

Общество с Ограниченной Ответственностью
«Научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации
нефтепромысловых труб»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель Генерального директора
по техническим продажам
и инновациям ПАО «ТМК»



С.Г. Чикалов

01 20 19 г.

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ООО «Научно-исследовательский
институт разработки и эксплуатации
нефтепромысловых труб»



Ю.Н. Антипов

«15» 01 20 19 г.

ТРУБЫ БУРИЛЬНЫЕ

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

РАЗРАБОТАНО

Начальник ЦНИО ООО «Научно-
исследовательский институт разработки
и эксплуатации нефтепромысловых
труб»


Н.Г. Денисюк
«01» 11 20 18 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1 ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	4
2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ	7
3 ВВОД БУРИЛЬНЫХ ТРУБ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	7
3.1 Формирование компоновок бурильных труб	7
3.2 Требования к подготовке бурильных труб к эксплуатации	9
4 ПРИМЕНЕНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ	10
4.1 Техническое обслуживание	10
4.1.1 Учёт работы и движения парка бурильных труб	10
4.1.2 Проведение спускоподъёмных операций	11
4.1.3 Требования к выбору резьбовых смазок для замковых соединений	13
4.2 Ремонт бурильных труб	18
5 УПАКОВКА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ	19
6 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ, ХРАНЕНИЕ И КОНСЕРВАЦИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ	20
6.1 Транспортирование бурильных труб	20
6.2 Хранение и консервация бурильных труб	22
7 ЭКСПЛУАТАЦИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ	25
7.1 Условия работы бурильной колонны	25
7.2 Требования к буровому раствору	27
7.3 Виды осложнений с бурильной колонной и мероприятия по их предупреждению	27
8 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЁЖНОСТИ КОЛОННЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ И МЕРЫ ПО СНИЖЕНИЮ ИХ УСТАЛОСТНЫХ РАЗРУШЕНИЙ	30
9 НАЗНАЧЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ	32
9.1 Контроль бурильных труб в процессе эксплуатации	32
9.2 Перевод бурильных труб в классы по износу	35
10 ПЕРЕЧЕНЬ КРИТИЧЕСКИХ ОТКАЗОВ	38
10.1 Виды аварий (отказов), основные причины повреждения бурильных труб	38
11 ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ АВАРИЙНОГО РАЗРУШЕНИЯ КОЛОННЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ.	41
12 КРИТЕРИИ ПРЕДЕЛЬНЫХ СОСТОЯНИЙ	42
13 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	44
14 СВЕДЕНИЯ О КВАЛИФИКАЦИИ ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА	44
15 УКАЗАНИЯ ПО ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ И УТИЛИЗАЦИИ ТРУБ	45
Приложение А (справочное) Размерный ряд и прочностные характеристики новых бурильных труб	46
Приложение Б Область применения бурильных труб в стандартном и стойком к сульфидному растрескиванию исполнению	58
Приложение В Перечень документов, использованных при составлении Руководства	59
Приложение Г Сведения о соответствии Руководства по эксплуатации требованиям Технического Регламента таможенного союза ТР ТС 010/ 2011	61
Приложение Д Диаграммы сочетания нагрузок: изгиба, кручения и растяжения для стальных бурильных труб и замковых соединений	62

Настоящее руководство по эксплуатации разработано применительно к сортаменту бурильных труб, выпускаемых по ГОСТ Р 50278, ГОСТ 32696, стандарту API Spec 5DP и техническим условиям (ТУ), действующим в ПАО «Трубная металлургическая компания» («ТМК»).

Все бурильные трубы могут быть использованы для строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин с учетом рекомендаций, приведенных в данном руководстве.

Руководство не отменяет и не противоречит действующим руководящим документам согласно Приложения Г, а дополняет и конкретизирует особенности эксплуатации бурильных труб, выпускаемых ПАО «ТМК». Руководство отменяет действующий документ «Трубы бурильные. Руководство по эксплуатации», выпущенный в 2015 году. Руководство содержит все необходимые рекомендации, касающиеся обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации бурильных труб на предприятиях нефтегазодобывающего комплекса, а также требований Технического Регламента Таможенного Союза «О безопасности машин и оборудования» ТР ТС 010/2011.

Приведенные данные на бурильные трубы носят информативный характер. За детальной информацией следует обращаться к действующей технической документации на бурильные трубы.

Компания «ТМК» гарантирует и несёт ответственность за поставку труб с техническими характеристиками, отвечающими требованиям НД на их изготовление (ГОСТ, ТУ, API Spec 5DP) и подтверждёнными сертификатом качества.

Информация, изложенная в данном руководстве, носит справочный, информационный и рекомендательный характер и не предусматривает гарантии изготовителя за результаты, полученные при её использовании.

Потребитель несёт полную ответственность за правильность выбора труб, режимов их эксплуатации, нагрузок, коэффициентов запаса и т.п. в зависимости от условий эксплуатации.

Данное Руководство является неотъемлемой частью Договора на закупку труб в компании ТМК.

1 ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящем руководстве применены следующие термины с соответствующими определениями:

Авария - разрушение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте.

Буровая колонна – все составляющие элементы между вертлюгом или верхним силовым приводом и долотом, включая бурильную колонну.

Бурильная труба (БТ) – тело бурильной трубы с приваренными деталями замка (ниппелем и муфтой).

Визуальный контроль – органолептический контроль, осуществляемый органами зрения в регламентирующих условиях освещения.

Высадка – технологическая операция выполнения высаженного конца трубы.

Высаженный конец трубы – участок на конце тела бурильной трубы с увеличенной толщиной стенки.

Вмятина - локальное изменение формы поверхности, вызванное механическим ударом, но не сопровождающееся потерей металла.

Дефект – несовершенство достаточной величины, служащее основанием для отбраковки изделия на основе критериев, установленных нормативным документом.

Допуск – величина допускаемого отклонения.

Инспекция – процесс измерения, контроля, испытания, калибровки или иного соотнесения продукта с применяемыми требованиями.

Замок – стальной элемент бурильной трубы, имеющий резьбовое упорное соединение и состоящий из двух деталей – ниппеля и муфты, привариваемых к концам тела трубы.

Заплечик под элеватор - участок муфты замка конической или прямоугольной формы, предназначенный для удержания бурильной трубы элеватором.

Задир – поверхностный дефект на резьбе или уплотнениях, вызванный локальным трением.

Затяжка - увеличение веса на крюке буровой установки сверх расчётного при подъеме колонны труб.

Изготовитель бурильной трубы – предприятие, изготавливающее бурильные трубы и отвечающее за соответствие труб всем требованиям нормативных документов, товарный знак которого нанесен на изделие.

Инцидент – отклонение от режима технологического процесса.

Измерительный контроль - контроль, осуществляемый с применением средств измерений.

Бурильная колонна – соединение нескольких секций или звеньев бурильных труб с помощью бурильных замков.

Комплект бурильных труб – набор бурильных труб одного типоразмера, одного времени формирования, объединенный единым паспортом, составляемым и ведущимся эксплуатирующей организацией.

Коррозия - разрушение материала в результате химического или физико-химического взаимодействия с окружающей средой.

Канавка – удлинённые рытвины и углубления, вызванные механическим удалением металла.

Муфта бурильного замка – деталь замка с внутренней резьбой.

Ниппель бурильного замка - деталь замка с наружной резьбой.

Нормативные документы на изготовление и поставку трубной продукции – стандарты, технические условия, технические приложения к договорам (контрактам) на изготовление и поставку труб.

Опасное сечение – поперечное сечение ниппеля или муфты замка, по которому наиболее вероятно разрушение этих элементов.

Объем партии – определённое количество однотипных изделий в партии.

Осложнение строительства скважины: - отклонение от нормального процесса бурения скважины, вызванное нарушением состояния скважины или бурового инструмента по нештатным причинам геологического или технологического характера.

Продукция – бурильные трубы.

Поставщик - фирма, компания, организация, подтверждающая и несущая ответственность за соответствие поставляемой продукции всем данным сертификата и требованиям технических условий, ГОСТов и другой технической документации.

Потребитель – Эксплуатирующая организация, несущая ответственность за определение требований к заказываемой продукции и оплату данного заказа.

Полный физический износ - изменение геометрических параметров и эксплуатационных (прочностных) характеристик труб в процессе их эксплуатации, которые не позволяют продолжать их использование по прямому назначению.

Приёмка – процесс измерения, осмотра, испытания, проверки или иного сравнения продукции с документированными в нормативной документации требованиями.

Партия – определённое количество продукции, изготовленное в условиях, считающихся одинаковыми по контролируемому показателю.

Посадка – уменьшение веса на крюке буровой установки ниже расчётного веса при спуске колонны труб.

Резьбовое упорное соединение - соединение элементов бурильной колонны, имеющее коническую замковую резьбу и упорные уплотнительные поверхности (торец муфты и уступ ниппеля замка), либо торцы и уступы ниппеля и муфты – для 2-х упорного резьбового соединения.

Твердосплавное поверхностное упрочнение (Хардбендинг) – нанесение твёрдосплавного материала на наружную поверхность замка для уменьшения его износа.

Типоразмер трубы – характеристика трубы, включающая ее назначение, тип высадки, наружный диаметр тела трубы, толщину стенки, длину, вид заплечика под элеватор, группу прочности.

Термическое растрескивание – образование поверхностных трещин, вызванных быстрым нагревом и охлаждением элемента.

Типичное место промыва СБТ – наиболее распространенным местом образования промывов, связанных с гидроэрозионным воздействием промывочной жидкости, является область перехода тела трубы к внутренней высадке или в зоне приварки замка к трубе и обусловлено комплексным воздействием повышенных эксплуатационных напряжений усугубляющегося наличием усталостных микротрещин или технологических несовершенств (дефектов).

Упорный торец – уплотнительная поверхность на резьбовом упорном соединении.

Усталостный излом – излом, который возникает в результате повторных или знакопеременных напряжений, максимальное значение которых ниже предела прочности материала.

Усталостная трещина – трещина, возникшая в результате усталости металла.

Физический износ труб – изменение геометрических параметров и прочностных (эксплуатационных) характеристик труб в процессе их эксплуатации.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящем руководстве применяют следующие обозначения и определения:

НД – Нормативный документ;

РД – Руководящий документ;

ТУ – Технические условия;

БТ – Бурильные трубы;

ГТН – Геолого-технический наряд на производство буровых работ;

ГНВП – Газонефтеводопроявления;

СПО – Спускоподъёмные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПД – Проектная документация;

ПКЗР – Пневматический клиновой захват роторный;

СКО – Соляно-кислотная обработка скважин.

2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

2.1 Сортамент бурильных труб, выпускаемых предприятиями Группы ТМК, представлен в соответствующих каталогах и специализациях предприятий.

2.2 Механические свойства, химический состав, а также другие технические характеристики бурильных труб и замков описаны в НД и/или спецификации заказа.

3 ВВОД БУРИЛЬНЫХ ТРУБ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

3.1 Формирование компоновок бурильных труб

3.1.1 Основными документами, регламентирующими количественный и качественный состав компоновок бурильных колонн, являются рабочие проекты, разработанные, согласованные и утвержденные в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, другими нормативными правовыми актами, регламентирующими порядок проектирования.

3.1.2 Рабочий проект, относительно бурильных труб, как минимум, должен содержать следующие данные и решения:

- горно-геологические условия бурения;
- обоснование конструкции скважины;
- коэффициенты запаса прочности при расчетах;
- обоснование плотности бурового раствора и диапазон колебаний других параметров промывочной жидкости;
- способ бурения и компоновку колонны бурильных труб с указанием группы прочности, толщины стенки, запаса прочности и типа замковых соединений;
- режимы бурения;
- скорости спускоподъемных операций;
- геолого-технический наряд на производство буровых работ;

3.1.3 При подборе проектных компоновок бурильных труб рекомендуется предварительно провести экспертизу соответствия рекомендованных проектом бурильных труб, условиям их последующего практического применения.

3.1.4 При проведении экспертной оценки проектных компоновок бурильных труб и расчета компоновок (подвесок) технологических колонн необходимо учитывать следующее:

- расчет бурильных колонн на прочность проводится в зависимости от типа, глубины, способа бурения или капитального ремонта скважин и состояния ствола скважины на все ожидаемые виды деформаций в соответствии с требованиями, установленными Ростехнадзором РФ;
- запасы прочности бурильной колонны при воздействии на нее статической осевой растягивающей нагрузки, крутящего момента, а также изгибающей нагрузки должны быть для роторного бурения не менее 1,5; для турбинного бурения – не менее 1,4;
- запас прочности бурильной колонны (по пределу текучести) при применении клинового захвата и при воздействии на трубу избыточного наружного и внутреннего давления должен быть не менее 1,15 в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

3.1.5 В рабочий проект на бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин дополнительно должны быть включены следующие положения:

- обоснование профиля и интенсивности искривления (радиуса искривления) ствола скважины, исходя из заданной протяженности горизонтального положения в продуктивном пласте;
- расчеты дополнительных изгибающих нагрузок на бурильную колонну в интервалах искривления ствола;
- мероприятия по обеспечению безотказной и безаварийной работы бурильных колонн в условиях искривления ствола скважины в зенитном и азимутальном направлениях;
- гидравлическую программу, обеспечивающую транспорт шлама из горизонтального участка ствола скважины и вымыв газовых шапок;
- обоснование способа крепления скважины в интервалах интенсивного искривления и в горизонтальном участке;
- допустимые нагрузки на стенки скважины от силы прижатия бурильной колонны в местах интенсивного набора кривизны и др.

3.1.6 Для наклонно-направленных скважин выбор наружного диаметра замковых соединений бурильных труб и их конструкции производится с учетом проектной интенсивности искривления ствола скважины, для предупреждения жёлобообразования и снижения износа обсадных колонн.

3.1.7 При выборе и расчете на прочность компоновок бурильных труб для строительства горизонтальных скважин в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности необходимо исходить из следующих положений:

- в горизонтальном участке ствола скважины должны находиться бурильные трубы максимально возможного диаметра с минимальной толщиной стенки;
- в интервале искривления и выше должны быть установлены толстостенные бурильные трубы;
- утяжеленные бурильные трубы должны располагаться выше интервала интенсивного искривления ствола скважины;

3.1.8 При испытании скважины с выводом пластового флюида на поверхность, бурильная колонна должна быть рассчитана на избыточное внутреннее и наружное давления, которые могут возникнуть в процессе испытания.

3.1.9 Максимальная расчетная масса бурильной колонны не должна превышать 0,6 от допустимой нагрузки на крюке. В случае выполнения технологических операций в обсаженном стволе, нагрузка на крюке не должна превышать 0,9 от допустимой нагрузки на крюке.

3.1.10 Величины моментов и нагрузок рассчитаны из условий обеспечения прочности, герметичности и наибольшей несущей способности тела трубы и замкового соединения.

Предельные осевые растягивающие нагрузки и крутящие моменты для новых бурильных труб приведены в Приложении А без учета коэффициента запаса прочности.

3.1.11 Все поверочные и проектные расчеты бурильных колонн на прочность должны проводиться на соответствие требованиям Ростехнадзора РФ.

3.1.12 Необходимость применения протекторов износа, устанавливаемых на бурильные трубы, определяется рабочим проектом.

3.1.13 При формировании компоновок бурильных труб для строительства, капитального ремонта и реконструкции скважин в условиях возможного воздействия на них сероводорода (H_2S) следует учитывать следующие обстоятельства.

3.1.13.1 В случае воздействия на бурильные колонны и их элементы сероводорода в сочетании с рядом других неблагоприятных факторов (низкое значение pH пластовых вод, наличие в добываемом флюиде воды, сложные нагрузочные ситуации и т.д.), возникает вероятность проявления сероводородной коррозии и, в частности, наиболее опасной ее разновидности – сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением (СКРН) – хрупкого разрушения, в результате растрескивания под воздействием (в присутствии сероводорода и воды) растягивающих напряжений, величина которых обычно ниже предела текучести стали (σ_T), но выше порогового напряжения СКРН (σ_{th}).

3.1.13.2 Бурильные трубы, подверженные воздействию сероводорода должны выбираться с учетом параметров технологических процессов и характеристики коррозионно - агрессивной среды в соответствии с Приложением Б.

3.1.13.3 В рабочем проекте на бурение скважин должны быть указаны методы и периодичность проверки износа и контроля коррозионного состояния бурильных труб.

3.1.13.4 При отклонениях от установленных критериев выбора оборудования, по согласованию с пользователем недр (заказчиком), разрешается использование стандартного оборудования в коррозионно-агрессивной среде с обязательной подачей ингибитора коррозии и сокращением временного интервала между проведением контрольных испытаний (проверок).

3.1.14 При неправильном выборе материального и конструктивного исполнения бурильных труб их неквалифицированная эксплуатация может не позволить реализовать потенциальные возможности продукции.

3.2 Требования к подготовке бурильных труб к эксплуатации

3.2.1 Подготовка бурильных труб к эксплуатации должна включать, как минимум, следующие операции:

- комплектование, т.е. сборку бурильных труб в комплекты;
- маркировку бурильных труб комплекта клеймением;
- составление необходимой документации на комплект бурильных труб (паспорт-журнал, акт).

3.2.2 Каждому комплекту бурильных труб присваивается порядковый номер, и каждой бурильной трубе из комплекта также присваивают свои порядковые номера. Все бурильные трубы маркируют стальными клеймами (высота цифр и букв с закругленными контурами не более 20 мм). Глубина маркировки на теле бурильной трубы не должна превышать 1 мм. Маркировку наносят на ниппельном конце бурильных труб на хвостовике ниппеля на расстоянии от 20 до 25 мм от конической части.

3.2.3 Маркировка включает: порядковый номер комплекта, группу прочности и толщину стенки бурильной трубы, последнюю цифру года ввода бурильной трубы в эксплуатацию и порядковый номер бурильной трубы в комплекте.

