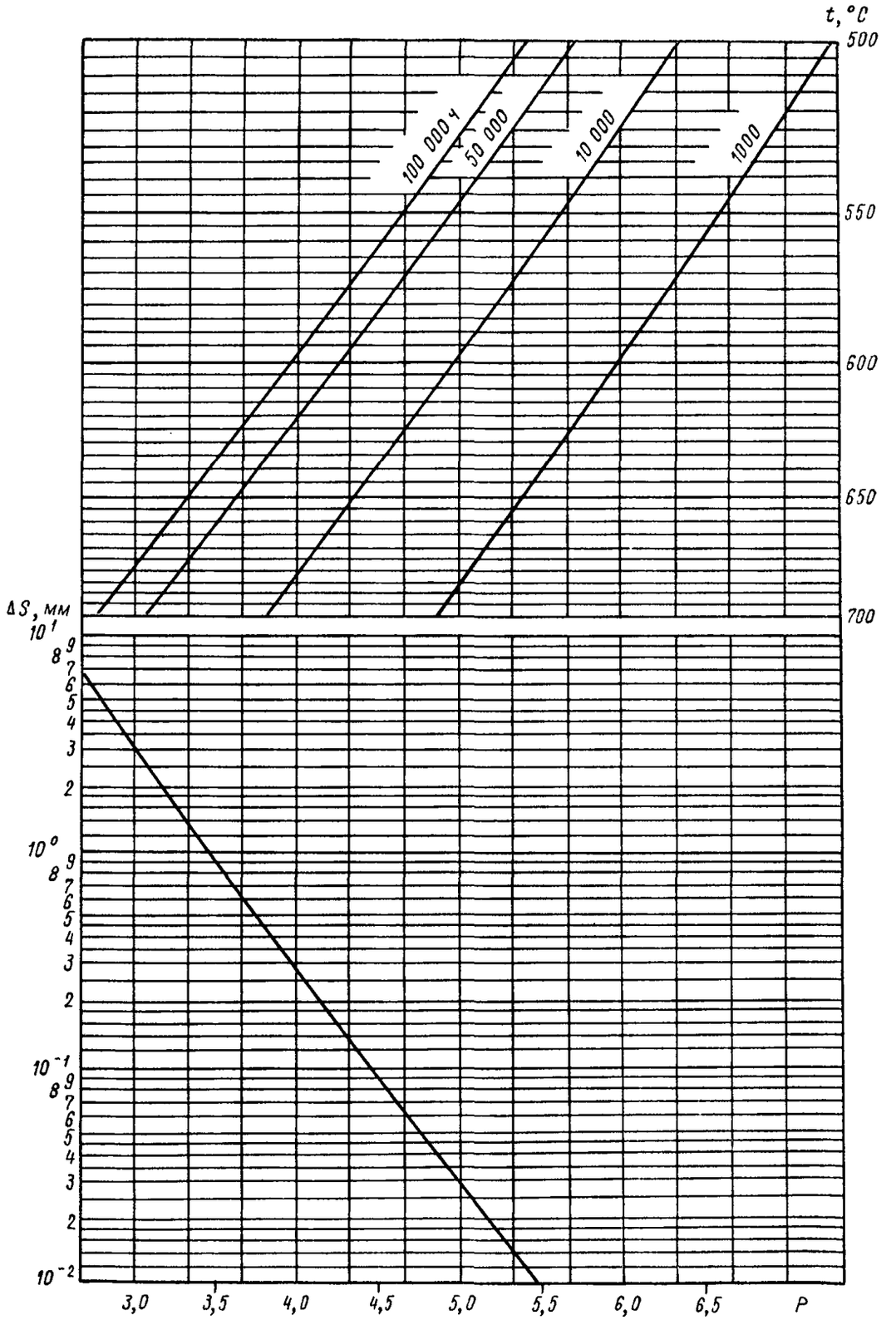
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х18Н12Т в водяном паре



$$P = \frac{9000}{T} - \lg \tau$$

Черт. 36

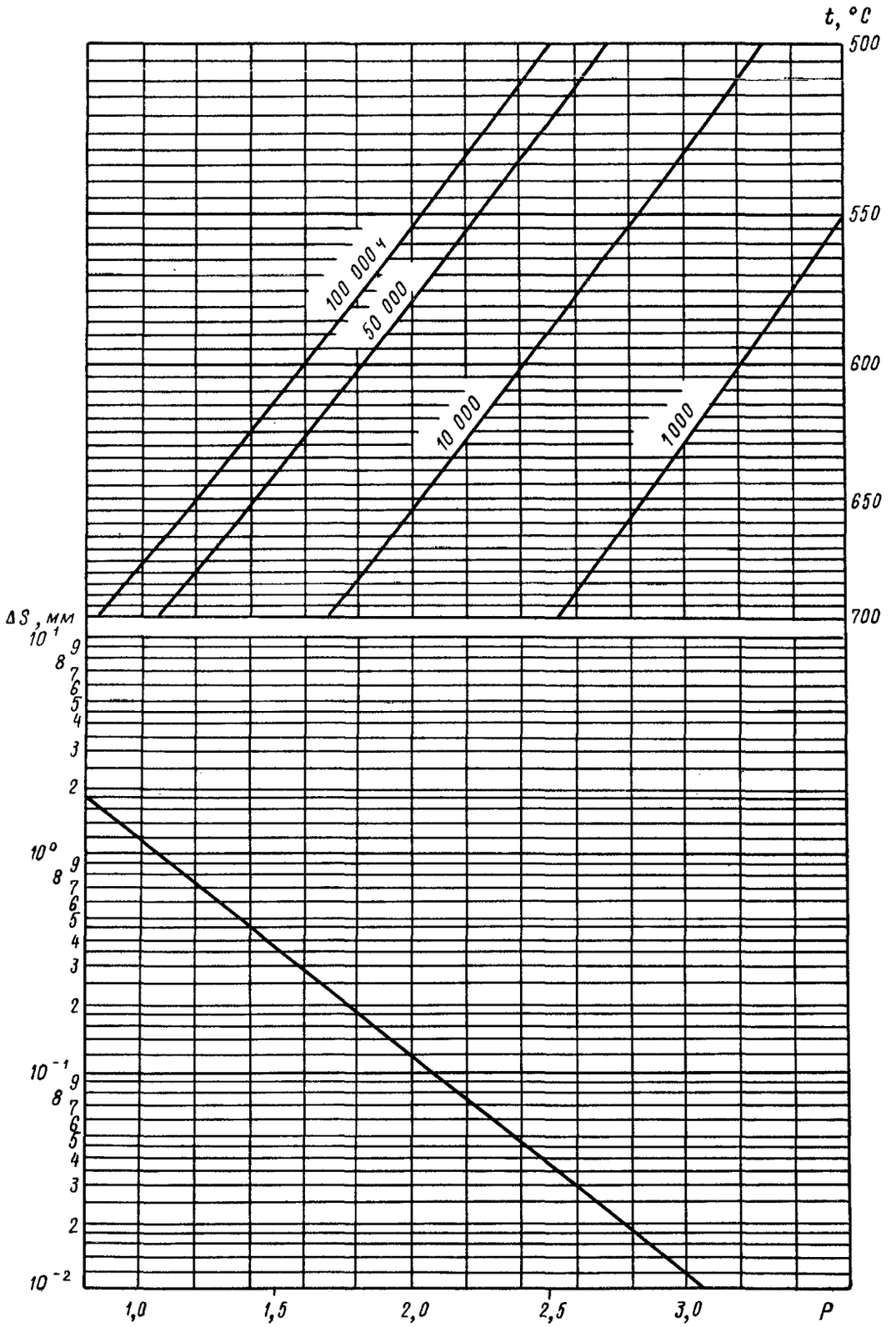
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х18Н12Т в среде продуктов сгорания антрацитового штыба