3.2.4 Пример маркировки бурильной трубы: 20 Е10 18 42.

Здесь 20 – порядковый номер комплекта, Е – группа прочности, 10 – толщина стенки, 18 – год ввода в эксплуатацию, 42 – порядковый номер бурильной трубы в комплекте.

При отправке комплекта бурильных труб на буровую (скважину), их техническое состояние должно быть отражено в паспорте на комплект путем указания класса.

Работник предприятия, непосредственно ответственный за осуществление отгрузки бурильных труб, должен проверить:

- возможное наличие записи в паспорте (или на трубе) о непригодности отдельных бурильных труб (с целью предотвращения их случайного попадания на буровую);
- принадлежность и легитимность каждой бурильной трубы к отправляемому комплекту (паспорту);
- наличие и качество закрепления резьбовых предохранительных деталей.

3.2.5 Для обеспечения нормальных условий работы до начала бурения скважины, для нее создается индивидуальный набор бурильных труб, объединяющий в единую бурильную колонну все комплекты, предназначенные для данной скважины и обеспечивающие ее безаварийную проводку. Набор бурильных труб для выполнения основных работ закрепляется за данной скважиной на все время бурения. Колонна бурильных труб полностью завозится на буровую до начала работы, или бурильные трубы подаются комплектами для бурения определенного интервала. Наборы бурильных труб ремонтного резерва подаются на буровую по мере надобности.

3.2.6 Длину бурильной колонны обычно выбирают равной глубине скважин плюс 5-10% (бурильные трубы, идущие на пополнение). Состав бурильной колонны устанавливается буровым предприятием, исходя из проектных конструкций и глубин скважин, прочностных характеристик бурильных труб и удобства их учета.

4. ПРИМЕНЕНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

4.1 Техническое обслуживание

4.1.1 Учёт работы и движения парка бурильных труб

4.1.1.1 Бурильные трубы, поступившие в трубное подразделение, подготавливаются к эксплуатации на основании заказа-заявки. В комплект, включаются бурильные трубы одного типоразмера, одной группы прочности и, если это возможно, одного завода-изготовителя. Составление комплекта оформляется актом, к которому прилагается опись бурильных труб комплекта. На каждый комплект бурильных труб составляется паспорт-журнал в двух экземплярах.

4.1.1.2 Один экземпляр паспорта-журнала должен храниться в трубном подразделении, а другой экземпляр или выписка из него - у бурового мастера, эксплуатирующего данный комплект бурильных труб.

4.1.1.3 Запрещается разобщать комплект находившийся в работе до и после ремонта до полного его списания (износа) !

В исключительных случаях разрешается дополнять его новыми бурильными трубами того же типоразмера и такой же группы прочности, что и бурильные трубы комплекта с указанием замены в паспорте.

4.1.1.4 В паспорте-журнале ведется учет движения комплекта бурильных труб (номера скважин в которых работал комплект), время работы бурильных труб, аварий, причин отбраковки, профилактических и ремонтных работ с ним.

4.1.1.5 В процессе производства буровых работ должен вестись, с фиксацией в паспорте-журнале, учет наработки бурильных труб.

При достижении нормативных сроков наработки бурильные трубы должны подвергаться инспекционной проверке, включающей дефектоскопию бурильных труб, проводимую по специальным методикам. Нормативные сроки наработки, виды

инспекций и дефектоскопии устанавливаются в эксплуатирующей организации в зависимости от конкретных условий строительства скважины.

4.1.1.6 Результатом инспекционной проверки является определение класса износа каждой бурильной трубы.

4.1.2 Проведение спускоподъемных операций

4.1.2.1 Персонал, осуществляющий сборку колонн бурильных труб, должен быть обучен и аттестован на данный вид деятельности.

4.1.2.2 Ведение спускоподъемных операций должно осуществляться с использованием механизмов для свинчивания-развинчивания бурильных труб и специальных приспособлений.

4.1.2.3 Для предупреждения искривления ствола скважины, необходимо проводить центрирование вышки, которое проводится после оснастки талевой системы и подвески ведущей трубы. Если вышка установлена правильно, то отвес совпадает с точкой пересечения диагоналей основания вышки. Центр ротора должен совпадать с центром вышки. Ротор должен быть установлен строго горизонтально (проверяется уровнем).

4.1.2.4 Между бурильщиком и верховым рабочим должна быть обеспечена надежная связь, в том числе путем установления четкого порядка обмена сигналами между верховым рабочим и бурильщиком.

4.1.2.5 При проведении СПО членам вахты необходимо следить за состоянием замков, резьбовых соединений, сварных швов, поверхности тела бурильных труб и при обнаружении дефектов немедленно сообщать бурильщику.

4.1.2.6 Посадку ниппельной части резьбы бурильных труб в муфтовую необходимо производить вертикально, осторожно, избегая ударов резьбовых концов и не допуская перекоса резьбы вследствие смещения осей.

4.1.2.7 При нанесении смазки на резьбу перед свинчиванием очередной бурильной трубы следует удалить смазку, оставшуюся на резьбе после подъема бурильной трубы из скважины при её развинчивании.

Для снятия смазки рекомендуется использовать горячую мыльную воду, подаваемую под напором, или пароочиститель. При минусовой температуре допускается удаление смазки с помощью растворителя (Нефрас, Уайт-спирит и т.п.).

После удаления смазки резьбовое соединение следует тщательно протереть сухой и чистой ветошью или просушить сжатым воздухом.

Для удаления смазки не допускается использовать дизельное топливо, керосин, соленую воду, барит и металлические щетки!

Также не следует использовать для удаления смазки моющие средства, оставляющие пленку на поверхности резьбового соединения и приводящие к ухудшению последующего нанесения уплотнительной смазки и её адгезии к металлу.

4.1.2.8 Максимальный вес бурильной колонны, спускаемой на ПКЗР, не должен превышать максимально допустимого значения для данного типоразмера бурильных труб. Размер сменных клиньев и плашек ПКЗР должен соответствовать наружному диаметру бурильных труб.

4.1.2.9 Спуск бурильной колонны при весе на крюке более 100 кН должен проводиться при включенном вспомогательном тормозе.

4.1.2.10 Необходимо не допускать резкой разгрузки бурильных труб при спуске в скважину и удары элеватором о ротор.

4.1.2.11 Скорости при спускоподъемных операциях, с учетом допустимого колебания гидродинамического давления и продолжительности промежуточных промывок, должны регламентироваться рабочим проектом. При отклонении реологических свойств бурового раствора и компоновок бурильной колонны от проектных необходимо внести коррективы в технологический регламент по скорости спускоподъемных операций с учетом допустимых колебаний гидродинамического давления.

4.1.2.12 Свинчивание замковых соединений необходимо проводить с рекомендуемым моментом. Допуск на момент свинчивания минус 10 %.

Рекомендуемые моменты свинчивания замковых соединений новых бурильных труб (при фрикционном коэффициенте 1,0) приведены в Приложении А.

Моменты свинчивания должны корректироваться в зависимости от фрикционного коэффициента, указанного в сертификате на применяемую смазку.

4.1.2.13 Подводить машинные и автоматические ключи к колонне бурильных труб разрешается только после посадки её на клинья и элеватор.

4.1.2.14 При применении машинных ключей и трубного раскрепителя необходимо, чтобы натяжной канат и ключ располагались в одной горизонтальной плоскости. Канат должен надежно крепиться к штоку трубного раскрепителя.

Работа трубного раскрепителя без направляющего поворотного ролика запрещается!

4.1.2.15 При подъёме бурильной колонны наружная поверхность бурильных труб должна очищаться от бурового раствора с помощью специальных приспособлений (обтираторов).

4.1.2.16 Свечи бурильных труб, устанавливаемые на вышке, должны быть застрахованы от выпадения из-за пальца.

4.1.2.17 Во время спускоподъемных операций бурильных труб на буровой запрещается:

- крепить и раскреплять резьбовые соединения бурильных труб вращением ротора;
- докреплять замковые соединения бурильных труб при их растяжении;
- включать клиновой захват до полной остановки бурильной колонны;
- сталкивать ниппель в муфту при свинчивании бурильных труб;
- вращать бурильную трубу (свечу) после выхода резьбы из сопряжения, а также вырывать ниппель из муфты до полного выхода резьбы из сопряжения;
- резко тормозить спускаемую бурильную колонну;
- использовать клинья с изношенными плашками и не соответствующими размерам труб;
- устанавливать челюсти ключей на участок муфты замка и/или ниппеля с твердосплавным поверхностным упрочнением;
- находиться в радиусе (зоне) действия автоматических и машинных ключей, рабочих и страховочных канатов;
- открывать и закрывать элеватор до полной остановки талевого блока;
- подавать бурильные свечи с подсвечника и устанавливать их без использования специальных приспособлений;
- пользоваться перевернутым элеватором;

- использовать при СПО и наращивании бурильной колонны подъемный крюк с неисправной пружиной;
- раскреплять и закреплять бурильные трубы с захватом за тело бурильной трубы машинным ключом, АКБ и др., захватывать тело бурильной трубы машинными ключами;
- подавать на буровую и удалять из буровой бурильные трубы без навинченных предохранительных деталей;
- допускать удары концов бурильных труб о твердые предметы;
- вращать ротором бурильную колонну, разгруженную на клиновой захват;
- допускать использование клиновых захватов с неполным комплектом клиньев и сегментов;
- устанавливать трубные фильтры в бурильные трубы, перфорированной частью вниз.

4.1.2.18 Запрещается проводить спускоподъемные операции при:

- отсутствии или неисправности ограничителя подъема талевого блока, ограничителя допускаемой нагрузки на крюке;
- неисправности спускоподъемного оборудования и инструмента;
- неполном составе вахты, для работы на конкретной установке;
- угле наклона свечей 2 градуса и более; для буровых установок с автоматизированной системой спускоподъемных операций (АСП) – 3 градуса и более; для морских установок с механизированной установкой свечей – 8 градусов и более;
- скорости ветра более 20 м/с;
- потери видимости более 20 м при тумане и снегопаде.

4.1.2.19 В процессе производства буровых работ и после окончания механического бурения, отрыв от забоя и подъем бурильных труб из свежепробуренного ствола скважины следует производить на пониженной скорости буровой лебёдки, предварительно проведя промывку забоя.

4.1.3 Требования к выбору смазок для замковых соединений

4.1.3.1 При свинчивании необходимо применять соответствующую смазку, так как она в значительной степени влияет на износостойкость и герметичность резьбового соединения. Смазки должны воспринимать большие удельные контактные давления, высокую температуру, уплотнять зазоры в резьбе, легко наноситься, долго сохраняться на поверхностях резьбы и т.д.

4.1.3.2 Эксплуатационные характеристики смазок должны отвечать следующим требованиям:

- иметь свойства, позволяющие эффективно применять их на контактных поверхностях соединения в ожидаемых условиях эксплуатации и в ожидаемой окружающей среде;
- фрикционные свойства должны позволять провести свинчивание замкового соединения правильно и равномерно;
- смазочные свойства должны предотвращать заедание или повреждение контактных поверхностей соединения во время свинчивания и развинчивания;
- обеспечивать герметизирующие свойства для резьбовых соединений и уплотнений типа «металл к металлу» в зависимости от эксплуатационных требований;
- иметь физическую и химическую стабильность, как в условиях эксплуатации, так и при хранении.

4.1.3.3 Оценивая, подходит ли резьбовая многокомпонентная смазка, Потребитель должен определить, при каких условиях она будет использоваться и в дополнение к результатам лабораторных испытаний, указанных в нормативных документах на смазку, учесть полевые испытания и опыт использования её на промыслах.

4.1.3.4 Рекомендуемые смазки и область их применения приведены в таблице 1.

Таблица 1– Области применения резьбовых смазок

Смазка	Область применения
РУСМА-1 (РУСМА-1₍₃₎, РУСМА-1А, РУСМА-1А₍₃₎) ТУ 0254-001-46977243-2002	Для герметизации, уплотнения и защиты от коррозии закруглённых и упорных резьб на соединениях обсадных, насосно-компрессорных, бурильных труб и трубопроводов любого диаметра, в том числе резьбовых соединений труб класса «Премиум», при эксплуатации с высоким давлением. Наличие в смазках антифрикционных добавок обеспечивает снижение износа резьбы и исключение заедания резьбовых соединений. Обеспечивает временную противокоррозионную защиту резьбовой поверхности труб на период хранения и транспортирования на открытой площадке (условия хранения по ГОСТ 15150). Сроки консервационной защиты: РУСМА-1, РУСМА-1А – 24 месяца; РУСМА--1₍₃₎, Русма-1А₍₃₎ от 24 месяцев. Работоспособны при температурах от минус 50⁰С до плюс 200⁰С.
РУСМА-1и (РУСМА-1и, РУСМА-1и(а)) ТУ 0254-062-46977243-2008	Для герметизации, уплотнения и защиты от коррозии закруглённых и упорных резьб на соединениях обсадных, насосно-компрессорных, бурильных труб и магистральных трубопроводов любого диаметра, в том числе резьбовых соединений труб класса «Премиум», при эксплуатации с высоким давлением и в агрессивных средах, содержащих диоксид углерода (CO₂) и сероводород (H₂S). Обеспечивает временную противокоррозионную защиту резьбовой поверхности труб на период хранения и транспортирования на открытой площадке (условия хранения по ГОСТ 15150). Срок консервационной защиты – 24 месяца Работоспособны при температурах от минус 50⁰С до плюс 200⁰С.
РУСМА Р-4 (РУСМА Р-4₍₃₎, РУСМА Р-4А, РУСМА Р-4А₍₃₎) ТУ 0254-031-46977243-2004	Предназначена для герметизации свинчивания и защиты от коррозии резьбовых соединений бурильных, обсадных, насосно-компрессорных, труб в том числе резьбовых соединений труб класса «Премиум». Обеспечивает временную противокоррозионную защиту резьбовой поверхности труб на период хранения и транспортирования на открытой площадке (условия хранения по ГОСТ 15150). Срок консервационной защиты: РУСМА Р-4, РУСМА Р-4А – 24 месяца, РУСМА Р-4₍₃₎, РУСМА Р-4А₍₃₎ – от 24 месяцев. В отличие от смазок аналогичного назначения смазки «РУСМА Р-4» не содержат свинцового порошка в качестве наполнителя. Работоспособны при температурах от минус 50⁰С до +200⁰С.
РУСМА Р-12 ТУ 0254-061-46977243-2008	Для замковых соединений, всех вращающихся соединений с соединений с узлом уплотнения типа «металл-металл», заплечиком, насосно-компрессорных труб, в том числе резьбовых соединений труб класса «Премиум», ловильных инструментов, а также для использования на всех резьбовых и фланцевых соединениях, штифтов, болтов и винтов в условиях высоких температур (300⁰ и выше). Обеспечивает временную противокоррозионную защиту резьбовой поверхности труб на период хранения и транспортирования на открытой площадке (условия хранения по ГОСТ 15150). Срок консервационной защиты – 24 месяца. Работоспособна при температурах от минус 40⁰С до плюс 300⁰С.
РУСМА Р-14 (РУСМА Р-14, РУСМА Р-14₍₃₎, РУСМА Р-14А) ТУ 0254-068-46977243-2009	Для герметизации резьбовых соединений бурильных, обсадных, насосно-компрессорных и магистральных труб любого диаметра, изготовленных из обычных и высокохромистых сталей, и резьбовых соединений класса «Премиум», подвергаемых многократному свинчиванию-развинчиванию и работающих при высоком давлении в агрессивных средах. Смазка медьсодержащая без свинцового наполнителя. Работоспособна при температурах от минус 40⁰С до плюс 200⁰С.

Смазка	Область применения
РУСМА Р-17 ТУ 0254-109- 46977243-2011	Для герметизации, уплотнения и защиты от коррозии закругленных и упорных резьб на соединениях бурильных, обсадных, насосно-компрессорных и магистральных труб любого диаметра, в том числе резьбовых соединений труб класса «Премиум», эксплуатируемых при высоких давлениях. Обеспечивает временную противокоррозионную защиту резьбовой поверхности труб на период хранения и транспортирования на открытой площадке (условия хранения по ГОСТ 15150). Срок консервационной защиты – 24 месяца. Работоспособна при температурах от минус 50°С до плюс 200°С.
РУСМА Р-18 ТУ 0254-119- 46977243-2012	Для резьбовых соединений замков бурильных труб. Работоспособна при температурах от минус 50 °С до плюс 150 °С.
РУСМА Р-19 ТУ 0254-170- 46977243-2015	Для замковых соединений, всех вращающихся соединений с заплечиком, насосно-компрессорных труб, в том числе резьбовых соединений труб класса «Премиум», ловильных инструментов, а также для использования на всех резьбовых и фланцевых соединениях, штифтов, болтов и винтов в условиях сверхвысоких высоких температур (300° и выше). Обеспечивает временную противокоррозионную защиту резьбовой поверхности труб на период хранения и транспортирования на открытой площадке (условия хранения по ГОСТ 15150). Срок консервационной защиты – 24 месяца
РУСМА Р-24 CU Arctic ТУ 19.20.29- 186-46977243- 2017	Для герметизации и уплотнения резьбовых соединений бурильных, обсадных, насосно-компрессорных, а также трубопроводных труб любого диаметра, подвергаемых многократному свинчиванию, и резьбовых соединений нефтяного оборудования, эксплуатируемого при тяжёлых условиях бурения и в различных климатических условиях, в том числе в районах Крайнего Севера. Работоспособна при температурах от минус 50°С до плюс 200°С.
РУСМА Р-25 ТУ 19.20.29- 199-46977243- 2017	Для герметизации, уплотнения и защиты от коррозии резьбовых соединений бурильных, обсадных, насосно-компрессорных, в том числе резьбовых соединений труб класса «Премиум», внутрискважинного и промышленного оборудования, эксплуатирующегося на газоконденсатных месторождениях, содержащих диоксид углерода (CO₂) и сероводород (H₂S) в условиях Крайнего Севера. Обеспечивает временную противокоррозионную защиту резьбовой поверхности труб на период хранения и транспортирования на открытой площадке (условия хранения по ГОСТ 15150). Срок консервационной защиты – 24 месяца. Работоспособна при температурах от минус 60°С до плюс 200°С.
РУСМА-1 API ТУ 0254-084- 46977243-2009	Для герметизации, уплотнения и защиты от коррозии закруглённой и упорной резьбы на соединениях обсадных, насосно-компрессорных, бурильных труб и трубопроводов любого диаметра, в том числе резьбовых соединений труб класса «Премиум», при эксплуатации с высоким давлением. Обеспечивает временную противокоррозионную защиту резьбовой поверхности труб на период хранения и транспортирования на открытой площадке (условия хранения по ГОСТ 15150). Срок консервационной защиты – 24 месяца. Работоспособна при температурах от минус 50°С до плюс 200°С.

Смазка	Область применения
РУСМА-API Modified ТУ 0254-167-469772243-2015	Для герметизации, уплотнения и защиты от коррозии всех типов резьбы на соединениях обсадных, насосно-компрессорных, бурильных труб и трубопроводов любого диаметра, в том числе резьбовых соединений труб класса «Премиум», подвергаемым многократному свинчиванию-развинчиванию при эксплуатации с давлением до 70 МПа. Обеспечивает временную противокоррозионную защиту резьбовой поверхности труб на период хранения и транспортирования на открытой площадке (условия хранения по ГОСТ 15150). Срок консервационной защиты – 24 месяца Работоспособна при температурах от минус 50°C до плюс 200°C.
РУСМА Zn-20 ТУ 0254-098-46977243-2010	Для герметизации и свинчивания резьбовых соединений бурильных труб. Работоспособна при температурах от минус 45°C до плюс 150°C.
РУСМА Zn-50 ТУ 0254-118-46977243-2012	Для герметизации и свинчивания резьбовых соединений обсадных, насосно-компрессорных и бурильных труб, в том числе бурильных труб для комплексов со съёмными керноприемниками (ССК), а также для бурового инструмента. Обеспечивает временную противокоррозионную защиту резьбовой поверхности труб на период хранения и транспортирования на открытой площадке (условия хранения по ГОСТ 15150). Срок консервационной защиты – 24 месяца. В отличие от смазок аналогичного назначения, смазка «РУСМА Zn-50» не содержит в качестве наполнителей свинцового, медного порошков и аморфного графита. Работоспособна при температурах от минус 40°C до плюс 150°C.
РУС-ОЛИМП ТУ 0254-009-540044229-05	Для замковых соединений бурильных труб импортного и отечественного производства. Температурный диапазон от минус 50°C до плюс 200°C.
РУСМА P-4ZnCU ТУ 0254-085-46977243-2009	Для герметизации и свинчивания резьбовых соединений и бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб и трубопроводов. В отличие от смазок аналогичного назначения смазки «РУСМА P-ZnCU» не содержат свинцового порошка в качестве наполнителя. Работоспособна при температурах от минус 40°C до плюс 150°C.
ВАЛЬМА-API Norm ТУ 0254-010-54044229-2009	Для свинчивания и герметизации резьбовых соединений бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб, в том числе и хладостойкого и серо-водородостойкого типа исполнения. Температурный диапазон от минус 50°C до плюс 200°C.
Примечание: Данные по области применения смазок приведены по информации изготовителя смазок. Возможно применение резьбовых смазок других марок при условии их соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 13678/API 5A3 и применимости в конкретных условиях эксплуатации.	

4.1.3.5 Необходимое количество резьбовой смазки должно распределяться между ниппелем и муфтой в пропорции: 2/3 - на муфту, 1/3 - на ниппель. В исключительных случаях, если смазка наносится на один элемент соединения, предпочтительно, чтобы это была муфта.

Смазку следует наносить на тщательно высушенную поверхность резьбового соединения кистью (рисунок 1), щеткой или другими приспособлениями, на конец муфты рекомендуется наносить смазку приспособлением с рельефным профилем.

Запрещается использовать для нанесения смазки металлические щетки!

На кисти или щетке (предпочтительно использовать круглую жёсткую щётку), используемой для нанесения резьбоуплотнительной смазки, не должно быть

посторонних частиц. При нанесении смазки распределять по ниткам резьбы и сопрягаемым (упорным) поверхностям.



Рисунок 1 – Нанесение смазки на резьбу бурильных труб

Резьбовую уплотнительную смазку следует наносить на всю поверхность резьбы и уплотнительные поверхности соединения ровным непрерывным слоем. Впадины резьбы должны быть полностью заполнены смазкой, а форма профиля резьбы после нанесения смазки должна четко просматриваться (рисунок 2).



Слишком мало

Слишком много

Нормальное количество

Рисунок 2 – Нанесение смазки на резьбу бурильных труб

4.1.3.6 На рабочем месте должна находиться смазка одного типа, изготовленная по одному документу (ТУ) и рекомендованная для данной бурильной колонны.

Резьбовые смазки, применяемые для свинчивания, должны использоваться только из оригинальной тары состояния поставки, снабженной этикеткой с указанием названия смазки, номера партии, даты изготовления.

Запрещается использование смазки из тары, не имеющей идентификационных признаков, перекачивание смазки в другие емкости и разбавление смазки!

4.1.3.7 Расходная тара со смазкой должна быть закрыта крышками для предохранения от загрязнения и попадания в смазку посторонних предметов.

4.1.3.8 Смазки перед употреблением должны тщательно перемешиваться. При использовании всех смазок необходимо избегать попадания их на кожу и в желудочно-кишечный тракт.

4.1.3.9 Потребитель несёт ответственность за выполнение требований по охране окружающей среды в районе проведения работ и за соответствующий выбор, использование и утилизацию многокомпонентной смазки.

4.1.3.10 Если на заводе-изготовителе бурильных труб под предохранительные детали нанесена консервационная смазка, информация о наличии которой

дополнительно отражена на стикерах, наклеенных на предохранительные детали, то перед свинчиванием резьб консервационная смазка должна быть полностью удалена и на резьбу и упорные поверхности нанесена рекомендованная резьбоуплотнительная смазка. Резьбоуплотнительная смазка должна наноситься на чистую сухую поверхность резьбы и упорные поверхности ниппеля и муфты.

В случае поставки труб с резьбоуплотнительной смазкой под предохранительными деталями допускается проведение первой спускоподъёмной операции без удаления заводской смазки в случае наличия заводских предохранительных деталей и отсутствия их повреждения. При этом после отвинчивания предохранительных деталей проводится визуальная оценка смазки на резьбе труб и муфт на отсутствие/наличие инородных включений. В случае обнаружения инородных включений резьбовая смазка должна быть полностью удалена и на резьбу нанесена вновь резьбовая смазка того же наименования. Перед сборкой рабочего резьбового соединения на резьбу трубы и муфты, при отсутствии смазки на каком-либо участке резьбы независимо от площади непокрытого участка, дополнительно производится нанесение резьбовой смазки того же наименования так, чтобы была покрыта вся поверхность соединяемого участка.

4.1.3.11 Очистку от смазки следует проводить ветошью при помощи горячей мыльной воды, подаваемой под напором, пароочистителя или растворителя, не содержащего хлор.

При минусовой температуре допускается удаление смазки с помощью растворителя, не содержащего хлор, с последующей продувкой резьбового соединения сжатым воздухом.

Для удаления смазки не допускается использовать дизельное топливо, керосин, соленую воду, барит и металлические щетки !

Также не следует использовать для удаления смазки моющие средства, оставляющие пленку на поверхности резьбового соединения и приводящие к ухудшению последующего нанесения уплотнительной смазки и её адгезии к металлу.

После удаления смазки резьбовое соединение следует тщательно протереть сухой и чистой ветошью или просушить сжатым воздухом.

4.1.3.12 Применение машинного, дизельного масла и т.п. в качестве заменителей консистентных смазок и свинчивание резьб без смазки запрещается. Запрещается использовать при свинчивании резьбовых соединений какие-либо материалы (пакля, бечева, проволока и т.д.) или детали между ниппелем и муфтой замков, кроме резьбовой смазки.

4.2 Ремонт бурильных труб

4.2.1 Основанием передачи бурильных труб в ремонт должны служить результаты оценки их технического состояния, осуществляемые в соответствии с разделом 12 данного Руководства.

4.2.2 Бурильные трубы на ремонт должны вывозиться службами бурового предприятия и передаваться ремонтному предприятию комплектами по акту совместно с заполненным паспорт-журналом на комплект на данный момент эксплуатации.

4.2.3 Замки, в составе бурильных труб, относятся к ремонтируемым изделиям.

4.2.4 Для резьбовых соединений (деталей) замков допускается перенарезка резьбы в цехе и их возврат в эксплуатацию, если неповрежденные участки по телу замка

находятся в надлежащем состоянии, а также, если выполняются все прочие требования, такие как минимальная высота установки ключа в соответствии с п.12.2 и др.

4.2.5 Все повторно нарезанные соединения должны отвечать требованиям НД к новым соединениям и должны быть подвергнуты магнитопорошковому контролю.

4.2.6 На резьбе и на уплотнительных поверхностях замкового упорного соединения после перенарезки необходимо восстановить антизадирное покрытие (например, фосфатное).

4.2.7 По окончании ремонтных работ руководитель трубного подразделения должен вносить необходимые записи в соответствующие разделы паспорт-журнала на комплект бурильных труб.

4.2.8 Класс комплекта бурильных труб, прошедших ремонт, устанавливается по наиболее изношенным трубам, износ которых не превышает требований ко второму классу (трубы третьего класса подлежат изъятию из комплекта).

5 УПАКОВКА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

5.1 Резьба, уплотнительные торцы и уступы, уплотнительные конические поверхности замков должны быть защищены от повреждений при транспортировании и хранении специальными резьбовыми предохранительными деталями: металлическими, полимерными или комбинированными (металл + полимер). Допускается применение и других материалов резьбовых предохранительных деталей, обеспечивающих защиту резьбы от повреждения.

5.2 Конструкция резьбовых предохранительных деталей должна обеспечивать защиту резьбы, упорных торцов и уступов ниппелей и муфт в соответствии с требованиями нормативной документации на бурильные трубы.

5.3 Торцы всех бурильных труб должны быть закрыты резьбовыми предохранительными деталями, которые по требованию потребителя могут выполняться либо открытыми, либо глухими. В последнем случае во внутреннюю полость для предохранения от коррозии может помещаться влагопоглотитель (по требованию Заказчика), например, силикагель.

5.4 При навинчивании предохранительных деталей, резьбы, упорные торцы и уступы, уплотнительные конические поверхности должны быть покрыты консервационной смазкой или по требованию Заказчика, резьбовой смазкой, обладающей консервационными свойствами.

5.5 Бурильные трубы должны поставляться в пакетах, прочно увязанных не менее, чем в трех местах.

При увязке бурильных труб в пакеты муфты на бурильных трубах должны быть ориентированы в одну сторону. В одном пакете должны быть бурильные трубы только одной партии, одного типоразмера.

Масса пакета бурильных труб не должна превышать 5 т, а по требованию потребителя – не более 3 т.

5.6 Увязочный материал не является приспособлением для строповки. Упаковка должна обеспечивать многократные перегрузки пакетов и обеспечивать сохранность бурильных труб от возможных повреждений.

6.ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ ХРАНЕНИЕ И КОНСЕРВАЦИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

6.1 Транспортирование бурильных труб

6.1.1 Транспортирование бурильных труб может осуществляться железнодорожным (на открытом подвижном составе), автомобильным, водным или воздушным транспортом в соответствии с Правилами перевозок грузов и Технических условий погрузки и крепления грузов, действующими на транспорте данного вида.

6.1.1.1 Перевозка железнодорожным транспортом.

В дополнение к требованиям правил перевозки грузов железнодорожным транспортом [19] при погрузке бурильных труб на платформы рекомендуется:

- применять деревянные прокладки, уложенные поперек платформы, для надлежащей опоры бурильных труб и возможности их захвата при погрузке;
- не допускать загрязнения бурильных труб;
- если пол платформы неровный, положить под прокладки клинья и выровнять поверхность прокладок;
- не располагать прокладки под высаженными концами бурильных труб;
- для предотвращения перемещения надежно закрепить бурильные трубы и правильно переложить их прокладками;

При транспортировании бурильных труб на платформах необходимо с боковых сторон устанавливать вертикальные деревянные стойки, связанные поверх бурильных труб проволокой.

Не допускается размещать прокладки под замками и под предохранительными деталями.

6.1.1.2 Перевозка грузовым автотранспортом.

В соответствии с правилами перевозки [20] при транспортировании бурильных труб автотранспортом рекомендуется:

- грузить бурильные трубы на бусы и привязывать их с помощью подходящей цепи или проволочного хомута к брусам;
- укладывать бурильные трубы так, чтобы муфты были на одном конце транспорта
- в непакетированном виде бурильные трубы укладывать на прокладки и привязывать их к прокладкам цепью или хомутом. Длинные бурильные трубы при перевозке необходимо дополнительно перевязывать цепью или хомутом приблизительно посередине длины;
- не перегружать машину для исключения опасности разгрузки бурильных труб в пути;
- после перевозки груза на незначительное расстояние снова подтянуть скрепляющие цепи (хомуты), которые могут ослабнуть в результате осадки груза.

При использовании трубопроводов необходимо принять меры по исключению прогиба бурильных труб. Концы бурильных труб при транспортировании не должны выступать за габариты транспортных средств более чем на 1 м.

Схемы укладки бурильных труб на специализированные транспортные средства представлены на рисунке 3, при этом в качестве проволочного хомута необходимо использовать катаную проволоку диаметром не менее 6 мм по ГОСТ 3282.

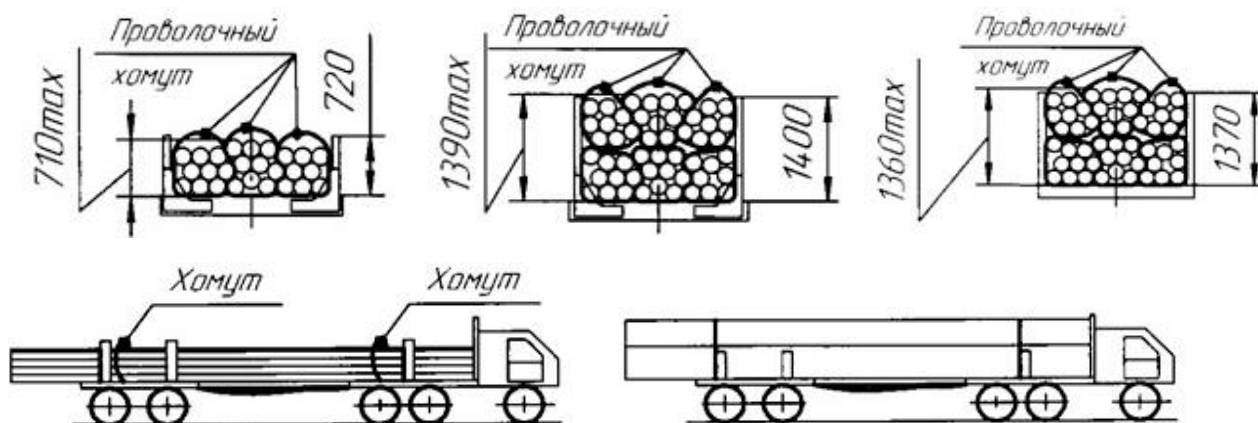


Рисунок 3 – Схемы укладки бурильных труб на специализированные транспортные средства

6.1.1.3 Перевозка водным транспортом

В соответствии с правилами перевозки водным транспортом [21] должно быть обеспечено надлежащее проведение погрузки и разгрузки судов. Не допускается применение несоответствующих или неэффективных средств крепления бурильных труб, предохраняющих их от перемещения во время крена судна, соприкосновения бурильных труб с трюмной водой и расположения рядом с вредными химическими и другими веществами, вызывающими коррозию металла, протаскивания бурильных труб волоком по штабелю, зацепления муфт или резьбовых предохранительных деталей, а также ударов о края люков или поручни судна.

6.1.1.4 Перевозка воздушным транспортом.

В соответствии с правилами перевозки [20] при транспортировании бурильных труб авиатранспортом рекомендуется:

- а) подготовку бурильных труб к перевозке вертолетом производить на площадке, оборудованной грузоподъемным механизмом с динамометром;
- б) перевозить бурильные трубы, упакованными только во взвешенных пакетах, соблюдая порядок подвешивания пакета бурильных труб к вертолету и его отцепки.

6.1.2 Погрузочно-разгрузочные операции.

6.1.2.1 Перед погрузочно-разгрузочными операциями необходимо удостовериться, что предохранительные детали резьбовых соединений прочно установлены.

6.1.2.2 При погрузке, выгрузке и укладке бурильных труб в штабели необходимо применять грузоподъемные механизмы или безопасные трубные накаты (скаты).

6.1.2.3 Бурильные трубы из железнодорожного состава следует разгружать через один вагон или вести работы по обе стороны пути в шахматном порядке. Разгрузку разрешается выполнять только специально обученной бригаде под руководством ответственного лица. Особо опасными для нарушения качества бурильных труб и для самих исполнителей является момент открывания люков полувагонов, бортов платформ и снятие стоек.

6.1.2.4 Разгрузку бурильных труб с трубозов на стеллажи, а также погрузку со стеллажей необходимо производить имеющимися грузоподъемными механизмами или при помощи специальных накатов.

Категорически ЗАПРЕЩАЕТСЯ транспортировать бурильные трубы волоком, сбрасывать с высоты на землю, сваливать бурильные трубы при разгрузке, так как это может привести к повреждению резьбы и образованию вмятин на бурильных трубах.