$$P = 7850\,\frac{1}{T} - (0{,}50 + 0{,}576 \cdot 10^{-3}\,T)\,\lg\tau$$

Черт. 37

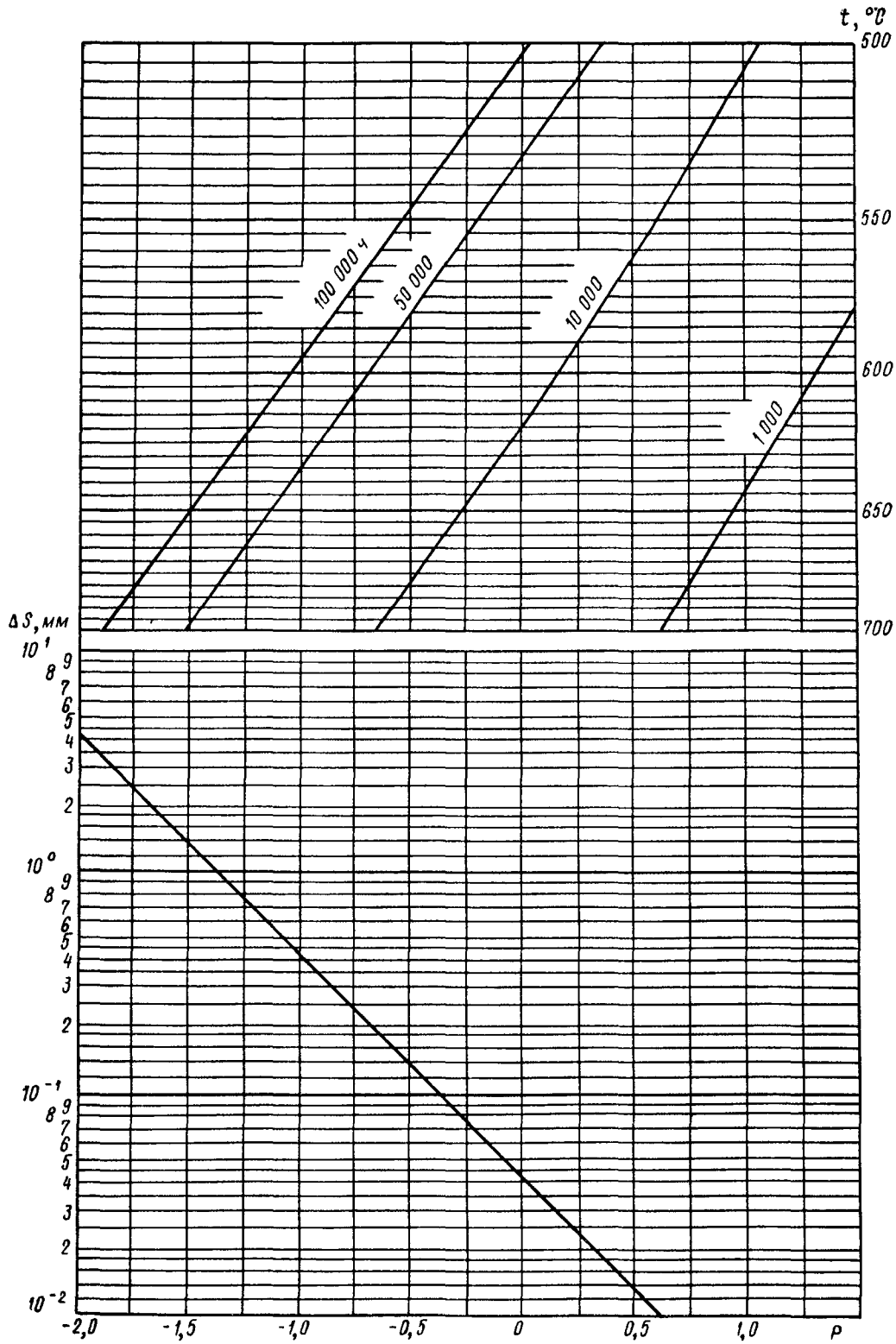
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х18Н12Т в среде продуктов сгорания назаровского угля



$$P = 4950\,\frac{1}{T} - (0{,}50 + 0{,}354 \cdot 10^{-3}\,T)\,\lg\tau$$

Черт. 38

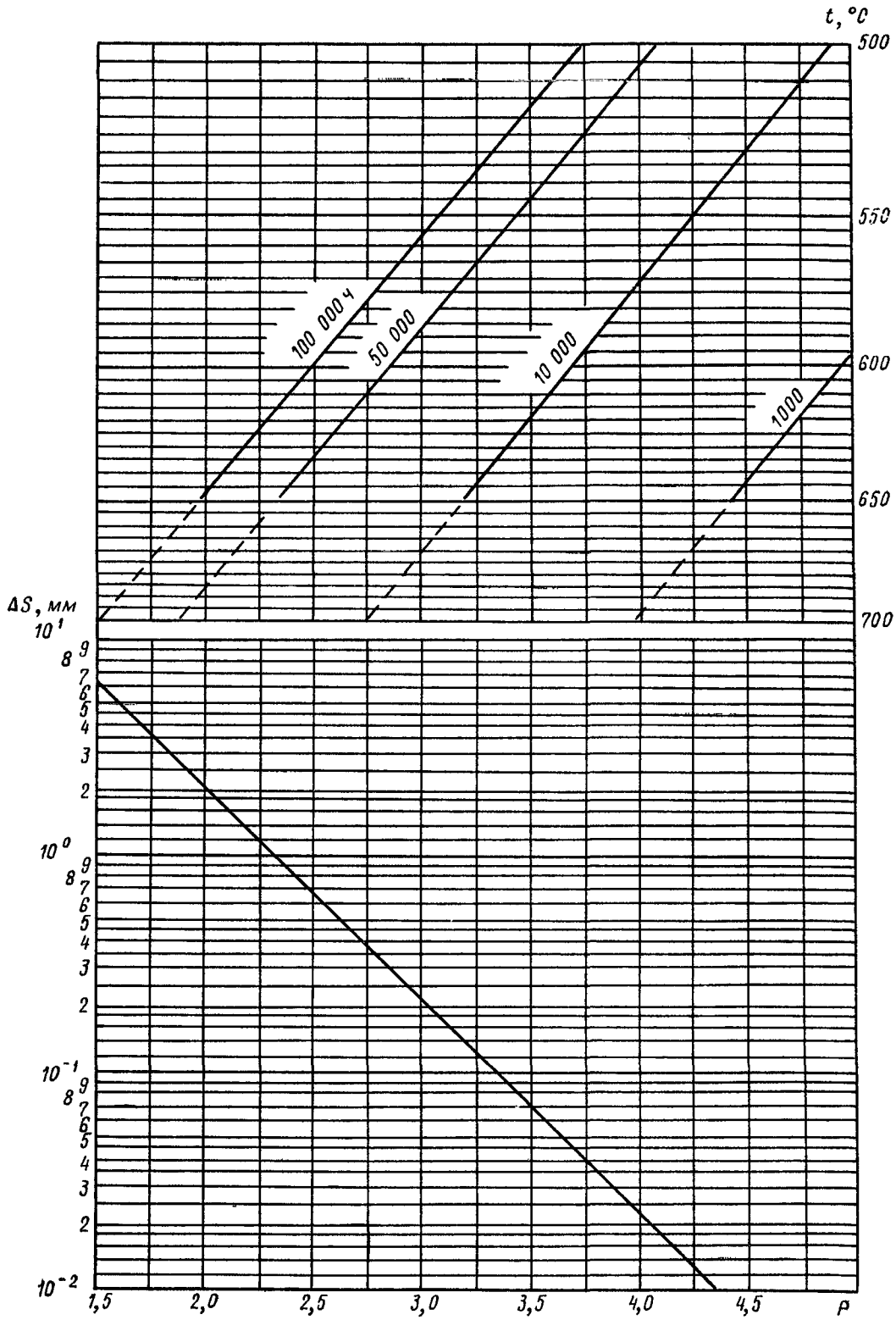
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х18Н12Т в среде продуктов сгорания экибастузского угля



$$P = 4200\frac{1}{T} - (0{,}50 + 0{,}765 \cdot 10^{-3} T)\lg\tau$$

Черт. 39

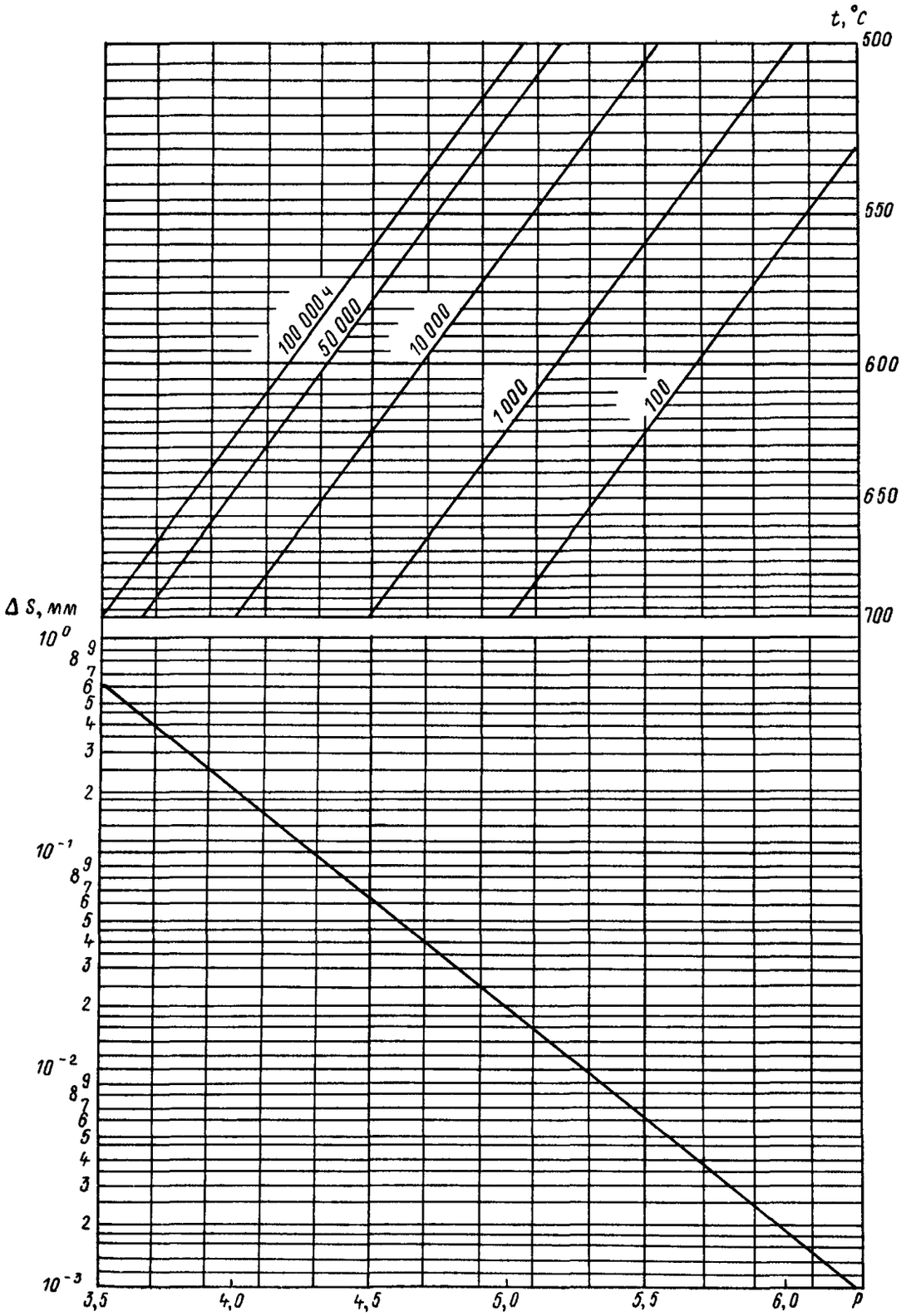
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х18Н12Т в среде продуктов сгорания высокосернистого мазута