6.1.2.5 При погрузке и разгрузке бурильных труб необходимо:

- при разгрузке вручную использовать канатные петли. Скатывать бурильные трубы по направляющим параллельно штабелю, не допуская слишком быстрого перемещения и соударения концов бурильных труб, которые могут привести к повреждению резьбы даже при наличии резьбовых предохранительных деталей;
- при использовании подъемных кранов для погрузки-разгрузки длинных бурильных труб применять широкозахватные траверсы со стропами в соответствии с утвержденными схемами строповки;
- не допускать разгрузки бурильных труб на грунт, рельсы, стальной или бетонный пол.
- не допускать удары бурильных труб или пакетов о металлические части транспортных средств или друг о друга.

6.1.2.6 Особое внимание необходимо уделять ведению погрузо-разгрузочных работ с бурильными трубами, предназначенными для работы в кислых средах, или из коррозионно-стойкого сплава, не допуская их ударов друг о друга, или другие предметы. Необходимо использовать специальные способы погрузки-разгрузки, так как удары о рядом лежащую бурильную трубу или иные предметы могут вызвать локальное упрочнение бурильной трубы до такой степени, что бурильная труба станет восприимчивой к растрескиванию под действием напряжений в сульфидсодержащей среде.

6.2 Хранение и консервация бурильных труб

6.2.1 Все бурильные трубы должны храниться уложенными на стеллажах, отвечающих требованиям сохранности бурильных труб и безопасности.

6.2.2 Требования, предъявляемые к стеллажам и укладке бурильных труб на них, следующие:

а) рабочая (опорная) поверхность стеллажа должна быть горизонтальной с целью предотвращения самопроизвольного перекатывания бурильных труб, конструкция стеллажа должна обеспечивать касание бурильной трубы с опорной поверхностью стеллажа не менее чем в трех точках, с целью исключения самопроизвольного скатывания бурильных труб, каждый стеллаж должен быть оборудован вертикальными стойками;

б) рабочая (опорная) поверхность стеллажей должна располагаться на высоте не менее 350 мм от поверхности земли;

в) высота штабеля бурильных труб на стеллаже не должна превышать 2500мм;

г) при укладке бурильных труб в несколько рядов между рядами должно быть проложено не менее трех деревянных или аналогичных по свойствам прокладок, высота которых должна быть такой, чтобы замковые детали не касались друг друга.

Прокладки между рядами бурильных труб располагать в одной плоскости (параллельно друг другу).

Не допускается размещать прокладки под замками и под предохранительными деталями.

Схемы укладки бурильных труб представлены на рисунке 4.

6.2.3 Отдельно на стеллажах должны складироваться:

- а) новые бурильные трубы, поступившие от заводов-изготовителей;
- б) бурильные трубы, рассортированные по предстоящим видам ремонта;
- в) отремонтированные бурильные трубы сгруппированные в соответствии с принадлежностью к комплектам;
- г) бурильные трубы, собранные в комплекты и подготовленные для отправки эксплуатирующему предприятию;
- д) забракованные бурильные трубы, не подлежащие ремонту.

6.2.4 На каждом стеллаже (кроме стеллажа с забракованными бурильными трубами) укладываются бурильные трубы, имеющие одни и те же параметры: тип, условный диаметр, толщину стенки, группу прочности, класс и направление резьбы.

6.2.5 Каждый стеллаж с бурильными трубами, подлежащих эксплуатации, должен быть снабжен табличкой, в которой указываются основные технические характеристики, размещенных на нем бурильных труб.

На стеллаже с забракованными бурильными трубами, не подлежащих ремонту, кроме таблицы с указанием «БРАК», на каждой бурильной трубе должна быть нанесена краской надпись «БРАК».

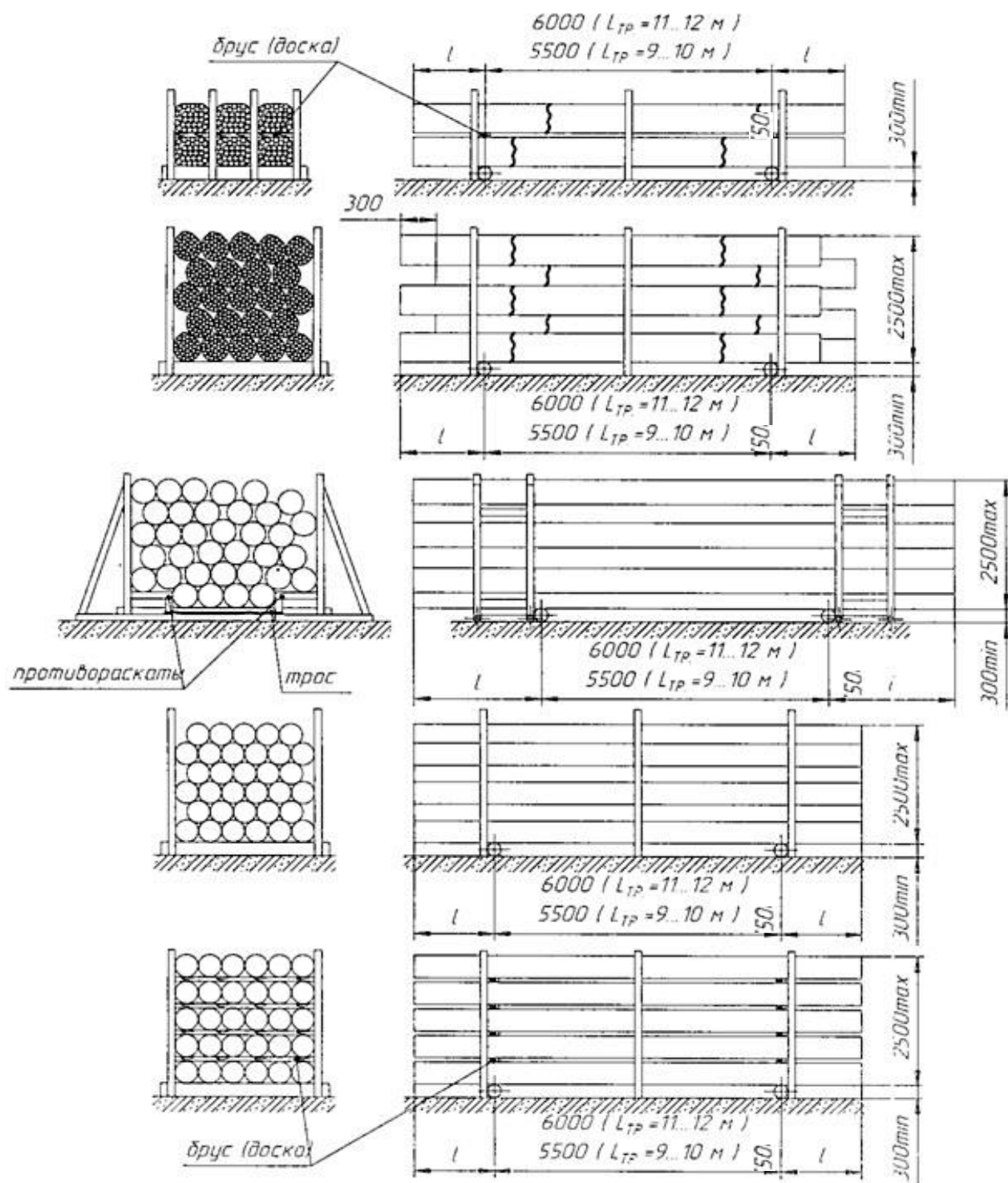


Рисунок 4 - Схемы укладки бурильных труб

6.2.6 Резьба бурильных труб, находящихся на хранении, должна быть смазана консервационной смазкой либо резьбовой смазкой, обладающей консервационными свойствами и защищена от повреждений резьбовыми предохранительными деталями.

Области применения консервационных смазок указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Области применения консервационных смазок

Смазка	Область применения
Смазка ИП-1 (л) и (3) ТУ 33.101820-80	Цилиндровое нефтяное масло, загущенное кальциевым мылом кислот хлопкового масла и саломаса; содержит противозадирную присадку. Обладает хорошими водостойкостью и противозадирными характеристиками, низкими морозостойкостью и механической стабильностью, удовлетворительной коллоидной стабильностью. Работоспособна при температуре: от 0°С до плюс 70°С (Л); от минус 10° до плюс 70°С (3).
Rust Veto AS Фирма HOUGHTON	Ингибитор коррозии смазочного типа, содержащий высококачественные ингибиторы коррозии и предназначенный для использования в экстремальных климатических условиях. Продукт специально разработан для долгосрочной защиты резьбы на трубной продукции, находящейся в агрессивной окружающей среде. Ингибитор позволяет создать защиту от коррозии до 12 месяцев во время наружного хранения в агрессивной окружающей среде.
Антикоррозионное средство «KENDEX OCTG»	Антикоррозионное средство разработано специально для длительной защиты труб нефтяного сортамента, стойкое к воздействию серных восстановителей и различных бактерий, которые в обычных условиях способствуют развитию коррозии.
Консервационное масло К-17	Консервационное масло предназначено для защиты резьбы на трубной продукции на период хранения или транспортировки в различных условиях.
<i>Примечание.</i> Для консервации могут быть использованы другие консервационные смазки имеющие срок защиты не ниже, чем у рекомендованных смазок	

6.2.7 По истечению срока защитных свойств консервационных или резьбовых смазок (указываются в сертификатах на трубы), резьба ниппельного конца труб и резьба муфт под предохранителями резьбы подлежит переконсервации.

6.2.8 Переконсервация проводится по следующей схеме:

- отвинчивание резьбовых предохранительных деталей;
- удаление консервационной или резьбовой смазки как с резьбовых соединений труб, так и с предохранительных деталей в соответствии с п.4.1.3.11 настоящего руководства;
- осмотр и визуальная оценка резьбы на соответствие НД;
- нанесение свежей консервационной или резьбовой смазки, обладающей консервационными свойствами, при соответствии резьбы НД в соответствии с п.4.1.3 настоящего руководства;
- навинчивание резьбовых предохранительных деталей.

6.2.9 Запрещается хранить вблизи стеллажей кислоты, щелочи и другие химические материалы, способные вызвать коррозию бурильных труб.

6.2.10 Допускается хранение бурильных труб на открытом воздухе не более одного года с последующей ревизией бурильных труб и определением условий их дальнейшего хранения.

7.ЭКСПЛУАТАЦИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

7.1 Условия работы бурильной колонны

7.1 Эксплуатация бурильных труб у Потребителя должна осуществляться в соответствии с документированными процедурами, разработанными и утвержденными в установленном порядке с учётом действующих норм и правил РД в нефтегазодобывающей промышленности и компании (Потребителя), а также с учётом действия сопутствующих факторов (параметров промывочной жидкости, состояния ствола скважины и т.п.)

7.1.1 При отправке комплекта бурильных труб на буровую необходимо направлять заполненную данными о работе комплекта выписку из паспорта (копия паспорта) на данный комплект. Не допускается эксплуатация бурильных труб без выписки из паспорта (копии паспорта).

7.1.2 При получении бурильных труб буровой мастер должен сверить маркировку на бурильных трубах с данными, указанными в выписке из паспорта (копия паспорта) на комплект бурильных труб, проверить наличие резьбовых предохранительных деталей на всех бурильных трубах, осуществить внешний осмотр бурильных труб с целью выявления дефектов, в том числе возникших во время транспортировки, погрузки, разгрузки.

7.1.3 В процессе эксплуатации бурильных труб необходимо контролировать следующие нагрузки действующие на бурильную трубу:

- момент свинчивания резьбового соединения;
- осевую силу;
- крутящий момент;
- давления среды (внутреннее, наружное);
- угол набора кривизны.

Указанные нагрузки не должны превышать (с учетом сложнапряженного состояния) предельных нагрузок для новых бурильных труб с учетом коэффициента запаса прочности (Приложение А).

Для наглядности области применения стальных бурильных труб при совместном действии растяжения, кручения и изгиба представлены графически в Приложении Д. На диаграммах сочетания нагрузок область безопасной эксплуатации труб ограничена красной линией рекомендуемого момента свинчивания.

7.1.4 При бурении пластов, содержащих сернистый водород, необходимо контролировать наличие сернистого водорода и сульфидов в буровом растворе. При их появлении необходимо дополнительно обработать буровой раствор нейтрализатором.

7.1.5 Бурильные трубы, находившиеся в контакте с сероводородом, после демонтажа перед повторным использованием должны быть подвергнуты дефектоскопии и опрессованы.

7.1.6 При эксплуатации бурильной колонны необходимо, по возможности, предотвращать появление дополнительных факторов, которые могут повлиять на её прочность и надёжность, в том числе, таких как:

- прихват бурильной колонны;
- резонансные вибрации;
- крутильные колебания колонны;
- ударные нагрузки;

- перекосы при свинчивании;
- переменные нагрузки, вызывающие усталость металла.

7.1.7 Информация о запасе прочности бурильной колонны для роторного и турбинного бурения указаны в п 3.1.4.

7.1.8 Для предотвращения преждевременного истирания замков и резьбовых соединений замков необходимо:

- регулярно проверять соосность вышки и ротора по отношению к устью скважины и при необходимости проводить дополнительное центрирование вышки;
- не допускать ударов резьб;
- начинать свинчивание резьбовых соединений на пониженных оборотах;
- не допускать проскальзывания сухарей на боковой поверхности замков при их свинчивании.

7.1.9 С целью повышения долговечности и предотвращения заедания резьбы рекомендуется проводить приработку резьб новых бурильных труб путем 3 – 5 кратного свинчивания - развинчивания с малой частотой вращения (10 – 15 об/мин), попеременно удаляя старую и нанося новую смазку – если приработка резьб не производилась в заводских условиях изготовителем бурильных труб или замков по требованию Заказчика.

7.1.10 Для достижения равномерного износа замковых резьб необходимо через каждые десять-двадцать долблений рабочие соединения свечей менять на нерабочие. (Рабочее соединение – соединение, с помощью которого «свеча» подсоединяется к колонне бурильных труб).

7.1.11 При роторном бурении необходимо осуществлять контроль крутящего момента колонны бурильных труб.

Условия работы должны обеспечивать рабочий крутящий момент бурильной колонны ниже крутящего момента свинчивания бурильных труб.

7.1.12 При возникновении сильной вибрации бурильной колонны необходимо изменить скорость ее вращения до уменьшения вибрации или полного исчезновения. В случае не достижения результата в состав КНБК должен быть включён наддолотный амортизатор.

7.1.13 Приложение растягивающих нагрузок, например, в случае прихвата бурильной колонны, следует осуществлять с учетом группы прочности и класса износа бурильных труб. Максимально допустимые растягивающие нагрузки не должны создавать в теле трубы напряжений, которые превышают 80 % от минимально нормированного предела текучести материала бурильных труб. При этом должен учитываться класс износа бурильных труб.

7.1.14 В случае строительства глубоких скважин необходимо следить за температурой восходящего глинистого раствора, так как ее резкое снижение возможно свидетельствует о появлении размыва резьбовых соединений или промыва тела трубы в колонне бурильных труб.

Также нужно следить за давлением на стояке, так как резкое падение давления возможно свидетельствует о появлении размыва резьбовых соединений или промыва тела трубы в колонне бурильных труб.

7.1.15 Не рекомендуется применять бурильные трубы в режимах и условиях бурения, при которых были замечены промывы в типичном месте промыва бурильных труб, без защитного внутреннего покрытия.

7.1.16 Дефектоскопию бурильных труб необходимо проводить в соответствии с нормативным документом с периодичностью, указанной в ПД, в зависимости от конкретных условий строительства скважины.

После ликвидации инцидентов, связанных с прихватом, падением в скважину бурильной колонны, и перед спуском потайных колонн или секции обсадной колонны проверка бурильных труб дефектоскопией обязательна !

7.1.17 Опрессовку бурильных труб на полуторакратное рабочее давление необходимо проводить после работы в скважине в течение установленного срока, после аварийных работ, связанных с воздействием на бурильную колонну предельных нагрузок, а также:

- перед спуском потайных колонн или секций обсадных колонн;
- перед спуском испытателя пластов на бурильных трубах;
- в случае предположения о негерметичности бурильной колонны.

7.1.19 При обнаружении в процессе эксплуатации критических дефектов бурильных труб последние необходимо удалить из бурильной колонны, нанести краской надпись «БРАК» и уложить на специально отведенную площадку для отправки на трубную базу (базу производственного обслуживания).

7.2 Требования к буровому раствору

7.2.1 Тип и свойства бурового раствора должны соответствовать рабочему проекту и в комплексе с технологическими мероприятиями обеспечивать безаварийные условия производства буровых работ.

7.2.2 При этом необходимо учитывать, что, для бурения нефтедобывающих и газодобывающих скважин большинство буровых растворов готовится на водной основе. Вода растворяет соли и агрессивные компоненты пластов. Такой раствор может вызывать очень сильную точечную коррозию. Данная проблема усугубляется наличием кислорода, который захватывается при циркуляции бурового раствора через вибросито и приемную емкость для бурового раствора, что еще больше усиливает коррозионное действие бурового раствора. Коррозия может усиливать напряжения, возникающие в бурильных трубах во время бурения, что будет приводить к быстрому росту усталостных трещин и, в конце концов, к катастрофическому разрушению труб.

Усталостное разрушение может происходить вблизи высаженной зоны трубы, в которой уменьшение толщины стенок трубы от бурильного замка до тела трубы приводит к локализации напряжений вблизи зоны высадки и может вызвать приводящее к большим убыткам разрушение на сравнительно ранней стадии срока службы бурильной трубы, поэтому необходимо контролировать коррозионно-активные компоненты среды.