$$P = 7450\frac{1}{T} - (1{,}0 + 0{,}234 \cdot 10^{-3}\,T)\lg\tau$$

Черт. 40

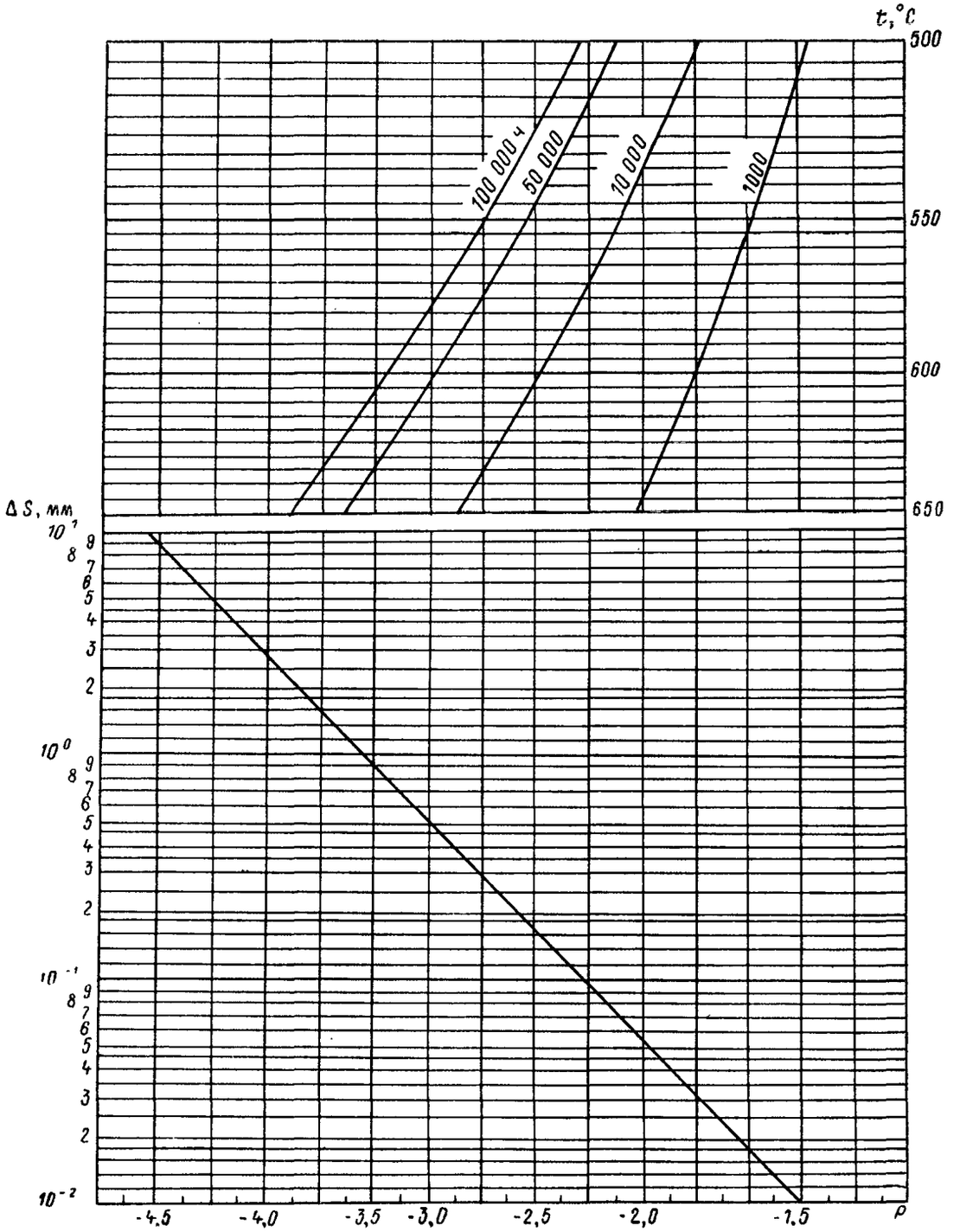
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 12Х18Н12Т в среде продуктов сгорания природного газа



$$P = 5850\frac{1}{T} - (0{,}5 + 0{,}167 \cdot 10^{-5}\,T)\lg\tau$$

Черт. 41

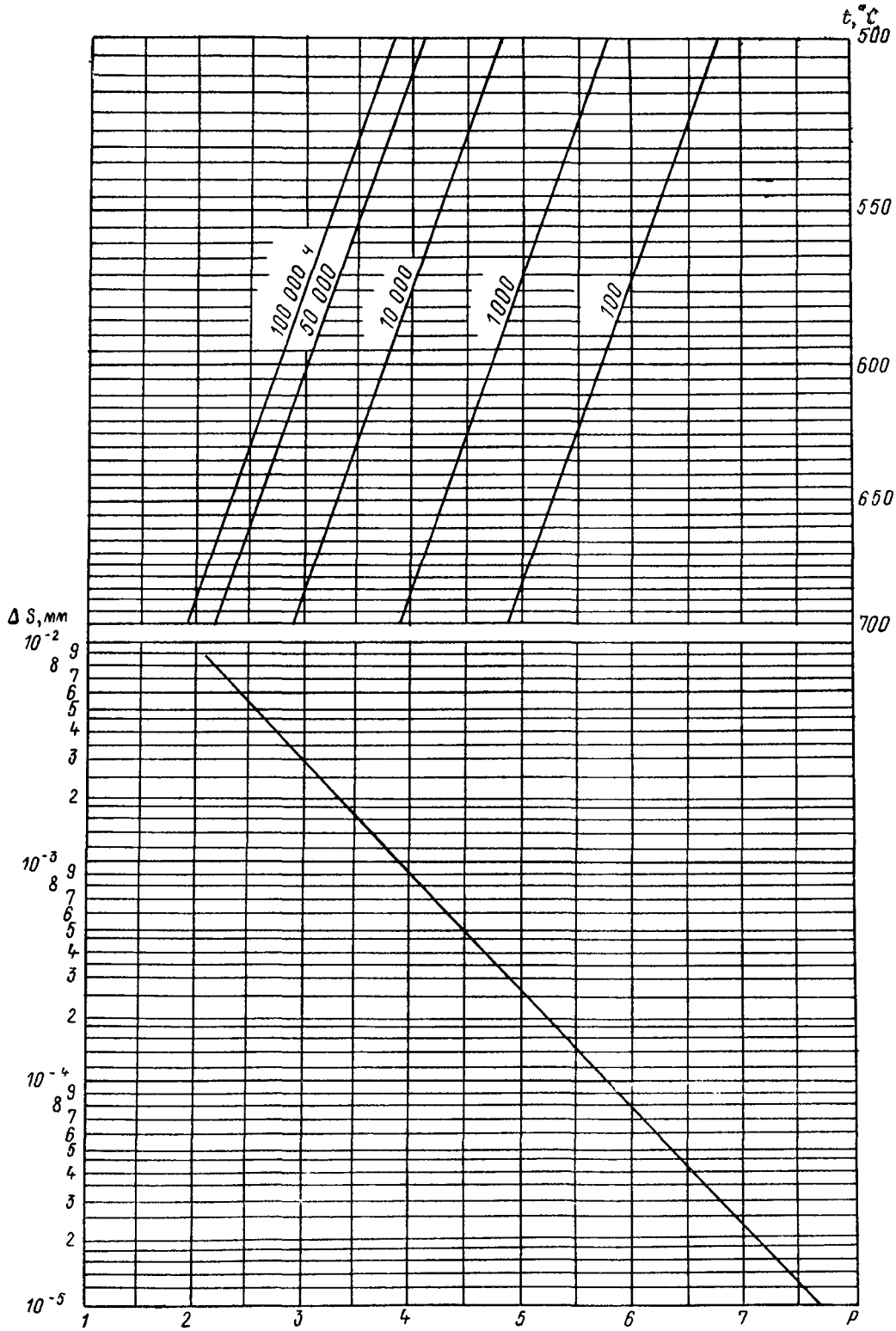
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки Х18Н12Т в среде продуктов сгорания эстонского сланца