7.3 Виды осложнений с бурильной колонной и мероприятия по их предупреждению

7.3.1 Осложнения с бурильной колонной при строительстве скважин подразделяются по следующим видам:

- прихваты;
- заклинивание.

7.3.1.1 В основном прихваты бурильных колонн происходят в результате:

- отклонения параметров промывочной жидкости от требований ГТН;

- перепада давлений в скважине в проницаемых пластах и непосредственного контакта некоторой части бурильных колонн со стенками скважины в течение определённого времени.

- резкого изменения гидравлического давления в скважине в результате выброса водопрооявления или поглощения бурового раствора;

- нарушения целостности ствола скважины, вызванного обвалом, вытеканием пород или же сужением ствола;

- образования сальников на долоте в процессе бурения или во время спуска и подъёма бурильного инструмента;

- оседания частиц выбуренной породы или твёрдой фазы глинистого раствора при прекращении циркуляции бурового раствора;

- неполной циркуляции бурового раствора через долото за счёт пропусков в соединениях бурильной колонны;

- преждевременного схватывания цементного раствора в кольцевом пространстве при установке цементных мостов;

- непредвиденного прерывания технологического процесса бурения скважины, например, при отключении электроэнергии или выходе из строя подъёмных двигателей буровой установки и т.п.

7.3.1.1.1 К общим требованиям по предупреждению прихватов бурильной колонны при бурении относятся:

- применение высококачественных глинистых растворов, дающих тонкие плотные корки на стенках скважин, снижение липкости глинистого раствора, ввод смазывающих добавок;

- обеспечение максимально возможной скорости восходящего потока глинистого раствора, перед подъёмом бурильной колонны, промывка скважин до полного удаления выбуренной породы и проведения параметров глинистого раствора в соответствии с указанными в ГТН;

- обеспечение полной очистки глинистого раствора от выбуренной породы (шлама);

- регулярное прорабатывание в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстых корок;

- утяжеление глинистого раствора при вращении бурильной колонны;

- контроль всех регламентированных параметров бурового раствора и регистрация их в соответствующих журналах на буровой. Периодичность контроля параметров бурового раствора должна быть отражена в нормативных документах предприятия;

- проведение промежуточных промывок при спуске бурильного инструмента в скважину в соответствии с ПД,

- недопущение бурения на всю длину ведущей трубы. Оставляются не менее 0,5 м квадратной части плюс 0,5 м на каждые 1500 м глубины скважины на случай ликвидации прихвата;

- осуществление подъёма ведущей трубы и первой свечи на первой скорости независимо от глубины скважины и способа бурения в процессе бурения и после его окончания;

- осуществление профилактической проработки ствола скважины не менее чем на длину ведущей трубы при каждом спуске бурильного инструмента на очередное долбление;

- периодическое проведение очистки скважины от металла и крупного шлама в процессе бурения.

При вынужденных остановках необходимо:

- не оставлять инструмент в открытом стволе;
- через каждые 3-5 мин. расхаживать бурильную колонну и проворачивать её ротором;

- при отсутствии электроэнергии подключить аварийный дизель-генератор и бурильную колонну периодически расхаживать; при его отсутствии бурильный инструмент следует разгрузить примерно на вес, соответствующий той части колонны труб, которая находится в не обсаженном интервале ствола, и прекратить промывку, периодически возобновляя её при длительной остановке;

- для предотвращения прихвата бурильной колонны при использовании утяжелённого глинистого раствора следует систематически применять профилактические добавки. Подбор рецептур в каждом определённом случае должен уточняться лабораторией глинистых растворов.

7.3.1.1.2 Если расхаживанием не удаётся ликвидировать прихват, то дальнейшие работы необходимо вести в зависимости от вида прихвата.

7.3.1.1.3 Работы по освобождению прихваченного бурильного инструмента с применением взрывчатых материалов (детонирующих шнуров, торпед и другого специализированного оборудования) должны проводиться по плану, разработанному и согласованному совместно буровой организацией и организацией, имеющей лицензию на проведение этого вида работ, с учетом требований Единых правил безопасности взрывных работ.

7.3.1.2 К заклиниваниям бурильного инструмента относятся потери его подвижности во время СПО.

7.3.1.2.1 В основном заклинивания бурильных колонн происходят по следующим причинам:

- падение в скважину металлических предметов;
- спуск нового долота без проработки интервала предыдущего долбления;
- выпадение крупных обломков крепкой породы со стенки скважины;
- сужение ствола скважины;
- резкое изменение угла или азимута ствола скважины;
- спуск в скважину более жестких компоновок без проработки;
- желобообразование;

7.3.1.2.2 Основные рекомендации по предупреждению заклинивания бурильной колонны:

- в интервале каверн спуск инструмента необходимо проводить со скоростью не более 0,5 м/с.

- не допускать использования калибраторов и центраторов, потерявших диаметр выше установленной нормы в НД для данного типоразмера;

- диаметр элементов КНБК, используемых при бурении с режуще-истирающими долотами, должен быть меньше номинального диаметра долота не менее чем на 1,5–2 мм;

- интервал предыдущего долбления в твердых и крепких породах должен прорабатываться новым долотом;

- завезенные на буровую долота, калибраторы, расширители, центраторы должны проверяться, шаблонироваться кольцевыми шаблонами с записью в журнал результатов замеров с указанием заводских или присвоенных номеров;
- спуск в открытом стволе КНБК, включающей новый калибратор, а также изменённой на более жёсткую, или отличающейся конфигурацией от предыдущей, необходимо проводить с ограничением скорости до 0,5 м/с;
- при появлении посадок инструмент необходимо поднять до места его свободного движения, восстановить циркуляцию, и проработать ствол до полной ликвидации посадок;
- ограничить скорости спуска и подъема бурильной колонны в интервалах сужения;
- при бурении вертикальных скважин не допускать естественного искривления ствола скважины более $4^{\circ} - 5^{\circ}$;
- при отсутствии инструмента в скважине надежно закрывать её устье, для предотвращения падения металлических предметов в скважину;
- при СПО на устье устанавливать устройство, перекрывающее кольцевое пространство, например, обтюратор, соответствующий размеру бурильных труб и разъемной воронке;
- проверять исправность и соответствие размеров всего спускоподъемного инструмента;
- ручной инструмент, используемый для работы над устьем скважины, привязывать к неподвижным частям буровой установки;
- снимать клинья ПКЗР только при наличии бурильного инструмента в скважине;
- при падении в скважину металлических предметов углубление скважины не проводить до полной очистки забоя;
- в вахтовом журнале необходимо отражать интервалы посадок и затяжек, их величины, степень и характер износа долота и элементов КНБК.

8 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЁЖНОСТИ КОЛОННЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ И МЕРЫ ПО СНИЖЕНИЮ ИХ УСТАЛОСТНЫХ РАЗРУШЕНИЙ

8.1 Для повышения эксплуатационной надёжности бурильной колонны компанией ПАО «ТМК» разработаны и изготавливаются трубы с повышенными эксплуатационными характеристиками.

8.1.1 Бурильные трубы с внутренним полимерным покрытием.

8.1.1.1 Основные преимущества:

- снижение гидравлических потерь при бурении;
- защита от коррозионно-абразивного износа бурильных труб;
- защита бурильных труб от стеллажной коррозии;
- снижение вероятности усталостных разрушений бурильных труб и промывов;
- снижение солеобразования и отложения остатков бурового раствора во внутренней полости тела бурильной трубы;
- позволяет применять более широкий диапазон буровых растворов с различными величинами pH;
- позволяет проводить бурение в скважинах с высоким забойным давлением и высокой температурой;

- позволяет более эффективно использовать данные бурильные трубы в качестве технологических при осуществлении соляно-кислотных обработок скважин (СКО).

8.1.1.2 При выборе бурильных труб с внутренним покрытием ТМК CDP для уменьшения влияния осложняющих факторов, таких как высокая температура, высокое забойное давление, воздействие углекислого газа (CO_2) и сероводорода (H_2S) рекомендуется сообщить предприятию-изготовителю покрытия следующую информацию по условиям эксплуатации бурильных труб:

- максимальную температуру эксплуатации бурильных труб;
- забойное давление;
- содержание (концентрацию) CO_2 и H_2S в скважинах;
- состав применяемого бурового раствора;
- при использовании бурильных труб для соляно-кислотных обработок скважин (СКО): характеристика применяемого метода СКО (состав, концентрация, температура).

Это поможет выбрать наиболее эффективную разновидность внутреннего покрытия бурильных труб.

8.1.1.3 Внутренние защитные покрытия допускается наносить на бурильные трубы, бывшие в эксплуатации, после проведения дефектоскопии и ремонта, по утвержденной технологии. Внутренние защитные покрытия допускается наносить на бурильные трубы с различными типами замковых соединений, в том числе и на бурильные трубы с двух упорными замками. Покрытие бурильных труб должны выдерживать указанные в технических требованиях внешние воздействия без отслаивания, расслаивания и растрескивания в интервале температур: при транспортировании, проведении погрузочно-разгрузочных и спуско-подъемных операций на скважине от минус 40°C до плюс 60°C . При хранении от минус 50°C до плюс 60°C . Величина верхнего предела температуры эксплуатации бурильных труб регламентируется видом материала, используемого для формирования покрытия конкретного назначения.

8.1.2 При бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин рекомендуется использовать бурильные трубы с нанесением твердосплавного поверхностного упрочнения замковых деталей («хардбендингом») для защиты от износа как обсадной колонны, так и замков.

Скважины с траекториями, имеющими большие отклонения от вертикали, характеризуются увеличенным крутящим моментом и сопротивлением стенок скважины. Такие траектории бурения создают условия сильного износа, как обсадной трубы, так и бурильной трубы (в первую очередь замка), что сильно сказывается на эффективности бурения.

Нанесение твердосплавного поверхностного упрочнения на замки особенно эффективно при роторном бурении скважин в открытом стволе, с агрессивными геологическими образованиями.

Использование твердосплавного поверхностного упрочнения позволит увеличить срок эксплуатации замков и соответственно бурильных труб.

8.1.2.1 Основные преимущества применения твердосплавного поверхностного упрочнения:

- уменьшение износа замка при бурении в открытом и обсаженном стволе, что положительно сказывается на прочностных характеристиках замков;

- предупреждение образования термических трещин на замках, возникающих в результате нагрева при трении о стенку скважины в интервалах интенсивного набора кривизны скважины;

- применение бурильных труб с приварными замками уменьшенного наружного диаметра;

- уменьшение износа обсадной колонны от трения замков при вращении и СПО в обсадной колонне.

8.1.2.2 Твердосплавное поверхностное упрочнение допускается наносить на бурильные трубы, бывшие в эксплуатации, после проведения очистки и ремонта замков бурильных труб, по утвержденной технологии. Единственным ограничивающим условием по применению износостойкой наплавки является достаточная длина места под ключ на ремонтируемом замке бурильной трубы.

При ремонте изношенного покрытия, нанесенного другими производителями, рекомендуется проверка на совместимость новой наплавки с ранее нанесенным износостойким покрытием.

9 НАЗНАЧЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

9.1 Контроль бурильных труб в процессе эксплуатации.

9.1.1 Система контроля и перевода бурильных труб в различные классы должна быть построена на комплексной инспекции, включающей визуальный, инструментальный и неразрушающий контроль. Заниматься этим должны аттестованные на данный вид работ специалисты, осуществляющие инспекцию в полевых условиях с учётом, при необходимости, специальных требований к контролю, например, при шаблонировании бурильных труб с внутренним защитным покрытием использовать шаблоны стандартных размеров, изготовленных из полимерных материалов, так как для защиты внутреннего покрытия от повреждений металлические шаблоны применять запрещается и т.д.

9.1.2 Объем контроля, периодичность, перечень контролируемых параметров на всех этапах определяются техническими службами предприятия в зависимости от его цели. При выборе уровня контроля необходимо учитывать эксплуатационный опыт.

9.1.3 В соответствии с API RP 7G-2 рекомендуется применять следующие уровни контроля: стандартный, умеренный, критический и дополнительный.

9.1.3.1 Стандартный вид контроля рекомендуется выбирать при следующих условиях эксплуатации:

- агрессивность – буровой раствор на углеводородной или синтетической основе (низко-агрессивная среда) и бурение без отрицательного дифференциального давления;

- абразивность – мягкая неабразивная порода;

- усталостные нагрузки – низкая вибрация, низкая интенсивность естественного искривления скважины (т.е. менее 2,0 °/30,5 м) боковая нагрузка менее 59,6 кг/м, низкая ожидаемая скорость вращения менее 129 оборотов /мин;

- удельный вес бурового раствора - менее 1,44 кг/л;

- напряжение – ожидаемая максимальная нагрузка не превышает 40 % несущей способности на растяжение для бурильных труб контролируемого класса;

- крутящий момент – ожидаемая максимальная нагрузка не превышает 40 % несущей способности на растяжение для бурильных труб от крутящего момента свинчивания;

ударные нагрузки – не предполагается воздействие ударных нагрузок на бурильные трубы с помощью бурильных ясов;

- количество общего чистого времени бурения между процедурами контроля составляет менее 100 часов для оборудования, которое не считается компонентом, испытывающим тяжёлую нагрузку (например, стабилизаторы, турбобуры).

9.1.3.2 Умеренный вид контроля рекомендуется выбирать при следующих условиях эксплуатации:

- агрессивность – буровой раствор – буровой раствор на водной основе (умеренно коррозионная среда) и бурение без отрицательного дифференциального давления;
- абразивность – умеренно абразивные породы;
- усталостные нагрузки – умеренная вибрация, умеренная интенсивность естественного искривления скважины (от 2,0° до 4°/30,5 м) боковая нагрузка от 59,6 кг/м до 89,3 кг/м умеренная ожидаемая скорость вращения (от 129 об/мин до 150 об/мин);
- удельный вес бурового раствора - от 1,44 кг/л до 1,92 кг/л;
- напряжение – ожидаемая максимальная нагрузка от 40 % до 70 % несущей способности на растяжение для бурильных труб от контролируемого класса;
- крутящий момент – ожидаемая максимальная нагрузка от 40 % до 70 % несущей способности на растяжение для бурильных труб от крутящего момента свинчивания;
- ударные нагрузки – предполагается воздействие незначительных ударных нагрузок на бурильные трубы с помощью бурильных ясов;
- количество общего чистого времени бурения между процедурами контроля составляет от 100 до 200 часов.

9.1.3.3 Критический вид контроля рекомендуется выбирать при следующих условиях эксплуатации:

- агрессивность – буровой раствор - это соляной раствор или синтетический раствор на водной основе (коррозионные среды) или вероятность притока пластовой жидкости;
- абразивность – твёрдая или абразивная порода;
- усталостные нагрузки – высокая вибрация, высокая интенсивность естественного искривления скважины (более 4,0° до 4°/30,5 м) боковая нагрузка более 89,3 кг/м, высокая ожидаемая скорость вращения (более 150 оборотов /мин);
- удельный вес бурового раствора - более 1,92 кг/л;
- напряжение – ожидаемая максимальная нагрузка превышает 70 % несущей способности на растяжение для бурильных труб от контролируемого класса;
- крутящий момент – ожидаемая максимальная нагрузка превышает 70 % несущей способности на растяжение для бурильных труб от крутящего момента свинчивания;
- ударные нагрузки – предполагается воздействие ударных нагрузок на бурильные трубы с помощью бурильных ясов;
- количество общего чистого времени бурения между процедурами контроля превышает 300 часов.

9.1.3.4 Дополнительные методы для предельно критической среды рекомендуется выбирать при следующих условиях эксплуатации:

- агрессивность – буровой раствор - это соляной раствор или синтетический раствор на водной основе (коррозионные среды) или вероятность притока пластовой жидкости;
- абразивность – очень твёрдая и абразивная порода, соляные пласты;

- усталостные нагрузки – высокая вибрация, высокая интенсивность естественного искривления скважины (более 10°/30,5 м) боковая нагрузка превышает 119,1 кг/м высокая ожидаемая скорость вращения (более 180 оборотов /мин);
- удельный вес бурового раствора - более 2,16 кг/л;
- напряжение – ожидаемая максимальная нагрузка превышает 80 % несущей способности на растяжение для буровых труб от контролируемого класса;
- крутящий момент – ожидаемая максимальная нагрузка превышает 80 % несущей способности на растяжение для буровых труб от крутящего момента свинчивания;
- ударные нагрузки – необходимо воздействие ударных нагрузок на буровые трубы с помощью буровых ясов;
- потеря устойчивости – не предполагается потеря устойчивости (продольного изгиба) колонны буровых труб и ясов
- количество общего чистого времени бурения между процедурами контроля превышает 500 часов.

9.1.4 Требуемые и дополнительные виды контроля бывших в употреблении буровых труб в полевых условиях представлены в таблице 3.

9.1.5 Требуемые и дополнительные виды контроля бывших в употреблении замков в полевых условиях представлены в таблице 4.

Таблица 3 - Требуемые и дополнительные виды контроля бывших в употреблении буровых труб в полевых условиях

Метод контроля	Условия эксплуатации			
	стандартные	умеренные	критические	дополнительные
Визуальный контроль по всей длине	+	+	+	-
Измерение наружного диаметра	+	+	+	-
УЗК стенки	+ ^a	+ ^a	-	-
Электромагнитный контроль по всей длине	+ ^b	+ ^b	-	-
УЗК по всей длине (поперечный и контроль толщины)	+ ^b	+ ^b	-	-
Критический УЗК по всей длине (поперечный, продольный и толщина стенки)	-	-	+	-
Магнитопорошковый контроль критического участка	+	+	-	-
Двусторонний магнитопорошковый контроль критического участка по наружной поверхности	-	-	+	-
Контроль стенки по всей длине	-	+	+	-
УЗК критического участка	-	-	+	-
Расчёт минимальной площади поперечного сечения	-	-	-	+
Анализ документации	-	-	-	+
Внутренний магнитопорошковый контроль критического участка	-	-	-	+
Внутренний двусторонний магнитопорошковый контроль критического участка	-	-	-	+
^a Не требуется, если выполняется УЗК стенки по всей длине. ^b Либо электромагнитный, либо поперечный УЗК по всей длине может использоваться для заданной толщины стенки 12,7 мм или менее. Поперечный УЗК по всей длине необходимо проводить для буровых труб толщиной стенки более 12,7 мм.				