$$P = 120\,\frac{1}{T} - (-0{,}83 + 0{,}177 \cdot 10^{-2}\,T)\,\lg\tau$$

Черт. 42

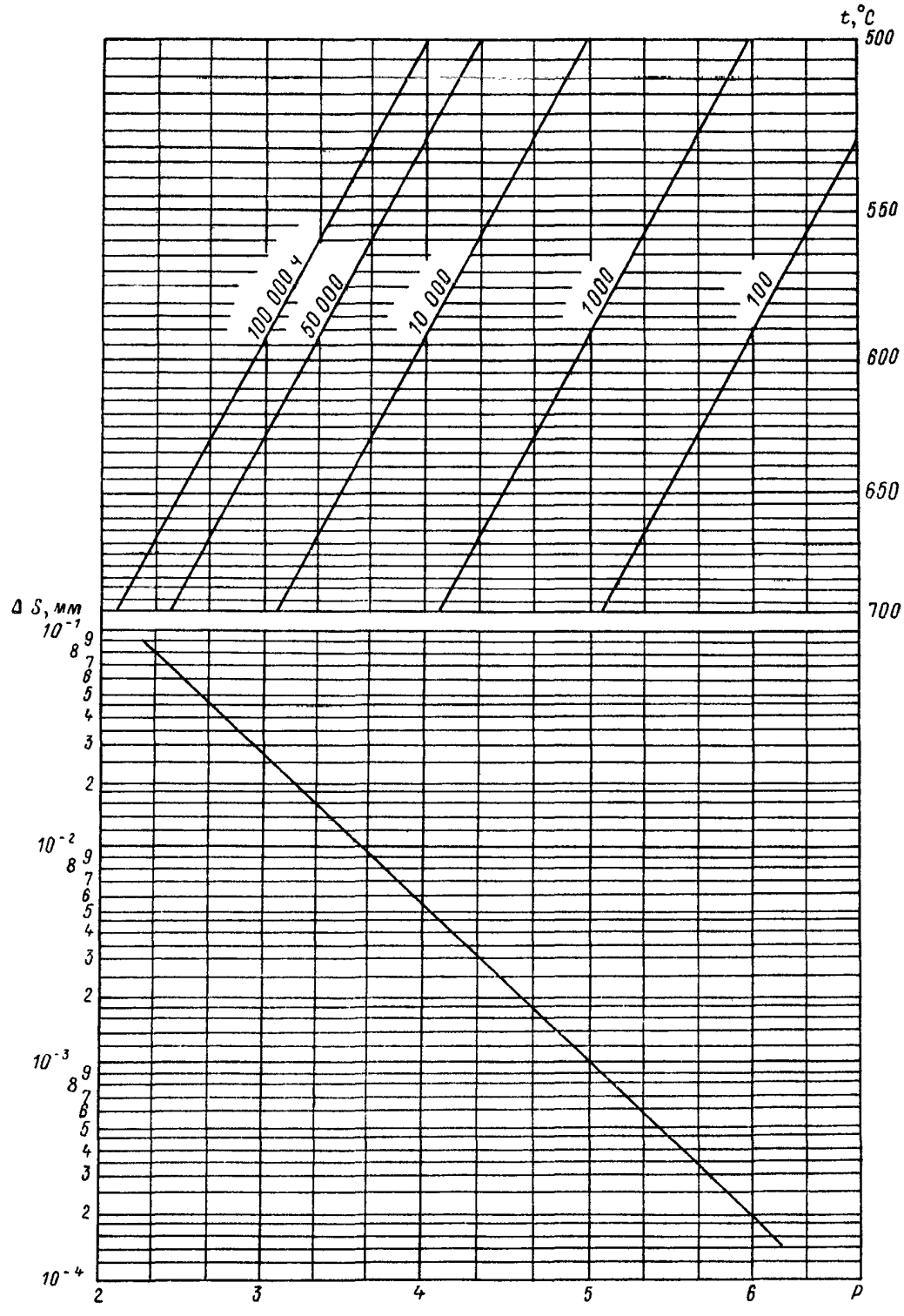
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 09Х14Н18В2БР (ЭИ695Р) в воздухе



$$P = \frac{6740}{T} - \lg \tau$$

Черт. 43

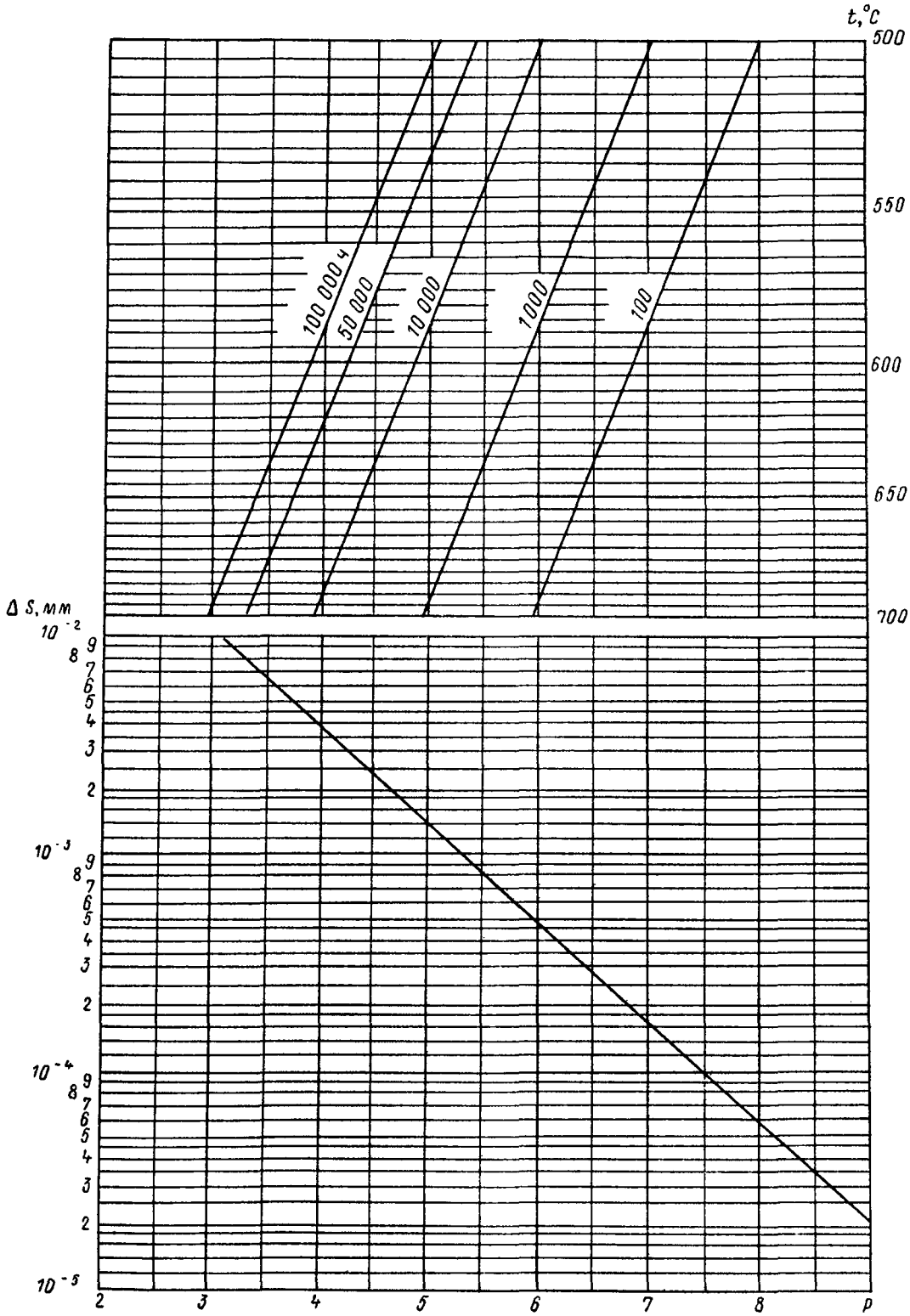
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки 09Х14Н18В2БР (ЭИ695Р) в водяном паре



$$P = \frac{6900}{T} - \lg \tau$$

Черт. 44

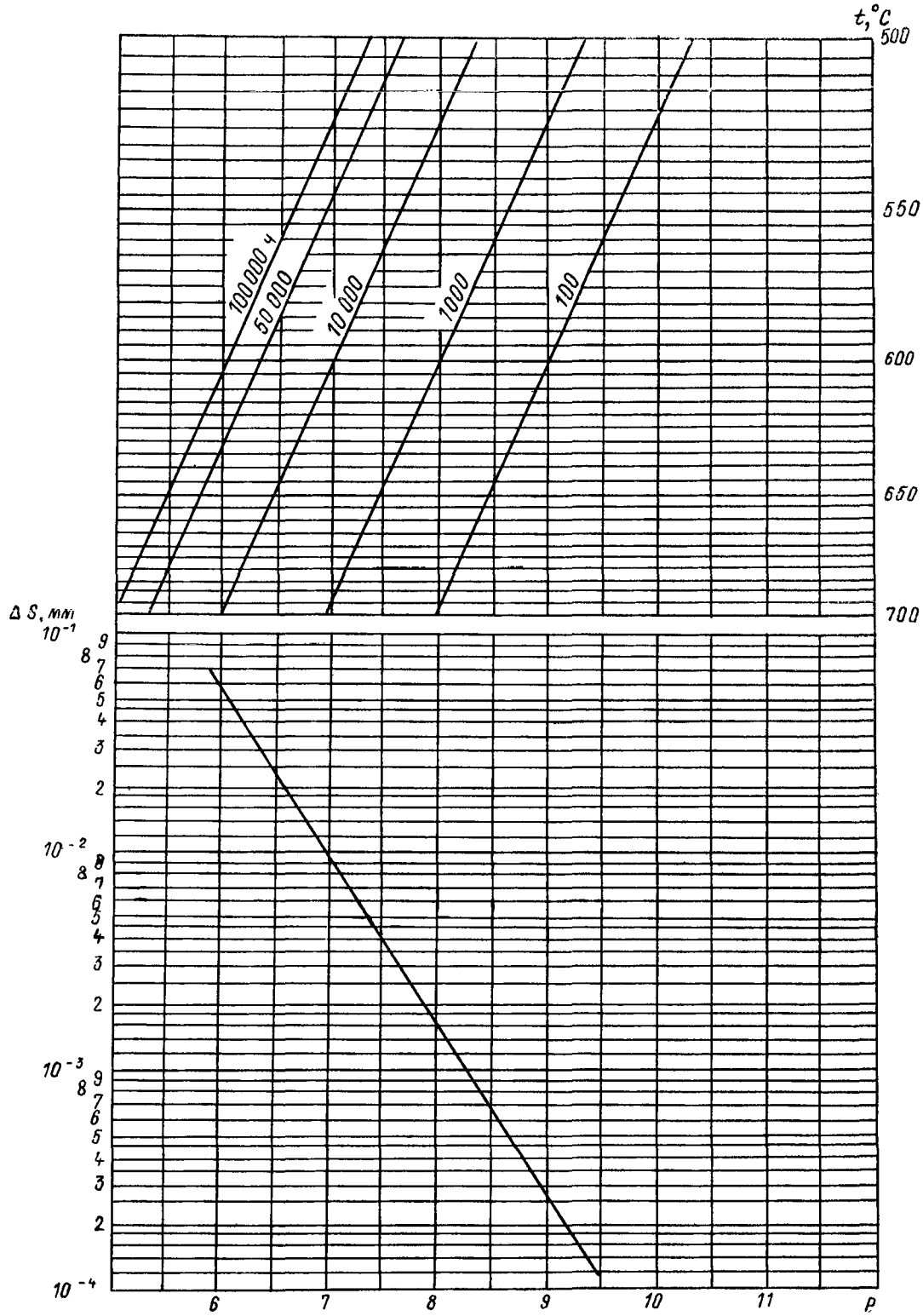
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки Х16Н9М2 в воздухе