Таблица 4 - Требуемые и дополнительные виды контроля бывших в употреблении замков в полевых условиях

Вид контроля	Условия эксплуатации			
	Стандарт-ные	умеренные	критические	дополни-тельные
Визуальный контроль фаски, уплотнений, резьбы, маркировки группы прочности и наружного диаметра	+	+	+	-
Контроль армированного участка	+	+	+	-
Проверка на деформацию муфты и растяжение ниппеля	+	+	+	-
Проверка наружного диаметра ниппельного и муфтового концов и эксцентрикового износа	+	+	-	-
Измерение наружного диаметра ниппельного и муфтового концов и эксцентрикового износа	-	-	+	-
Проверка высоты места установки ключа на ниппельном и муфтовом концах	+	+	-	-
Измерение высоты места установки ключа на ниппельном и муфтовом концах	-	-	+	-
Магнитопорошковый контроль ниппельной резьбы	-	+	+	-
Магнитопорошковый контроль муфтовой резьбы	-	-	+	-
Измерение внутреннего диаметра ниппеля	-	-	+	-
Магнитопорошковый контроль наружной поверхности на наличие термических трещин	-	+	-	-
Только влажный магнитопорошковый контроль наружной поверхности на наличие термических трещин	-	-	+	-
Поперечный магнитопорошковый контроль наружной и внутренней поверхности бурильного замка под ниппельной резьбой	-	-	+	-
Измерение глубины расточного отверстия, длины основания ниппельного конца, ширины уплотнения и проверка плоскостности заплечика, угла конического заплечика и контактной поверхности элеватора	-	-	-	+

9.2 Перевод бурильных труб в классы по износу

9.2.1 В процессе эксплуатации все элементы бурильной колонны подвергаются различным видам износа (абразивный, коррозионный, износ замковых резьб и др.), в результате чего на поверхности бурильных труб и резьб появляются вмятины, выбоины, надрезы и т.п., что изменяет их размеры и прочностные характеристики.

9.2.2 Своевременный перевод бурильных труб из одного класса в другой позволит более рационально эксплуатировать комплекты бурильных труб и повысить надежность бурильной колонны.

9.2.3 Для определения класса бурильной трубы в данном Руководстве использованы рекомендации API RP 7G-2.

9.2.4 Контроль и оценку состояния бурильных труб проводят по параметрам, указанным в таблице 5.

Таблица 5 Классификация бывших в употреблении бурильных труб

Классифицирующее свойство	1 Класс («Премиум»): две белые полосы	Класс 2: одна жёлтая полоса	Класс 3: одна оранжевая полоса
Состояние наружной поверхности			
Износ наружной поверхности	Остаточная толщина стенки не менее 80%	Остаточная толщина стенки не менее 70%	Остаточная толщина стенки менее 70%
Вмятины и смятия	Наружный диаметр не менее 97%	Наружный диаметр не менее 96%	Наружный диаметр менее 96%
Смятие и пережим	Наружный диаметр не менее 97%	Наружный диаметр не менее 96%	Наружный диаметр менее 96%
Участок бурильной трубы, зажимаемый роторными клиньями: резы и канавки	Глубина не более 10% от средней толщины прилегающей стенки, а остаточная толщина стенки не менее 80%	Глубина не более 20% от средней толщины прилегающей стенки, а остаточная толщина стенки не менее 80% для поперечных (70% для продольных)	Глубина более 20% от средней толщины прилегающей стенки, а остаточная толщина стенки менее 80%(70% для продольных)
Уменьшение наружного диаметра	Наружный диаметр не менее 97%	Наружный диаметр не менее 96%	Наружный диаметр менее 96%
Увеличение наружного диаметра	Наружный диаметр не более 103%	Наружный диаметр не более 104%	Наружный диаметр более 104%
Внешняя коррозия	Остаточная толщина стенки не менее 80%	Остаточная толщина стенки не менее 70%	Остаточная толщина стенки менее 70%
Продольные резы и канавки	Остаточная толщина стенки не менее 80%	Остаточная толщина стенки не менее 70%	Остаточная толщина стенки менее 70%
Поперечные резы и канавки	Остаточная толщина стенки не менее 80%	Остаточная толщина стенки не менее 80%	Остаточная толщина стенки менее 80%
Трещины	нет	нет	нет
Состояние внутренней поверхности			
Точечная коррозия	Остаточная толщина стенки не менее 80%	Остаточная толщина стенки не менее 70%	Остаточная толщина стенки менее 70%
Эрозия и износ стенки с внутренней стороны	Остаточная толщина стенки не менее 80%	Остаточная толщина стенки не менее 70%	Остаточная толщина стенки менее 70%
^a Средняя толщина смежной стенки определяется посредством измерения толщины стенки с каждой стороны от реза или канавки, расположенных вблизи самого глубокого проникновения. ^b Для любой квалификации, где встречаются трещины или размывы, трубу необходимо маркировать красной полосой и признать непригодной для дальнейшего применения в бурении.			
Примечание: Допустимая глубина локальных повреждений определяется относительно средних значений толщин стенок труб в данном сечении. Вырезки, надрезы, зарубки могут быть удалены шлифованием при условии, что остаточная толщина стенки в месте ремонта не будет меньше допустимой для данного класса. Бурильные трубы класса 3 должны быть выведены из эксплуатации.			

9.2.5 Для определения класса замков, бывших в эксплуатации, и их ремонтнопригодности, проводят измерения наружного диаметра, внутреннего диаметра, ширины уплотнительного участка соединения на упорном торце муфты, при выявленном визуальном эксцентриситете, и высоту места установки ключа (рисунок 5).

9.2.6 Для определения минимального наружного диаметра ниппеля и муфты замка, необходимо его измерить на расстоянии приблизительно 25 мм от упорного торца муфты (упорного уступа ниппеля).

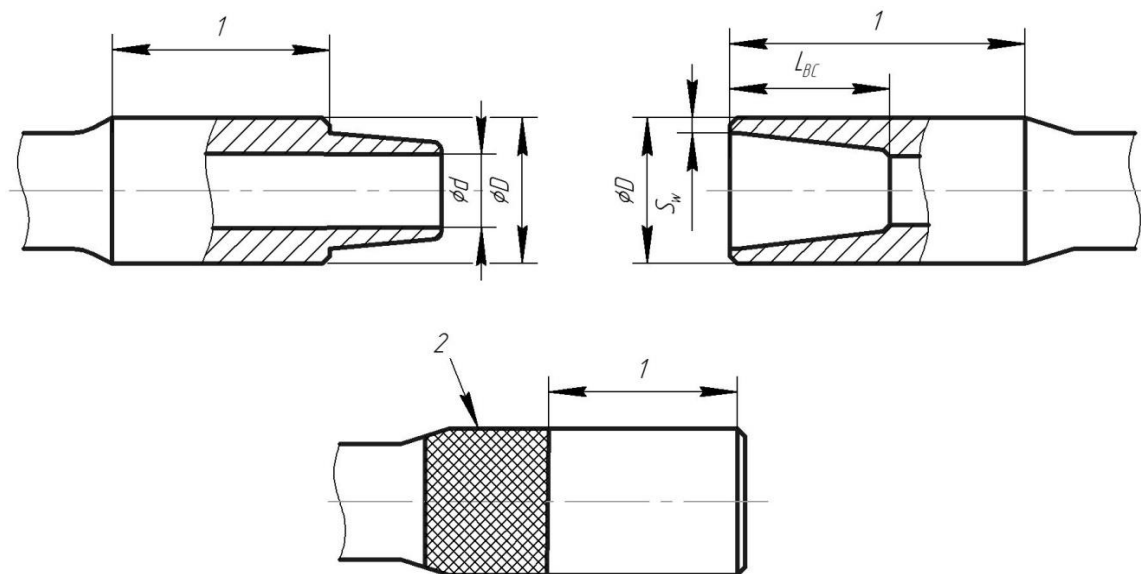
Если наружный диаметр ниппеля или муфты замка меньше минимального для нового замка, то такой замок можно использовать, при учёте ограничения по крутящему моменту.

9.2.7 Для определения максимального внутреннего диаметра ниппеля замка необходимо выполнить визуальный контроль внутреннего диаметра на износ, эрозию или другие условия, оказывающие отрицательное влияние на диаметр и проверить внутренний диаметр ниппеля на участке увеличения с помощью нутромера, если нет участков увеличения диаметра, необходимо произвести замеры на типичных участках, приблизительно под ближайшим к упорному уступу витком полного профиля резьбы ниппеля. Так как внутренний диаметр нового замка обычно отвечает более высоким требованиям для новой бурильной трубы и внутренний диаметр обычно не меняется, проверка осуществляется только в том случае, если проблема видна невооруженным глазом, или для критической среды.

9.2.8 Ширину упорного торца измеряют от проекции поверхности наружного диаметра до проекции конической заходной расточки муфты в плоскости расположенной под углом 90° к упорному торцу. Замки, у которых ширина уплотнительного участка меньше минимальной, при неравномерном износе, для класса 1 класса «Премиум» необходимо перевести во второй класс при условии, что ширина уплотнительного участка отвечает минимальным требованиям для 2 класса.

9.2.9 Классификация замков по данным параметрам представлена в API RP 7G-2.

9.2.10 Требования к высоте места установки ключа приведены в п.12.2.



1 - место установки ключа; 2 – твёрдосплавное поверхностное упрочнение;
d – внутренний диаметр ниппеля; D – наружный диаметр замка;
Sw – ширина упорного торца; L_{BC} – длина резьбового конуса муфты

Рисунок 5 – Классификационные измерения замка

9.2.12 Прочностные характеристики бурильных труб различных классов определяются по аналогии с прочностными характеристиками новых бурильных труб, с учетом регламентированных толщин стенок – для 1 класса («Премиум») – 80%, для класса 2 – 70% от их номинальных значений и с учётом износа наружного диаметра труб

для 1 класса («Премиум») – 97%, для класса 2 – 96%. Прочностные характеристики замков определяются с учетом изменения диаметров замка, отвечающих за сохранение соотношения момента кручения бурильной трубы данного класса и замка, составляющего как минимум 80%.

10 ПЕРЕЧЕНЬ КРИТИЧЕСКИХ ОТКАЗОВ

10.1 Виды аварий (отказов), основные причины повреждения бурильных труб.

10.1.1 К авариям с бурильными трубами в бурильной колонне относятся:

- разрушение по резьбовой части;
- поломки по телу или сварному шву.

10.1.2 Основными причинами аварий с колоннами бурильных труб являются:

- несоответствие прочностных характеристик бурильных труб условиям бурения;
- несоответствие технических характеристик бурильных труб требованиям НД;
- превышение предельных нагрузок для элементов бурильной колонны при эксплуатации;
- развитие усталостных трещин или дефектов, вызванных действием знакопеременных нагрузок, коррозионной среды или механическими повреждениями;
- резкая разгрузка на забой при спуске бурильной колонны при наличии каверн, уступов, резких перегибов ствола скважины;
- отсутствие контроля крутящего момента бурильной колонны;
- отсутствие контроля момента свинчивания замковых соединений (недостаточный или чрезмерный момент свинчивания);
- превышение крутящего момента бурильной колонны относительно момента свинчивания труб;
- создание осевой нагрузки на долото весом бурильных труб;
- вибрация бурильной колонны при бурении;
- размыв (негерметичность) бурильной колонны.

10.1.3 Признаками аварий с бурильными колоннами являются:

- снижение веса на крюке;
- снижение давления в нагнетательной линии буровых насосов;
- снижение момента вращения бурильной колонны;
- снижение температуры выходящего из скважины бурового раствора.

10.1.4 Аварии с колонной бурильных труб происходят в результате разрушения бурильных труб, что связано с воздействием переменных нагрузок, а именно: переменных изгибающих напряжений, крутильных ударов, продольных, поперечных колебаний и др. Аварии происходят также в результате размыва и значительного износа резьбовых соединений.

10.1.5 Виды аварий.

10.1.5.1 Усталостное разрушение бурильных труб.

Во всех элементах колонны бурильных труб возникают усталостные напряжения, которые зависят от условий работы бурильной колонны и соблюдения буровой бригадой правил эксплуатации бурильных колонн.

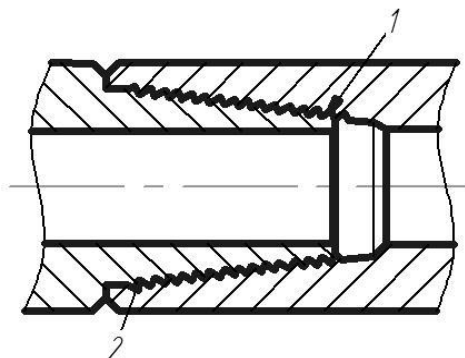
Характерными усталостными разрушениями бурильных труб являются:

Разрушение бурильных труб в зоне перехода от высадки к телу бурильной трубы.

Данный вид разрушения является причиной половины всех аварий с бурильными трубами и часто является следствием коррозионного воздействия бурового раствора, приводящего к промывам с последующим разрушением.

Разрушение замка

Разрушение замка происходит обычно в опасном сечении по виткам полного профиля от упорного уступа ниппеля в направлении, перпендикулярном к оси бурильной трубы, и носит усталостный характер, так как при знакопеременных нагрузках, действующих на колонну бурильных труб, наибольшие напряжения концентрируются около первых витков резьбы на ниппеле замка, находящихся в полном сопряжении с резьбой муфты замка (рисунок 6).



- 1 – последний находящийся в зацеплении виток резьбы – муфтовый конец;
2 - последний находящийся в зацеплении виток резьбы – ниппельный конец

Рисунок 6 – Последние находящиеся в зацеплении нитки резьбы

Сломы происходят и в других сечениях. Однако наибольшее число аварий приходится на первый виток полного сопряжения резьбы. Эта часть наиболее опасное место.

Одной из причин усталостных разрушений является недостаточный момент свинчивания соединения, из-за чего происходит изменение распределения напряжений, превышающих предел выносливости материала и ведущих к отказу.

Разрушение замковой резьбы бурильных труб.

Разрушение связано с выкрашиванием отдельных ниток. Разрушение резьбы носит усталостный характер, связанный с воздействием переменных нагрузок (изгибающего момента), распределяющихся неравномерно как по длине резьбы, так и по окружности.

Выкрашивание витков чаще происходит на участках, расположенных у большего или меньшего диаметра конуса соединения.

Разрушение замков по телу.

Разрушение происходит вследствие появления продольных и поперечных трещин. Такие деформации являются следствием превышения момента свинчивания, приложения значительных усилий, приводящих к довинчиванию муфты и ниппеля замка в процессе бурения, или связаны с наличием высоких закалочных напряжений, трещин при изготовлении.

Слом бурильных труб по телу.

Различают несколько видов разрушения бурильных труб по телу: поперечный, спиральный, продольный изломы.

Поперечный излом тела бурильной трубы имеет усталостный характер и вызывается концентрацией напряжения в местах повреждений, перпендикулярных к оси бурильной трубы. К ним относятся: углубления от клейм, поперечные риски от работы клиньев. Поперечный излом возможен в зоне сварки и очень редко - под влиянием статических нагрузок на сильно изношенные бурильные трубы.

Поперечный слом бурильной трубы обычно начинается с участка концентрации напряжений на наружной поверхности или с образования трещины на внутренней поверхности бурильной трубы.

Спиральный излом представляет собой разрушение бурильной трубы по винтовой линии. Направление спирали совпадает с направлением вращения. Спиральный излом всегда начинается с поперечной трещины и имеет усталостный характер.

10.1.5.2. Разрыв резьбового соединения.

Разрыв резьбы происходит в замковом соединении, в результате прохода жидкости через зазоры в резьбовом соединении. Причина образования зазоров в резьбе может быть технологического или эксплуатационного характера (износ) к которой также относятся:

- перекосы, износ упорного торца муфты и упорного уступа ниппеля замка, их повреждения;
- применение некачественной смазки или свинчивание не очищенных резьб;
- недостаточная величина момента свинчивания резьбового соединения и как следствие, нарушение плотности контакта упорных торца муфты и уступа ниппеля замкового соединения (раскрытие стыка).

10.1.5.3 Износ резьбы.

Износ резьбы связан с многократным свинчиванием-развинчиванием соединения, вращением бурильной колонны и её колебаниями.

Одновременно на износ резьбы влияют:

- качество бурового раствора, наличие в нём кварцевого песка и т.д., а также его давления в момент прокачки. Большие давления при турбинном бурении и бурении гидромониторными долотами снижают сроки службы резьбовых соединений, что менее характерно для роторного бурения обычными долотами, где давление намного меньше;
- неотцентрированность вышки и ротора по отношению к устью скважины;
- смазка плохого качества или не соответствующая условиям эксплуатации;
- недокрепление соединения, что способствует интенсивному перемещению плоскостей резьбы относительно друг друга и как следствие- ускорению износа резьбы.

На поверхности резьбы срабатываются обе стороны профиля. Длинная сторона профиля изнашивается главным образом при свинчивании-развинчивании, короткая - при затяжке (креплении) и работе в скважине.

10.1.5.4 Заедание резьбы.

Заедание резьбы связано с плотным схватыванием поверхности резьбы при свинчивании замкового соединения. Сила сцепления при этом обычно превышает прочность материала замка, что приводит к разрушению всей резьбы при развинчивании, а иногда такое соединение не удается даже развинтить машинными ключами.