$$P = \frac{7720}{T} - \lg \tau$$

Черт. 45

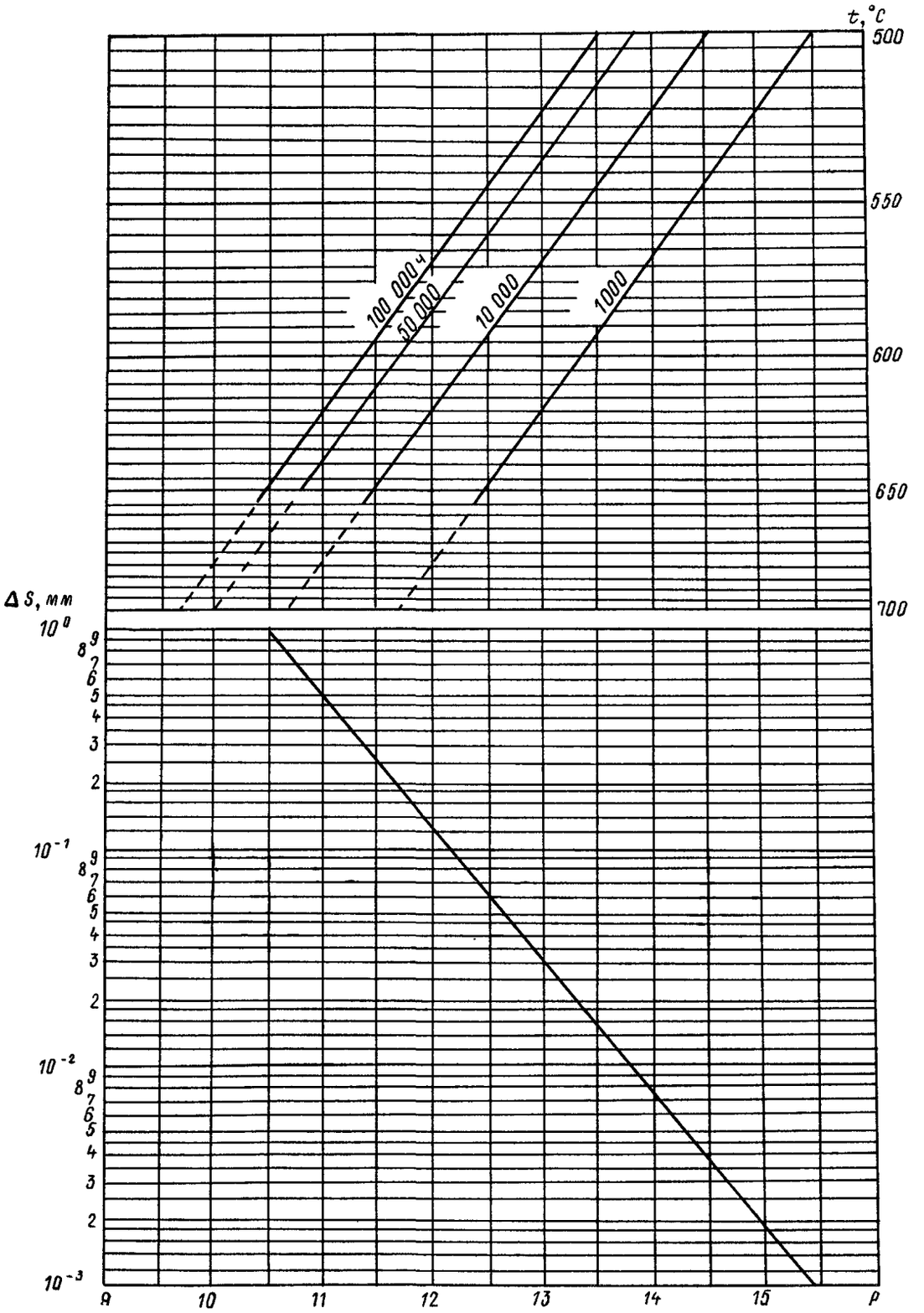
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки Х16Н9М2 в водяном паре



$$P = \frac{9613}{T} - \lg \tau$$

Черт. 46

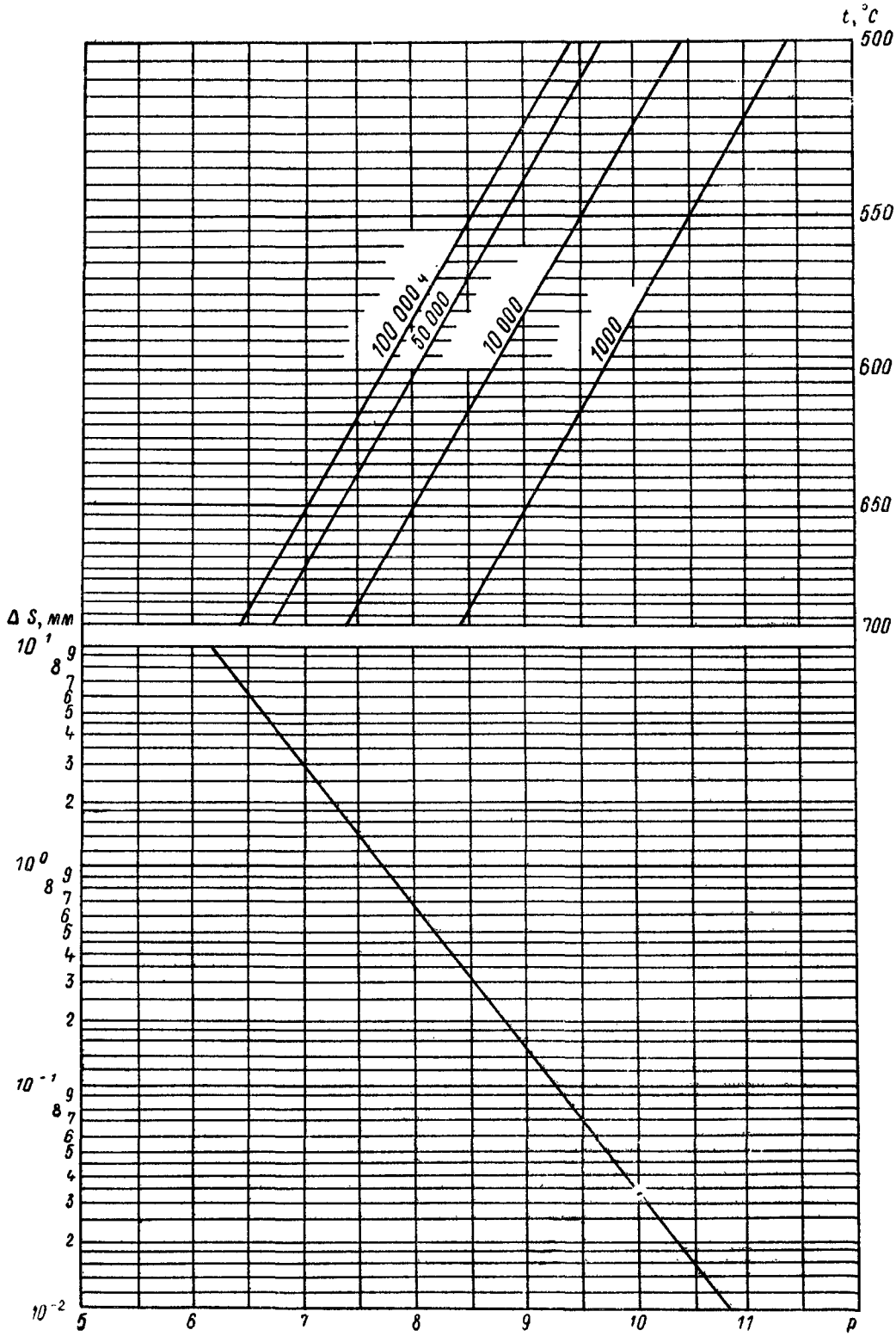
Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки Х16Н9М2 в среде продуктов сгорания назаровского угля



$$P = \frac{11\,200}{T} - \lg \tau$$

Черт. 47

Параметрическая диаграмма жаростойкости стали марки Х16Н9М2 в среде продуктов сгорания высокосернистого мазута



$$P = \frac{14\,300}{T} - \lg \tau$$

Черт. 48

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Справочное

УРАВНЕНИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ГЛУБИНЫ КОРРОЗИИ СТАЛЕЙ

1. В приложение включены уравнения для расчета глубины коррозии, полученные на основании последних исследований жаростойкости сталей. Они заменяют соответствующие уравнения для котельных сталей, включенные в РТМ 24.030.17.

2. Расчет глубины коррозии сталей в продуктах сгорания топлив, не указанных в настоящем Приложении, осуществляется в соответствии с п. 3 приложения 1.

3. Приводимые в таблице уравнения позволяют рассчитать глубину коррозии стали с учетом коэффициента запаса (т. е. уравнения дают значения глубины коррозии, умноженные на 1,3).

4. При расчете коэффициентов для уравнений, включенных в таблицу, использован следующий общий вид этих уравнений:

$$\lg \Delta S = a' - \frac{b}{T} + (c + d \cdot T) \lg \tau,$$

где a', b, c и d — постоянные коэффициенты для данных металла и газовой среды;

T — температура, К;

τ — время окисления, ч.

Марка стали	Среда	Уравнение для расчета глубины коррозии котельных сталей
20	Воздух	$\lg \Delta S = 2{,}58 - 4460 \frac{1}{T} + 0{,}45 \lg \tau$
20	Водяной пар	$\lg \Delta S = 3{,}178 - 4700 \frac{1}{T} + 0{,}42 \lg \tau$
12Х1МФ	Воздух	$\lg \Delta S = 4{,}45 - 6150 \frac{1}{T} + 0{,}555 \lg \tau$
12Х1МФ	Водяной пар	$\lg \Delta S = 4{,}6 - 6000 \frac{1}{T} + 0{,}4 \lg \tau$
12Х1МФ	Антрацитовый штыб	$\lg \Delta S = 6{,}22 - 7700 \frac{1}{T} + (0{,}50 + 0{,}186 \cdot 10^{-4} T) \lg \tau$
12Х1МФ	Назаровский уголь (канско-ачинские бурые угли)	$\lg \Delta S = 4{,}46 - 6000 \frac{1}{T} + (0{,}50 - 0{,}358 \cdot 10^{-4} T) \lg \tau$
12Х1МФ	Экибастузский уголь	$\lg \Delta S = 5{,}10 - 7100 \frac{1}{T} + (0{,}50 + 0{,}151 \cdot 10^{-3} T) \lg \tau$
12Х1МФ	Высокосернистый мазут	$\lg \Delta S = 4{,}30 - 6300 \frac{1}{T} + (0{,}5 + 0{,}917 \cdot 10^{-4} T) \lg \tau$
12Х1МФ	Природный газ	$\lg \Delta S = 6{,}66 - 7800 \frac{1}{T} + (0{,}4 + 0{,}143 \cdot 10^{-4} T) \lg \tau$
12Х1МФ	Эстонский сланец	$\lg \Delta S = 1{,}872 - 3700 \frac{1}{T} + (0{,}75 - 0{,}290 \cdot 10^{-3} T) \lg \tau$
12Х2МФСР	Воздух	$\lg \Delta S = 8{,}16 - 10300 \frac{1}{T} + 0{,}77 \lg \tau$
12Х2МФСР	Водяной пар	$\lg \Delta S = 4{,}78 - 6150 \frac{1}{T} + 0{,}357 \lg \tau$
12Х2МФСР	Антрацитовый штыб	$\lg \Delta S = 0{,}77 - 2850 \frac{1}{T} + (-0{,}45 + 0{,}106 \cdot 10^{-2} T) \lg \tau$

Продолжение

Марка стали	Среда	Уравнение для расчета глубины коррозии котельных сталей
12Х2МФСР	Назаровский уголь (канско-ачинские бурые угли)	$\lg \Delta S = 2{,}57 - 4850\frac{1}{T} + (0{,}50 + 0{,}824\cdot 10^{-4} T)\lg \tau$
12Х2МФСР	Экибастузский уголь	$\lg \Delta S = 1{,}08 - 3450\frac{1}{T} + (-0{,}96 + 0{,}179\cdot 10^{-2} T)\lg \tau$
12Х2МФСР	Высокосернистый мазут	$\lg \Delta S = 2{,}24 - 4500\frac{1}{T} + (0{,}5 + 0{,}874\cdot 10^{-4} T)\lg \tau$
12Х2МФСР	Природный газ	$\lg \Delta S = 5{,}10 - 6800\frac{1}{T} + (0{,}5 - 0{,}283\cdot 10^{-4} T)\lg \tau$
12Х2МФСР	Эстонский сланец	$\lg \Delta S = 2{,}633 - 4300\frac{1}{T} + (0{,}63 - 0{,}134\cdot 10^{-3} T)\lg \tau$
12Х2МФБ (ЭИ531)	Воздух	$\lg \Delta S = 4{,}74 - 7170\frac{1}{T} + 0{,}665\lg \tau$
12Х2МФБ (ЭИ531)	Водяной пар	$\lg \Delta S = 3{,}44 - 5100\frac{1}{T} + 0{,}377\lg \tau$
12Х2МФБ (ЭИ531)	Антрацитовый штыб	$\lg \Delta S = 2{,}32 - 4350\frac{1}{T} + (0{,}50 + 0{,}626\cdot 10^{-5} T)\lg \tau$
12Х2МФБ (ЭИ531)	Назаровский уголь (канско-ачинские бурые угли)	$\lg \Delta S = 1{,}06 - 3150\frac{1}{T} + (0{,}50 - 0{,}281\cdot 10^{-4} T)\lg \tau$
12Х2МФБ (ЭИ531)	Экибастузский уголь	$\lg \Delta S = 1{,}84 - 3900\frac{1}{T} + (-0{,}12 + 0{,}722\cdot 10^{-3} T)\lg \tau$
12Х2МФБ (ЭИ531)	Высокосернистый мазут	$\lg \Delta S = 1{,}79 - 4100\frac{1}{T} + (0{,}5 + 0{,}914\cdot 10^{-4} T)\lg \tau$
12Х2МФБ (ЭИ531)	Природный газ	$\lg \Delta S = 3{,}97 - 5950\frac{1}{T} + (0{,}5 + 0{,}209\cdot 10^{-4} T)\lg \tau$
12Х2МФБ (ЭИ531)	Эстонский сланец	$\lg \Delta S = 1{,}350 - 3250\frac{1}{T} + (-0{,}10 + 0{,}762\cdot 10^{-3} T)\lg \tau$
1Х12В2МФ (ЭИ756)	Воздух	$\lg \Delta S = 0{,}72 - 5230\frac{1}{T} + 0{,}40\lg \tau$
1Х12В2МФ (ЭИ756)	Водяной пар	$\lg \Delta S = 3{,}19 - 5220\frac{1}{T} + 0{,}384\lg \tau$
1Х12В2МФ (ЭИ756)	Антрацитовый штыб	$\lg \Delta S = 3{,}49 - 5050\frac{1}{T} + (0{,}50 - 0{,}160\cdot 10^{-3} T)\lg \tau$
1Х12В2МФ (ЭИ756)	Назаровский уголь (канско-ачинские бурые угли)	$\lg \Delta S = 2{,}83 - 4350\frac{1}{T} + (0{,}50 - 0{,}240\cdot 10^{-3} T)\lg \tau$
1Х12В2МФ (ЭИ756)	Экибастузский уголь	$\lg \Delta S = 3{,}92 - 5600\frac{1}{T} + (0{,}50 - 0{,}956\cdot 10^{-4} T)\lg \tau$
1Х12В2МФ (ЭИ756)	Высокосернистый мазут	$\lg \Delta S = 1{,}82 - 4100\frac{1}{T} + (0{,}4 + 0{,}118\cdot 10^{-3} T)\lg \tau$
1Х12В2МФ (ЭИ756)	Природный газ	$\lg \Delta S = 4{,}42 - 6700\frac{1}{T} + (0{,}5 + 0{,}102\cdot 10^{-4} T)\lg \tau$
1Х12В2МФ (ЭИ756)	Эстонский сланец	$\lg \Delta S = 3{,}212 - 4800\frac{1}{T} + (-0{,}48 + 0{,}119\cdot 10^{-2} T)\lg \tau$
12Х18Н12Т	Воздух	$\lg \Delta S = 2{,}15 - 5930\frac{1}{T} + 0{,}37\lg \tau$
12Х18Н12Т	Водяной пар	$\lg \Delta S = 5{,}43 - 3590\frac{1}{T} + 0{,}40\lg \tau$
12Х18Н12Т	Антрацитовый штыб	$\lg \Delta S = 3{,}47 - 7850\frac{1}{T} + (0{,}50 + 0{,}576\cdot 10^{-3} T)\lg \tau$

Продолжение

Марка стали	Среда	Уравнение для расчета глубины коррозии котельных сталей
12Х18Н12Т	Назаровский уголь (канско-ачинские бурые угли)	$\lg \Delta S = 1{,}16 - 4950 \frac{1}{T} + (0{,}50 + 0{,}354 \cdot 10^{-3} T) \lg \tau$
12Х18Н12Т	Экибастузский уголь	$\lg \Delta S = -1{,}37 - 4200 \frac{1}{T} + (0{,}50 + 0{,}765 \cdot 10^{-3} T) \lg \tau$
12Х18Н12Т	Высокосернистый мазут	$\lg \Delta S = 2{,}34 - 7450 \frac{1}{T} + (1{,}0 + 0{,}234 \cdot 10^{-3} T) \lg \tau$
12Х18Н12Т	Природный газ	$\lg \Delta S = 3{,}28 - 5850 \frac{1}{T} + (0{,}5 + 0{,}167 \cdot 10^{-5} T) \lg \tau$
12Х18Н10Т	Эстонский сланец	$\lg \Delta S = -3{,}542 - 120 \frac{1}{T} + (-0{,}83 + 0{,}177 \cdot 10^{-2} T) \lg \tau$
Х16Н9М2	Воздух	$\lg \Delta S = -0{,}59 - 3520 \frac{1}{T} + 0{,}45 \lg \tau$
Х16Н9М2	Водяной пар	$\lg \Delta S = 3{,}40 - 7400 \frac{1}{T} + 0{,}77 \lg \tau$
Х16Н9М2	Назаровский уголь (канско-ачинские бурые угли)	$\lg \Delta S = 6{,}42 - 8750 \frac{1}{T} + 0{,}610 \lg \tau$
Х16Н9М2	Высокосернистый мазут	$\lg \Delta S = 4{,}95 - 7150 \frac{1}{T} + 0{,}644 \lg \tau$
09Х14Н18В2БР (ЭИ695Р)	Воздух	$\lg \Delta S = -0{,}95 - 3550 \frac{1}{T} + 0{,}525 \lg \tau$
09Х14Н18В2БР (ЭИ695Р)	Водяной пар	$\lg \Delta S = 0{,}57 - 4820 \frac{1}{T} + 0{,}713 \lg \tau$