Заедание объясняется высоким удельным давлением и образованием аномально высокотемпературных очагов, возникающих на поверхностях резьбы при свинчивании. Заедание чаще бывает на новых соединениях в процессе их приработки.

Для предотвращения заедания резьбы следует использовать специальную смазку для резьбовых соединений, а также обеспечивать регламентированный момент свинчивания.

10.1.5.5 Термическое растрескивание замков.

Замки, вращающиеся при высоком боковом усилии прижатия к стенке скважины, могут быть повреждены в результате нагрева от трения. Выделяющееся тепло может нагреть замок до температуры, превышающей критическую. Изучение микроструктуры таких замков показало, что твердость материала может изменяться на глубине до 4,8 мм от наружной поверхности. Если радиальная нагрузка достаточно велика, возможно растрескивание поверхности вследствие её попеременного нагрева и закалки в буровом растворе при вращении колонны. При этом образуются многочисленные поверхностные трещины, зачастую сопровождаемые более длинными продольными трещинами, проникающими через все сечение замка, что сопровождается промывами бурового раствора.

10.1.5.6 Воронкообразная деформация замков

Превышение крутящего момента может приводить к воронкообразной деформации муфты замков.

11 ОСНОВНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ АВАРИЙНОГО РАЗРУШЕНИЯ КОЛОННЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

11.1 До начала работ по строительству, капитальному ремонту и реконструкции скважин необходимо проанализировать степень рисков аварийного разрушения бурильных колонн, обусловленного, в частности, особыми условиями эксплуатации (работа при низких температурах, в коррозионно-активных средах и т.д.) и при необходимости разработать мероприятия по их снижению.

11.2 Для сокращения аварийных ситуаций при ведении буровых работ следует:

- строго соблюдать требования рабочего проекта, действующих технологических регламентов, Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, режимно-технологического задания, планов работ и иметь их на буровой;
- знать и соблюдать правила эксплуатации оборудования и бурильных труб;
- хорошо знать горно-геологические условия строительства скважины, интервалы возможных осложнений;
- при эксплуатации бурильных труб не превышать предельных нагрузок с учётом коэффициента запаса;
- периодически и своевременно выполнять поверочные расчеты бурильной колонны по фактическим параметрам скважины и вносить необходимые коррективы;
- постоянно следить за качеством промывочной жидкости, состоянием ствола скважины, бурильной колонны, исправностью оборудования и инструмента;
- осуществлять контроль действующих нагрузок, особенно крутящего момента;
- свинчивать соединение ключами, оснащенными моментомерами;
- выполнять в полном объеме и в срок мероприятия, указанные в профилактической карте по безаварийному ведению работ на буровой;
- учитывать рекомендации разделов 4-10 данного Руководства.

12 КРИТЕРИИ ПРЕДЕЛЬНЫХ СОСТОЯНИЙ

12.1 Оценка технического состояния бурильных труб осуществляется по критериям предельного состояния с применением визуального, измерительного, ультразвукового, магнитного, люминесцентного и других методов в зависимости от цели и объекта контроля.

12.2. Критериями предельного состояния бурильных труб и замков являются наличие физического или усталостного износа, а также различных дефектов, если они превышают значения, допустимые для 2 класса по телу трубы и замку согласно классификации API RP 7G-2.

Кроме того, для определения технического качества замка и резьбового упорного соединения следует пользоваться следующими оценками в соответствии с рекомендациями API RP 7G-2.

Фаска

Как минимум 0,79 мм должна присутствовать по всей окружности. Если у замка отсутствует какой-либо участок фаски, то её необходимо нарезать снова или отбраковать замок.

Уплотнительная поверхность замка

Поверхность упорного торца является единственной уплотнительной поверхностью на резьбовом упорном соединении.

Все упорные торцы, имеющие дефекты в виде выступающего (приподнятого) металла на уплотнительных поверхностях, отбраковываются.

Допускаются забоины, питтинги, царапины, которые находятся на расстоянии не менее 1,6 мм от фаски упорного торца или от фаски конической заходной расточки муфты. Также допускаются забоины, питтинги, царапины, которые в совокупности не занимают более 50% радиальной ширины поверхности уплотнения в любом сечении не распространяются более чем на 6,4 мм в длину по окружности.

Для восстановления поверхности уплотнений, максимальное количество материала для разовой перешлифовки должно составлять не более 0,8 мм с упорного уступа ниппеля или с упорного торца муфтового конца и в совокупности не должно превышать 1,6 мм.

Ширина уплотнительной поверхности муфты не должна быть меньше минимальной ширины упорного торца муфты, указанной в рекомендациях API RP 7G-2 менее чем на 1,2 мм.

Поверхность резьбы

Резьба, имеющая участки выступающего металла над поверхностью должна быть отбракована. Смятая резьба должна быть отбракована.

Точечная коррозия, резы и канавки, которые приводят к незначительным понижениям уровня поверхности на рабочей стороне и вершине резьбы допускается, если их длина не превышает 38 мм. Точечная коррозия, резы и канавки, которые находятся на впадине резьбы, должны отбраковываться, если они на двух находящихся в зацеплении нитках резьбы. Точечная коррозия, резы и канавки, которые находятся на впадине других ниток резьбы, не должны превышать 0,8 мм.

Профиль резьбы

Для измерения профиля резьбы муфтового и ниппельного концов на наличие износа требуется закалённый и зашлифованный профильный калибр.

Контроль геометрии каждой резьбы проводится в двух плоскостях с использованием плоских резьбовых шаблонов – калибров (рисунок 7) с номинальным профилем резьбы. Шаблон устанавливают на резьбу и наблюдают за плотностью его прилегания. Необходимо контролировать видимый зазор между калибром и боковой стороной резьбы, впадиной и вершиной резьбы изделия. На каждом соединении необходимо выполнить две проверки профиля резьбы на расстоянии 90° друг от друга.

Если видимый зазор между профильным калибром и вершиной резьбы превышает 0,8 мм на четырёх последовательных витках или 1,5 мм на двух последовательных витках - соединение отбраковывается. Видимые зазоры между калибром и боковой стороной резьбы, превышающие 0,4 мм должны стать основанием для отбраковки или отправки на перенарезку.



Рисунок 7 - Замер профиля резьбы профильным калибром.

Удлинение ниппельного конца

Все растянутые ниппельные концы необходимо подвергнуть магнитопорошковому контролю. Под данное требование подпадают ниппельные концы, на которых шаг резьбы, превышает номинальную величину шага на величину менее 0,152 мм на любом участке резьбового конуса длиной 50,8 мм. Резьбу, содержащую трещины необходимо отбраковать.

Ниппельные концы, на которых шаг резьбы, превышает номинальную величину шага на 0,152 мм на любом участке резьбового конуса длиной 50,8 мм, должны отбраковываться или отправляться на перенарезку.

Деформация муфтового конца (развальцевание торца)

Если наружный диаметр муфтового конца, измеренный в зоне упорного торца больше чем на 0,79 мм наружного диаметра замка, измеренного на расстоянии 51 мм от упорного торца, то такое соединение необходимо отбраковать.

Минимальная высота места установки ключа

Минимальная высота места установки ключа для замков ниппельного конца должна составлять 75 % от наружного диаметра замка, но не менее 102 мм, и высота

места установки ключа на муфтовом конце должна быть не менее, чем длина резьбового конуса муфты (L_{BC} на рисунке 5) плюс 25 мм. Замки, не отвечающие минимальным требованиям к высоте места установки ключа должны отбраковываться.

Минимальные требования к высоте места установки ключа основаны на применении ручных ключей.

Применение других типов ключей или устройств, предназначенных для навинчивания и отвинчивания соединений, может потребовать другой минимальной высоты места установки ключа, чем та на которую устанавливаются ручные трубные ключи. В таком случае Потребитель должен предоставить критерии необходимые для того, чтобы гарантировать назначенные рекомендации.

Также рекомендуется не допускать попадания армированных поверхностей муфтовых и ниппельных концов замка на участки зацепления плашек трубных ключей, если определяется минимальная высота места установки ключа.

Если износ по наружному диаметру замка проявился в такой мере, что в значительной степени было снято исходное армирование, то Потребитель может включить данный участок при определении минимальной высоты места установки ключа.

12.3 Списание бурильных труб, не подлежащих ремонту, производится на основании внешнего осмотра, инструментальных измерений, данных по дефектоскопии, и оформляется актом.

13 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

13.1 Бурильные трубы с высаженными концами с приварными замками пожаробезопасны, взрывобезопасны, нетоксичны, электробезопасны и радиационнобезопасны.

13.2 В целях обеспечения условий безопасной эксплуатации бурильных труб, необходимо обеспечить безусловное выполнение требований согласованных и утвержденных, в установленном в буровых предприятиях порядке, комплексных корпоративных регламентов по эксплуатации бурильных труб, не противоречащих Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, а также учитывать положения и рекомендации настоящего Руководства по эксплуатации.

14 СВЕДЕНИЯ О КВАЛИФИКАЦИИ ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА

14.1 Подготовка и аттестация специалистов в области промышленной безопасности проводится в объеме, соответствующем их должностным обязанностям.

Первичная аттестация специалистов проводится не позднее одного месяца с момента назначения на должность, при переводе на другую работу, трудоустройству в организацию, поднадзорную Ростехнадзору.

14.2 Периодическая аттестация специалистов проводится не реже одного раза в пять лет, если другие сроки не предусмотрены иными нормативными правовыми актами.

14.3 Проверка знаний у рабочих должна проводиться не реже одного раза в 12 месяцев в соответствии с квалификационными требованиями, производственных инструкций и/или инструкции по данной профессии.

14.4. Специалисты, привлекаемые к работам по диагностике должны пройти проверку знаний и получить право на ведение таких работ.

14.5 К руководству и ведению работ по бурению допускаются лица, имеющие профессиональное образование по специальности и прошедшие проверку знаний в области промышленной безопасности.

14.6 Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение работ по бурению, раз в 2 года должны дополнительно проходить проверку знаний по курсу "Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП".

14.7 К руководству и ведению работ по бурению допускаются лица, прошедшие проверку знаний настоящего руководства по эксплуатации буровых труб.

15 УКАЗАНИЯ ПО ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ И УТИЛИЗАЦИИ ТРУБ

15.1 Решение о выводе из эксплуатации буровых труб должно приниматься с учетом показателей физического износа, коррозии или результатов дефектоскопии в соответствии с рекомендациями раздела 12.

15.2 Запрещается списание буровых труб в металлолом или перевод их из одного класса в другой по начисленному условному износу. Списание труб производится по акту только по их фактическому состоянию.

15.3 Буровые трубы, вышедшие из строя в результате аварий, списываются на основании акта расследования аварии с указанием причин списания.

15.4 Списанные буровые трубы временно, до их утилизации, должны храниться в условиях, исключающих возможность их использования в результате ошибки персонала.

15.5 Основные законы, которые регулируют вопросы, связанные с утилизацией отходов, в том числе и утилизацию буровых труб, являются законы №89-ФЗ и №7-ФЗ. В соответствии с этими законами списанные буровые трубы подлежат сбору и дальнейшей переработке способами, не причиняющими вреда природе.

15.6 Все работы по утилизации буровых труб должны производиться организациями, имеющими лицензию на данный вид работ.

Приложение А (Справочное)

Размерный ряд и прочностные характеристики (расчётные значения) новых бурильных труб
изготовленных по ГОСТ 32696, ГОСТ Р 50278, API Spec 5DP и ТУ 14-3-1571/ТУ У 27.2-05757883-200

Таблица А.1 – Размерный ряд и технические характеристики бурильных труб, изготовленных по ГОСТ 32696, ГОСТ Р 50278, API Spec 5DP и ТУ 14-3-1571/ТУ У 27.2-05757883-200

Тело трубы										Замковое соединение							Сборка		
Номинальный размер, D дюйм, мм	Номинальный вес, фунт/фут/, кг/м	Толщина стенки, s, дюйм, мм	Внутренний диаметр, дюйм, мм	Группа прочности	Высадка	Растягивающее усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут, Нм	Внутреннее давление, Psi, Мпа	Сминающее давление, Psi, Мпа	Соединение	Наружный диаметр, D ₃ дюйм, мм	Внутренний диаметр, d дюйм, мм	Длина зоны ниппеля под ключ, l _n дюйм, мм	Длина муфты под трубный ключ, l _m дюйм, мм	Растягивающее усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут, Нм	Отношение крутящего момента замка к крутящему моменту тела трубы	Приблизительная масса, фут /фунт, кг/м	Момент свинчивания, фунт /фут/, Нм
2 3/8* 60,32 (60,3)	6,65 9,33	0,280 7,11	1,815 46,10	D	EU	101357 451	4583 6214	11439 78,2	11439 78,9	NC26, 3-73	3,375 85,7	1,750 44,5	7,000 177,8	8,000 203,2	313681 1395	6875 9321	1,50	7,02 10,45	4125 5593
2 3/8 60,32 (60,3)	6,65 9,33 (9,31)	0,280 7,11 (7,1)	1,815 46,10	E, E	EU ПН	138214 615	6250 8474	15474 106,7	15599 107,5	NC26, 3-73	3,375 85,7	1,750 44,5	7,000 177,8	8,000 203,2	313681 1395	6875 9321	1,10	7,02 10,45	4125 5593
2 3/8 60,32 (60,3)	6,65 9,33 (9,31)	0,280 7,11 (7,1)	1,815 46,10	X, Л	EU ПН	175072 779	7917 10734	19600 135,1	19759 136,2	NC26, 3-73	3,375 85,7	1,750 44,5	7,000 177,8	8,000 203,2	313681 1395	6875 9321	0,87	7,11 10,58	4125 5593
2 3/8 60,32 (60,3)	6,65 9,33 (9,31)	0,280 7,11 (7,1)	1,815 46,10	G, M	EU ПН	193500 861	8751 11864	21663 149,3	21839 150,5	NC26, 3-73	3,375 85,7	1,750 44,5	7,000 177,8	8,000 203,2	313681 1395	6875 9321	0,78	7,11 10,58	4125 5593
2 7/8* 73,02 (73,0)	10,40 14,47	0,362 9,19	2,151 54,64	D	EU	157056 699	8473 11488	12119 83,6	12106 83,5	NC31, 3-86	4,125 104,8	2,125 54,0	7,000 177,8	9,000 228,6	447130 1989	11869 16092	1,40	10,92 16,25	7121 9655
2 7/8 73,02 (73,0)	10,40 14,47 (14,48)	0,362 9,19 (9,2)	2,151 54,64	E, E	EU ПН	214344 953	11554 15665	16526 113,9	16509 113,8	NC31, 3-86	4,125 104,8	2,125 54,0	7,000 177,8	9,000 228,6	447130 1989	11869 16092	1,03	10,82 16,25	7121 9655
2 7/8 73,02 (73,0)	10,40 14,47 (14,48)	0,362 9,19 (9,2)	2,151 54,64	X, Л	EU ПН	271503 1208	14635 19842	20933 144,3	20911 144,1	NC31, 3-86	4,125 104,8	2,000 50,8	7,000 177,8	9,000 228,6	495726 2205	13197 17892	0,90	11,09 16,50	7918 10735
2 7/8 73,02 (73,0)	10,40 14,47 (14,48)	0,362 9,19 (9,2)	2,151 54,64	G, M	EU ПН	300082 1335	16176 21932	23137 159,5	23112 159,3	NC31, 3-86	4,125 104,8	2,000 50,8	7,000 177,8	9,000 228,6	495726 2205	13197 17892	0,82	11,09 16,50	7918 10735
2 7/8 73,02 (73,0)	10,40 14,47 (14,48)	0,362 9,19 (9,2)	2,1515 4,64	S, P	EU ПН	385820 1716	20798 28198	29747 205,1	29716 204,8	NC31, 3-86	4,375 111,1	1,625 41,3	7,000 177,8	9,000 228,6	623844 2775	16944 22973	0,81	11,55 17,19	10166 13784
3 1/2* 88,90 (88,9)	9,50 13,11	0,254 6,45	2,920 76,00	D	EU	142460 633	10373 14065	6985 48,2	6852 47,2	NC38 3-102	4,750 120,7	2,688 68,3	8,000 203,2	10,500 266,7	587308 2613	18109 24553	1,75	13,96 15,77	10865 14732
3 1/2 88,90 (88,9)	9,50 13,11	0,254 6,45	2,920 76,00	E, E	EU	194264 864	14146 19179	9525 65,6	10001 68,9	NC38 3-102	4,750 120,7	2,688 68,3	8,000 203,2	10,500 266,7	587308 2613	18109 24553	1,28	13,96 15,77	10865 14732