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Справочное

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ТЕМПЕРАТУРЫ И ТОЛЩИНЫ СТЕНОК ТРУБ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА С УЧЕТОМ ОКАЛИНООБРАЗОВАНИЯ

1. Расчет ширмового пароперегревателя газомазутного котла сверхкритического давления (СКД), выполненный применительно к лобовой трубе в точке *1* чертежа настоящего РТМ, приведен в табл. 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Формула или обоснование	Расчет
Диаметр и толщина стенки труб $a \times S$ мм	Принято	32×6
Материал	Принято	12Х1МФ
Отношение наружного диаметра к внутреннему β	$\frac{d_н}{d_{вн}}$	$\frac{32}{20} = 1{,}6$
Энтальпия пара на входе в участок i, ккал/кг	Из теплового расчета котла	659,6
Температура пара на входе в участок t', °С	Из теплового расчета котла	431 ($p = 282{,}5$ кгс/см^2)
Среднее приращение энтальпии среды на участке Δi_x, ккал/кг	$(\Delta i_1 + \Delta i_2)\,\eta_ш$	$(21{,}3 + 3{,}9) \cdot 1{,}0 = 25{,}2$
Энтальпия среды в расчетной точке $i_р$, ккал/кг	$i' + \Delta i_x$	$659{,}6 + 25{,}2 = 684{,}8$
Средняя температура среды в расчетной точке $t_р$, °С	Таблица пара	446 ($p = 280$ кгс/см^2)
Коэффициент неравномерности тепловосприятия развернутой трубы $\eta_т$	Руководящие указания. Вып. 34, табл. 1.6	1,3
Коэффициент конструктивной нетождественности $\eta_к$	—	1,0
Коэффициент гидравлической неравномерности $\rho_г$	Из расчета гидравлической неравномерности	0,923
Максимальная энтальпия среды в расчетной точке развернутой трубы i_{max}, ккал/кг	$i_р + \left(\frac{\eta_т \eta_к}{\rho_г} - 1\right) \Delta i_x$	$684{,}8 + \left(\frac{1{,}3 \cdot 1{,}0}{0{,}923} - 1\right) 25{,}2 = 684{,}8 + 10{,}3 = 695{,}1$
Максимальная температура среды в расчетной точке t_{max}, °С	Таблица пара	454 ($p = 280$ кгс/см^2)
Удельный объем пара в расчетной точке V_{max}, м^3/кг	Таблица пара	0,008046

Продолжение табл. 1

Наименование параметра	Формула или обоснование	Расчет
Превышение максимальной температуры среды в расчетном сечении над средней $\Delta t_т$, °С	$t_{max} - t_р$	$454 - 446 = 8$
Температура газов перед рядом с расчетной точкой $\vartheta_р$, °С	Из позонного расчета топки	1327
Скорость газов $w_г$, м/с	$\frac{B_р V_г (1 + r)(\vartheta_р + 273)}{3600 F_г \cdot 273}$	$\frac{68600 \cdot 11,46 \cdot 1,15 (1327 + 273)}{3600 \cdot 93,3 \cdot 273} = 15,8$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией $\alpha_к$, ккал/(м² · ч · °С)	Руководящие указания. Вып. 34, номограмма XIII	$71 \cdot 1,515 \cdot 0,795 \cdot 1,03 \cdot 0,98 = 86,3$
Коэффициент неравномерности тепловосприятия конвекцией по окружности трубы $K_{тр}$	Руководящие указания. Вып. 34, табл. 1.7	1,6
Коэффициент теплоотдачи конвекцией с учетом $K_{тр}$, $\alpha_к$, ккал/(м² · ч · °С)	$\alpha'_к K_{тр}$	$86,3 \cdot 1,6 = 138,0$
Суммарный коэффициент теплоотдачи α_1, ккал/(м² · ч · °С)	$\alpha_1 = \alpha_к$	138,0
Скорость пара $w_п$, м/с	$\frac{D \rho_г V_{max}}{3600 f}$	$\frac{985 \cdot 10^3 \cdot 0,923 \cdot 0,008046}{3600 \cdot 0,1445} = 14,1$
Коэффициент теплоотдачи от стенки к пару α_2, ккал/(м² · ч · °С)	Руководящие указания. Вып. 34, номограмма XV	$1,08 \cdot 2930 \cdot 1,74 \cdot 1,74 = 9570$
Коэффициент теплопроводности металла $\lambda_м$, ккал/(м · ч)	Руководящие указания. Вып. 34, табл. 1.1	29,5 ($t_{ст} = 520$°С)
Коэффициент растечки μ	Не учитывается	1,0
Коэффициент загрязнения ε, м² · ч · °С/ккал	$0,25 \cdot \varepsilon_{ср}$	$0,25 \cdot 0,006 = 0,0015$
Удельная тепловая нагрузка входного окна $q_л$, ккал/(м² · ч)	$4,9 \cdot 10^{-8} d_т \cdot \phi_{отк} (\vartheta_р + 273)^4$	$4,9 \cdot 10^{-8} \cdot 0,586 \cdot 0,495 \times (1327 + 273)^4 = 93,25 \cdot 10^3$
Коэффициент облученности из топки $\varphi_т$	Не учитывается	1,0
Коэффициент теплоотдачи излучением топочного объема $\alpha_{л.об}$, (ккал/(м² · ч · °С)	$\frac{q_л \varphi_т}{\vartheta_р - t_з}$	$\frac{93,25 \cdot 10^3 \cdot 1,0}{(1327 - 800)} = 177$
Коэффициент A	$\beta\mu \left[\frac{\beta 2}{\lambda_м (1 + \beta)} + \frac{1}{\alpha_2}\right]$	$1,6 \cdot 1,0 \left[\frac{2 \cdot 0,006}{29,5 \cdot 2,6} + \frac{1}{9570}\right] = 0,0004192$
Среднее значение удельного тепловосприятия q_0, ккал/(м² · ч)	$\frac{\vartheta_р - t}{A + \frac{1}{\alpha_1 + \alpha_{л.об}} + \varepsilon}$	$\frac{1327 - 446}{0,0004192 + \frac{1}{138 + 177} + 0,0015} = 173 \cdot 10^3$
Удельное тепловосприятие наиболее нагруженной трубы q_{max}, (ккал/м² · ч)	$\eta_ш \eta_т q_0$	$1,0 \cdot 1,3 \cdot 173 \cdot 10^3 = 224,9 \cdot 10^3$
Приращение температуры металла стенки от термопроводности $\Delta t_{\lambda_м}$, °С	$\beta\mu q_{max} \frac{\delta}{\lambda_м} \frac{1}{1 + \beta}$	$1,6 \cdot 1,0 \cdot 224,9 \cdot 10^3 \frac{0,006 \cdot 1}{29,5 \cdot 2,6} = 28,2$
Приращение температуры металла от внутренней теплоотдачи Δt_{α_2}, °С	$\beta\mu q_{max} \frac{1}{\alpha_2}$	$1,6 \cdot 1,0 \cdot 224,9 \cdot 10^3 \frac{1}{9570} = 37,6$

Продолжение табл. 1

Наименование параметра	Формула или обосновиние	Расчет
Средняя температура металла стенки $t_{ст}$, °С	$t_1 + \Delta t_т + \Delta t_{\lambda_м} + \Delta t_{\alpha_2}$	$446 + 8 + 28{,}2 + 37{,}6 = 520$
Максимальная температура наружной поверхности стенки $t_н$, °С	$t_{ст} + \Delta t_{\lambda_м}$	$520 + 28{,}2 = 548$
Средняя температура наружной поверхности стенки $t_н^{ср}$, °С	$t_р + \beta q_0 \left[\frac{\delta_2}{\lambda_м (1+\beta)} + \frac{1}{\alpha_2}\right]$	$446 + 1{,}6 \cdot 173 \cdot 10^3 \left[\frac{2 \cdot 0{,}006}{29{,}5 \cdot 2{,}6} + \frac{1}{9570}\right] = 446 + 72{,}3 = 518$
Температура загрязненной стенки $t_з$, °С	$t_н^{ср} + 0{,}25 \varepsilon_{ср} q_0$	$518 + 0{,}0015 \cdot 173 \cdot 10^3 = 518 + 259 = 777$
Расчетная толщина стенки $S'_р$, мм	$\frac{pD_н(1+A)}{200\sigma_{доп} + p}$	$\frac{282{,}5 \cdot 32 \cdot 1{,}15}{200 \cdot 9{,}0 + 282{,}5} = 4{,}99$
Глубина коррозии металла с наружной стороны $\Delta S_н$, мм	РТМ 24.030.49—75, табл. 2 (мазут 100)	0,19
Температура внутренней поверхности стенки $t_{вн}$, °С	РТМ 24.030.49—75, формула (2)	$446 + 8 + 37{,}6 = 492$
Глубина коррозии металла с внутренней стороны $\Delta S_{вн}$, мм	РТМ 24.030.49—75, табл. 2 (водяной пар)	$\approx 0{,}06$
Общее утонение стенки $c_з$, мм	$\Delta S_н + \Delta S_{вн}$	0,25
Расчетная толщина стенки с учетом утонения $S_р$, мм	$S'_р + c_з$	5,24
Принятая толщина стенки S, мм	—	6

2. Расчет конвективного пароперегревателя газомазутного котла (СКД), выполненный применительно к тыльной трубе в точке *2* чертежа настоящего РТМ, приведен в табл. 2.

Таблица 2

Наименование параметра	Формула или обоснование	Расчет
Диаметр и толщина стенки труб $d \times S$, мм	Принято	32×6
Материал	Принято	12Х18Н10Т
Отношение наружного диаметра к внутреннему β	$\frac{d_н}{d_{вн}}$	$\frac{32}{20} = 1{,}6$
Энтальпия пара на входе в участок i', ккал/кг	Из теплового расчета котла	771,8
Температура пара на входе в участок t', °С	Из теплового расчета котла	520 ($p = 260$ кгс/см^2)
Коэффициент конструктивной нетождественности $\eta_к$	—	1,0
Среднее приращение энтальпии на участке Δi_x, ккал/кг	$\Delta i^{\gamma_{ш}}$	$25{,}3 \cdot 1{,}0 = 25{,}3$
Энтальпия среды в расчетной точке $i_р$, ккал/кг	$i' + \Delta i_x$	$771{,}8 + 25{,}3 = 797{,}1$
Средняя температура среды в расчетной точке $t_р$, °С	Таблица пара	551 ($p = 255$ кгс/см^2)

Продолжение табл. 2

Наименование параметра	Формула или обоснование	Расчет
Коэффициент гидравлической неравномерности $\rho_г$	Из расчета гидравлической неравномерности	0,8855
Коэффициент неравномерности тепловосприятия разверенной трубы $\eta_т$	Руководящие указания. Вып. 34, табл. 1.6	1,3
Максимальная энтальпия среды в расчетной точке i_{max}, ккал/кг	$i_р + \left(\frac{\gamma_{1т}\eta_к}{\rho_г} - 1\right)\Delta i_{эл}$	$797,1 + \left(\frac{1,3 \cdot 1,0}{0,8855} - 1\right)25,3 = 797,1 + 11,8 = 808,9$
Максимальная температура среды в расчетной точке t_{max}, °С	Таблица пара	566 ($p = 255$ кгс/см²)
Удельный объем пара в расчетной точке V_{max}, м³/кг	Таблица пара	0,01322 ($p = 255$ кгс/см²)
Превышение максимальной температуры среды над средней Δt, °С	$t_{max} - t_р$	566 — 550 = 16
Температура газов перед рядом с расчетной точкой $\vartheta_р$, °С	Тепловой расчет пакета	847
Скорость газов $w_г$, м/с	$\frac{B_р V_г (1 + r)(\vartheta_р + 273)}{3600 F_г \cdot 273}$	$\frac{68600 \cdot 11,49 \cdot 1,15 (847 + 273)}{3600 \cdot 107,2 \cdot 273} = 9,64$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией $\alpha'_к$, ккал/(м² · ч · °С)	Руководящие указания. Вып. 34, Номограмма XIII	67,7 · 0,965 · 0,982 · 0,972 = 62,4
Коэффициент неравномерности тепловосприятия по окружности трубы $K_{тр}$	Руководящие указания. Вып. 34, т. 2, табл. 1, 7	1,0
Коэффициент теплоотдачи конвекцией с учетом $K_{тр}$, $\alpha_к$, ккал/(м² · ч · °С)	$\alpha'_к k_{тр}$	62,4 · 1,0 = 62,4
Поглощательная способность трехатомных газов $p_n S$, м · кгс/см²	$pr_n S_{об}$ $pr_n S'_{об}$	1,035 · 0,258 · 1,26 = 0,337 1,035 · 0,258 · 2,32 = 0,619
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами $K_г$, 1/(м · кгс/см²)	Руководящие указания. Вып. 34, номограмма III	0,94 0,67
Суммарная сила поглощения газового потока $K_р S$	$K_г p_n S$	0,94 · 0,337 = 0,317 0,67 · 0,619 = 0,419
Температура загрязненной стенки $t_з$, °С	Принято	590
Коэффициент теплоотдачи межтрубным излучением $\alpha_л$, ккал/(м² · ч · °С)	Руководящие указания. Вып. 34, номограмма XIX	0,272 · 0,943 · 178 = 45,7
Коэффициент теплоотдачи излучением из объема $\alpha_{об}$, ккал/(м² · ч · °С)	Руководящие указания. Вып. 34, номограмма XIX	0,345 · 0,942 · 174 = 56,5
Удельное тепловосприятие излучением из объема $q_{л.об}$, ккал/(м² · ч)	$\left[\alpha_{л.об_3} + \alpha_{л.пов.к}(1 - x_ф) \times (1 - a_{об_3})\right] \cdot (\vartheta_{об_3} - t_з)$	$[45,5 + 56,5(1 - 0,31)(1 - 0,272)] \times (847 - 590) = 19 \cdot 10^3$
Суммарный коэффициент теплоотдачи α, ккал/(м² · ч · °С)	$\alpha_к + \alpha_л$	62,4 + 0 = 62,4 (для тыльной точки последнего ряда $\alpha_л$ не учитывается)
Скорость пара $w_п$, м/с	$\frac{D\varphi_г V_{max}}{3600 f}$	$\frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,8855 \cdot 0,01322}{3600 \cdot 0,1635} = 19,9$
Коэффициент теплоотдачи от стенки к пару α_2, ккал/(м² · ч · °С)	Руководящие указания. Вып. 34, номограмма XV	1,08 · 3200 · 1,74 = 6020
Коэффициент теплопроводности металла $\lambda_м$, ккал/(м · ч)	Руководящие указания. Вып. 34, табл. 1.1	20,9

Продолжение табл. 2

Наименование параметра	Формула или обоснование	Расчет
Критерий Био B_i	$\frac{d\alpha^2}{2\beta\lambda_м}$	—
Коэффициент растечки	Не учитывается	1,0
Коэффициент A	$\beta\mu\left(\frac{\delta}{\lambda_м}\frac{2}{1+\beta}+\frac{1}{\alpha_2}\right)$	$1,6\cdot1,0\left(\frac{0,006}{20,9}\frac{2}{2,6}+\frac{1}{6020}\right)=0,000619$
Среднее значение удельного тепловосприятия конвекцией и межтрубным излучением q, ккал(м²·ч·°С)	$\frac{0,9(\vartheta_р-t_р)}{A+\frac{1}{\alpha_1}}$	$\frac{0,9(847-551)}{0,000619+\frac{1}{62,4}}=16\cdot10^3$
Среднее значение удельного тепловосприятия q_0, ккал/(м²·ч·°С)	$\varphi_т q_{л.об}+q$	$1,0\cdot19\cdot10^3+16\cdot10^3=35\cdot10^3$
Удельное тепловосприятие наиболее нагруженной трубы q_{max}, ккал/(м²·ч·°С)	$\eta_{1т}\eta_{ш}q_0$	$1,3\cdot1,0\cdot35\cdot10^3=45,5\cdot10^3$
Приращение температуры от теплопроводности металла $\Delta t_{\lambda_м}$, °С	$\beta\mu q_{max}\frac{\delta}{\lambda_м}\frac{1}{1+\beta}$	$1,6\cdot1,0\cdot45,5\cdot10^3\frac{0,006\cdot1}{20,9\cdot2,6}=8,0$
Приращение температуры от внутренней теплоотдачи Δt_{α_2}, °С	$\beta\mu q_{max}\frac{1}{\alpha_2}$	$1,6\cdot1,0\cdot45,5\cdot10^3\frac{1}{6020}=12,1$
Средняя температура металла стенки $t_{ст}$, °С	$t_р+\Delta t_т+\Delta t_{\lambda_м}+\Delta t_{\alpha_2}$	$550+16+8+12,1=586$
Средняя температура наружной поверхности стенки $t_н$, °С	$t_р+\beta q_0\left(\frac{\delta}{\lambda_м}\frac{2}{1+\beta}+\frac{1}{\alpha_2}\right)$	$550+1,6\cdot35\cdot10^3\left(\frac{0,006\cdot2}{20,9\cdot2,6}+\frac{1}{6020}\right)=572$
Максимальная температура наружной поверхности стенки $t_н$, °С	$t_{ст}+\Delta t_{\lambda_м}$	$586+8,0=594$
Температура загрязненной стенки $t_з$, °С	$t_н+0,25\varepsilon_{ср}q_0$	$572+0,25\cdot0,003\cdot35\cdot10^3=572+26,2=598$
Расчетная толщина стенки $S_р$, мм	$\frac{pD_н(1+A)}{200\sigma_{доп}+p}$	$\frac{260\cdot32\cdot1,15}{200\cdot8,46+260}=4,9$
Глубина коррозии металла с наружной стороны $\Delta S_н$, мм	РТМ 24.030.49—75, табл. 2 (мазут 100)	0,78 (t = 534°С)
Температура внутренней поверхности стенки $t_{вн}$, °С	РТМ 24.030.49—75, формула (2)	$550+16+12,1=578$
Глубина коррозии металла с внутренней стороны $\Delta S_{вн}$, мм	РТМ 24.030.49—75, табл. 2 (водяной пар)	0,03
Общее утонение стенки $c_з$, мм	$\Delta S_н+\Delta S_{вн}$	0,81
Расчетная толщина стенки с учетом утонения $S_р$, мм	$S'_р+c_з$	1,71
Принятая толщина стенки S, мм	—	6

Ответственный за выпуск *Т. Н. Морозова*

Редактор *Н. М. Чернецова.*

Техн. ред. *Н. П. Белянина.* Корректор *Л. И. Ивликова.*

Сдано в набор 2.09.76. Подписано к печ. 20.10.76. Формат бум. 60×90¹/₈.
Объем 9 печ. л. Тираж 1000 экз. Заказ 724. Цена 1 р. 80 к.

Редакционно-издательский отдел ЦКТИ им. И. И. Ползунова.
194021, Ленинград, Политехническая ул., д. 24.

ОПЕЧАТКИ

Прежде чем пользоваться РТМ 24.030.49—75, внесите исправления:

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Стр. 5, табл. 1, графа „Воздух", „Сталь 20", 2-я строка снизу	0,30	0,25
Стр. 5, табл. 1, графа „Воздух", „Х16Н9М2", 3, 2, 1-я строки снизу	0,01 0,11 0,13	0,010 0,011 0,013

РТМ 24.030.49—75. Метод учета окалинообразования при расчете на прочность элементов поверхностей нагрева паровых котлов.

Зак. 1101. Тир. 1000. 1976 г.

gost.e-ecolog.ru