Продолжение таблицы А.1

Тело трубы										Замковое соединение							Сборка		
Номинальный размер, D дюйм, мм	Номинальный вес, фунт/фут, кг/м	Толщина стенки, s, дюйм, мм	Внутренний диаметр, дюйм, мм	Группа прочности	Высадка	Растягивающее усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут, Нм	Внутреннее давление, Psi, Мпа	Сминающее давление, Psi, Мпа	Соединение	Наружный диаметр, D ₂ дюйм, мм	Внутренний диаметр, d дюйм, мм	Длина зоны ниппеля под ключ, l _n дюйм, мм	Длина муфты под трубный ключ, l _m дюйм, мм	Растягивающее Усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут, Нм	Отношение крутящего момента замка к крутящему моменту тела трубы	Приблизительная масса, фунт /фут, кг/м	Момент свинчивания, фунт /фут, Нм
3 1/2* 88,90 (88,9)	13,30 18,34	0,368 9,35	2,764 70,20	D	EU	199150 886	13603 18443	10120 69,8	10349 71,4	NC38, 3-102	4,750 120,7	2,688 68,3	88,000 203,2	10,500 266,7	587308 2613	18109 24553	1,33	13,96 20,77	10865 14732
3 1/2 88,90 (88,9)	13,30 18,34 (18,43)	0,368 9,35 (9,4)	2,764 70,20	E, E	EU ПН	271569 1208	18551 25152	13800 95,1	14113 97,3	NC38, 3-102	4,750 120,7	2,688 68,3	8,000 203,2	10,500 266,7	587308 2613	18109 24553	0,98	13,96 20,77	10865 14732
3 1/2 88,90 (88,9)	13,30 18,34 (18,43)	0,368 9,35 (9,4)	2,764 70,20	X, Л	EU ПН	343988 1530	23498 31860	17480 120,5	17877 123,2	NC38, 3-102	5,000 127,0	2,563 65,1	8,000 203,2	10,500 266,7	649158 2888	20325 27557	0,86	14,62 21,76	12196 16534
3 1/2 88,90 (88,9)	13,3 18,34 (18,43)	0,368 9,35 (9,4)	2,764 70,20	G, M	EU ПН	380197 1691	25972 35213	19320 133,2	19758 136,2	NC38, 3-102	5,000 127,0	2,438 61,9	8,000 203,2	10,500 266,7	708063 3150	22214 30119	0,85	14,72 21,90	13328 18071
3 1/2 88,90 (88,9)	13,30 18,34 (18,43)	0,368 9,35 (9,4)	2,764 70,20	S, P	EU ПН	488825 2174	33392 45273	24840 171,2	25404 175,1	NC38 3-102	5,000 127,0	2,125 54,0	8,000 203,2	10,500 266,7	842440 3748	26513 35947	0,79	14,93 22,22	15908 21568
3 1/2* 88,90 (88,9)	15,5 21,79	0,449 11,40	2,602 66,10	D	EU	236404 1053	15462 20964	12347 85,1	12301 84,9	NC38, 3-102	5,000 127,0	2,563 65,1	8,000 203,2	10,500 266,7	649158 2888	20325 27557	1,31	16,58 24,67	12195 16534
3 1/2 88,90 (88,9)	15,50 21,79	0,449 11,40	2,602 66,10	E, E	EU	322775 1436	21086 28589	16838 116,0	16774 115,6	NC38, 3-102	5,000 127,0	2,563 65,1	8,000 203,2	10,500 266,7	649158 2888	20325 27557	0,96	16,58 24,67	12195 16534
3 1/2 88,90 (88,9)	15,50 21,79	0,449 11,40	2,602 66,10	X, Л	EU	408848 1819	26708 36211	21328 147,0	21247 146,5	NC38, 3-102	5,000 127,0	2,438 61,9	8,000 203,2	10,500 266,7	708063 3150	22214 30119	0,83	16,84 25,07	13328 18071
3 1/2 88,90 (88,9)	15,50 21,79	0,449 11,40	2,602 66,10	G, M	EU	451885 2010	29520 40023	23573 162,5	23484 161,9	NC38, 3-102	5,000 127,0	2,125 54,0	8,000 203,2	10,500 266,7	842440 3748	26513 35947	0,90	17,05 25,38	15908 21568
3 1/2 88,90 (88,9)	15,50 21,79	0,449 11,40	2,602 66,10	S, P	EU	580995 2585	37954 51459	30308 209,0	30194 208,1	NC40, 3-108	5,500 139,7	2,250 57,2	8,000 203,2	10,500 266,7	979996 4360	32944 44665	0,87	17,60 26,19	19766 26799
4* 101,60 (101,6)	14,00 19,26	0,330 8,38	3,340 84,84	D	EU	209250 931	17075 23151	7940 54,7	8326 57,4	NC46, 3-122	6,000 152,4	3,250 82,6	7,000 177,8	10,000 254,0	901164 4009	33626 45590	1,97	15,91 23,67	20176 27354
4 101,60 (101,6)	14,00 19,26 (19,31)	0,330 8,38 (8,4)	3,340 84,84	E, E	EU ПН	285359 1269	23288 31580	10828 74,7	11354 78,3	NC46, 3-122	6,000 152,4	3,250 82,6	7,000 177,8	10,000 254,0	901164 4009	33626 45590	1,44	15,91 23,67	20176 27354
4 101,60 (101,6)	14,00 19,26 (19,31)	0,330 8,38 (8,4)	3,340 84,84	X, Л	EU ПН	361454 1607	29498 39990	13716 94,6	14382 99,2	NC46, 3-122	6,000 152,4	3,250 82,6	7,000 177,8	10,000 254,0	901164 4009	33626 45590	1,14	16,21 24,12	20176 27354

Продолжение таблицы А.1

Тело трубы										Замковое соединение							Сборка		
Номинальный размер, D дюйм, мм	Номинальный вес, фунт/фут/, кг/м	Толщина стенки, s, дюйм, мм	Внутренний диаметр, дюйм, мм	Группа прочности	Высадка	Растягивающее усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут, Нм	Внутреннее давление, Psi, Мпа	Сминающее давление, Psi, Мпа	Соединение	Наружный диаметр, D ₂ дюйм, мм	Внутренний диаметр, d дюйм, мм	Длина зоны ниппеля под ключ, l _n дюйм, мм	Длина муфты под трубный ключ, l _m дюйм, мм	Растягивающее Усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут, Нм	Отношение крутящего момента замка к крутящему моменту тела трубы	Приблизительная масса, фут /фунт, кг/м	Момент свинчивания, фунт /фут/, Нм
4 101,60 (101,6)	14,00 19,26 (19,31)	0,330 8,38 (8,4)	3,340 84,84	G, M	EU ПН	399502 1777	32603 44204	15159 104,5	15896 109,6	NC46, 3-122	6,000 152,4	3,250 82,6	7,000 177,8	10,000 254,0	901164 4009	33626 45590	1,03	16,21 24,12	20176 27354
4 101,60 (101,6)	14,00 19,26 (19,31)	0,330 8,38 (8,4)	3,340 84,84	S, P	EU ПН	513646 2285	41918 56833	19491 134,4	20141 138,9	NC46, 3-122	6,000 152,4	3,000 76,2	7,000 177,8	10,000 254,0	1048426 4664	39230 53189	0,94	16,44 24,46	23538 31913
4 1/2* 114,30 (114,3)	13,75 18,23	0,271 6,88	3,958 100,54	D	EU	198282 882	18998 25759	5797 40,0	4778 32,9	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,750 95,3	7,000 177,8	10,000 254,0	939096 4177	38060 51603	2,00	15,90 23,65	22836 30962
4 1/2 114,30 (114,3)	13,75 18,23	0,271 6,88	3,958 100,54	E, E	EU	270034 1200	25907 35125	7904 54,5	7173 49,5	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,750 95,3	7,000 177,8	10,000 254,0	939096 4177	38060 51603	1,47	15,90 23,65	22836 30962
4 1/2** 114,30 (114,3)	16,60 22,42	0,337 8,6	3,826 97,18	Д	ПН	242409 1080	22591 30630	7221 49,7	7620 52,5	NC50, 3-133	6,374 161,9	3,750 95,3	7,066 179,5	10,039 255,0	939096 4177	37675 51080	1,67	19,16 28,51	22605 30648
4 1/2** 114,30 (114,3)	16,60 22,42	0,337 8,6	3,826 97,18	E	ПН	330558 1470	30807 41769	9829 67,8	10392 71,7	NC50, 3-133	6,374 161,9	3,750 95,3	7,066 179,5	10,039 255,0	939096 4177	37675 51080	1,22	19,16 28,51	22605 30648
4 1/2** 114,30 (114,3)	16,60 22,42	0,337 8,6	3,826 97,18	Л	ПН	418707 1863	39022 52907	12450 85,8	12765 88,0	NC50, 3-133	6,370 161,9	3,750 95,3	7,066 179,5	10,039 255,0	939096 4177	37675 51080	0,96	19,28 28,70	22605 30648
4 1/2** 114,30 (114,3)	16,60 22,42	0,337 8,6	3,826 97,18	М	ПН	462781 2059	43130 58476	13761 94,9	13825 95,3	NC50, 3-133	6,374 161,9	3,750 95,3	7,066 179,5	10,039 255,0	939096 4177	37675 51080	0,87	19,28 28,70	22605 30648
4 1/2 114,30** (114,3)	16,60 22,42	0,337 8,6	3,826 97,18	P	ПН	595004 2645	55453 75184	17693 122,0	16773 115,6	NC50, 3-133	6,374 161,9	3,500 88,9	7,066 179,5	10,039 255	1109920 4937	44672 60567	0,81	19,76 29,34	26803 36340
4 1/2 114,30* (114,3)	16,60 22,32	0,337 8,56	3,826 97,18	D	EU	242409 1080	22591 30630	7208 49,7	7620 52,5	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,750 95,3	7,000 177,8	10,000 254,0	939096 4177	38060 51603	1,68	18,49 27,51	22836 30962
4 1/2 114,30 (114,3)	16,60 22,32	0,337 8,56 (8,6)	3,826 97,18	E, E	EU ПН	330558 1470	30807 41769	9829 67,8	10392 71,7	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,750 95,3	7,000 177,8	10,000 254,0	939096 4177	38060 51603	1,23	18,49 27,51	22836 30962
4 1/2 114,30 (114,3)	16,60 22,32 (22,42)	0,337 8,56 (8,6)	3,826 97,18	Х, Л	EU ПН	418707 1863	39022 52907	12450 85,8	12765 88,0	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,750 95,3	7,000 177,8	10,000 254,0	939096 4177	38060 51603	0,97	18,86 28,07	22836 30962
4 1/2 114,30 (114,3)	16,60 22,32 (22,42)	0,337 8,56 (8,6)	3,826 97,18	G, M	EU ПН	462781 2059	43130 58476	13761 94,9	13825 95,3	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,750 95,3	7,000 177,8	10,000 254,0	939096 4177	38060 51603	0,88	18,86 28,07	22836 30962

Продолжение таблицы А.1

Тело трубы										Замковое соединение							Сборка		
Номинальный размер, D дюйм, мм	Номинальный вес, фунт/фут, кг/м	Толщина стенки, s, дюйм, мм	Внутренний диаметр, дюйм, мм	Группа прочности	Высадка	Растягивающее усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут, Нм	Внутреннее давление, Psi, Мпа	Сминающее давление, Psi, Мпа	Соединение	Наружный диаметр, D ₃ дюйм, мм	Внутренний диаметр, d дюйм, мм	Длина зоны ниппеля под ключ, l _n дюйм, мм	Длина муфты под трубный ключ, l _m дюйм, мм	Растягивающее Усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут, Нм	Отношение крутящего момента замка к крутящему моменту тела трубы	Приблизительная масса, фут /фунт, кг/м	Момент свинчивания, фунт /фут, Нм
4 1/2 114,30 (114,3)	16,60 22,32 (22,42)	0,337 8,56 (8,6)	3,826 97,18	S, P	EU ПН	595004 2645	55453 75184	17693 122,0	16773 115,6	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,500 88,9	7,000 177,8	10,000 254,0	1109920 4937	45128 61186	0,81	19,13 28,47	27075 36712
4 1/2** 114,30 (114,3)	20,00 27,79	0,430 10,9	3,640 92,46	Д	ПН	302395 1345	27060 36689	9197 63,4	9506 65,5	NC50, 3-133	6,374 161,9	3,625 92,1	7,066 179,5	10,039 255,0	1025980 4564	41228 55898	1,52	23,00 34,18	24737 33539
4 1/2** 114,30 (114,3)	20,00 27,79	0,430 10,9	3,640 92,46	Е	ПН	412358 1834	36901 50031	12542 86,5	12964 89,4	NC50, 3-133	6,374 161,9	3,625 92,1	7,066 179,5	10,039 255,0	1025980 4564	41228 55898	1,12	23,00 34,18	24737 33539
4 1/2** 114,30 (114,3)	20,00 27,79	0,430 10,9	3,640 92,46	Л	ПН	522320 2322	46741 63372	15886 109,5	16421 113,2	NC50, 3-133	6,374 161,9	3,500 88,9	7,066 179,5	10,039 255,0	1109920 4937	44672 60567	0,96	23,29 34,66	26803 36340
4 1/2** 114,30 (114,3)	20,00 27,79	0,430 10,9	3,640 92,46	М	ПН	577301 2568	51661 70043	17558 121,1	18149 125,1	NC50, 3-133	6,374 161,9	3,500 88,9	7,066 179,5	10,039 255,0	1109920 4937	44672 60567	0,86	23,29 34,66	26803 36340
4 1/2 * 114,30 (114,3)	20,00 27,84	0,430 10,92	3,640 92,46	D	EU	302395 1345	27060 36689	9203 63,5	11551 79,7	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,625 92,1	7,000 177,8	10,000 254,0	1025980 4564	41650 56470	1,54	22,13 32,93	24990 33882
4 1/2 114,30 (114,3)	20,00 27,84 (27,79)	0,430 10,92 (10,9)	3,640 92,46	E, E	EU ПН	412358 1834	36901 50031	12542 86,5	12964 89,4	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,625 92,1	7,000 177,8	10,000 254,0	1025980 4564	41650 56470	1,13	22,13 32,93	24990 33882
4 1/2 114,30 (114,3)	20,00 27,84 (27,79)	0,430 10,92 (10,9)	3,640 92,46	X, Л	EU ПН	522320 2322	46741 63372	15886 109,5	16421 113,2	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,500 88,9	7,000 177,8	10,000 254,0	1109929 4937	45125 61186	0,96	22,60 33,63	27075 37712
4 1/2 114,30 (114,3)	20,00 27,84 (27,79)	0,430 10,92 (10,9)	3,640 92,46	G, M	EU ПН	577301 2568	51661 70043	17558 121,1	18149 125,1	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,500 88,9	7,000 177,8	10,000 254,0	1109920 4937	45125 61186	0,87	22,60 33,63	27075 36712
4 1/2 114,30 (114,3)	20,00 27,84 (27,79)	0,430 10,92 (10,9)	3,640 92,46	S, P	EU ПН	742244 3302	66421 90055	22575 155,6	23335 160,9	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,000 76,2	7,000 177,8	10,000 254,0	1416225 6299	57802 78369	0,87	23,07 34,34	34681 47021
5** 127,00 (127,0)	19,50 26,73	0,362 9,2	4,276 108,62	Д	ПН	290102 1290	30188 40930	6968 48,0	6824 47,1	5 1/2 FH, 3-147	7,000 177,8	4,000 101,6	8,000 203,2	10,000 254,0	1265802 5631	55934 75836	1,85	23,82 35,45	33560 45502
5* 127,00 (127,0)	19,50 26,70	0,362 9,19	4,276 108,62	E	EU	395595 1760	41167 55815	9503 65,5	9962 68,7	5 1/2 FH, 3-147	7,000 177,8	4,000 101,6	8,000 203,2	10,000 254,0	1265802 5631	55934 75836	1,36	23,82 35,45	33560 45502
5** 127,00 (127,0)	19,50 26,73	0,362 9,2	4,276 108,62	Л	ПН	501087 2229	52144 70698	12037 83,0	12026 82,9	5 1/2 FH, 3-147	7,000 177,8	4,000 101,6	8,000 203,2	10,000 254,0	1265802 5631	55934 75836	1,07	23,82 35,45	33560 45502

Продолжение таблицы А.1

Тело трубы										Замковое соединение							Сборка		
Номинальный размер, D дюйм, мм	Номинальный вес, фунт/фут, кг/м	Толщина стенки, s, дюйм, мм	Внутренний диаметр, дюйм, мм	Группа прочности	Высадка	Растягивающее усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут, Нм	Внутреннее давление, Psi, Мпа	Сминающее давление, Psi, Мпа	Соединение	Наружный диаметр, D ₃ дюйм, мм	Внутренний диаметр, d дюйм, мм	Длина зоны ниппеля под ключ, l _n дюйм, мм	Длина муфты под трубный ключ, l _m дюйм, мм	Растягивающее Усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут, Нм	Отношение крутящего момента замка к крутящему моменту тела трубы	Приближительная масса, фут /фунт, кг/м	Момент свинчивания, фунт /фут, Нм
5** 127,00 (127,0)	25,60 35,80	0,500 12,70	4,000 101,60	Д	ПН	388800 1728	38324 51960	9623 66,4	9900 68,3	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,000 177,8	4,000 101,6	8,000 203,2	10,000 254,0	1265802 5631	55934 75836	1,46	29,92 44,52	33560 45502
5** 127,00 (127,0)	25,60 35,80	0,500 12,70	4,000 101,60	Е	ПН	530144 2358	52257 70851	13125 90,5	13500 93,1	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,000 177,8	4,000 101,6	8,000 203,2	10,000 254,0	1265802 5631	55934 75836	1,07	29,92 44,42	33560 45502
5** 127,00 (127,0)	25,60 35,80	0,500 12,70	4,000 101,60	Л	ПН	671515 2987	66192 89744	16625 114,7	17100 117,9	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,000 177,8	3,750 95,3	8,000 203,2	10,000 254,0	1448407 6443	62903 85285	0,95	30,24 45,00	37742 51174
2 ⁷ / ₈ * 73,02 (73,0)	10,40 14,47	0,362 9,19	2,151 54,64	Д	IU	157186 699	8473 11488	12119 83,6	11731 83,6	NC26, 3-73	3,748 95,2	1,251 31,8	7,090 180,0	8,030 204,0	459067 2042	10657 14449	1,26	10,86 16,18	6340 8596
2 ⁷ / ₈ * 73,02 (73,0)	10,40 14,47	0,362 9,19	2,151 54,64	Е	IU	214344 953	11554 15665	16526 113,9	16509 113,8	NC26, 3-73	3,748 95,2	1,251 31,8	7,090 180	8,030 204,0	459067 2042	10657 14449	0,92	10,86 16,18	6340 8596
3 ¹ / ₂ * 88,90 (88,9)	13,30 18,34	0,368 9,35	2,764 70,20	Д	IU	199150 886	13603 18443	10120 69,8	10349 71,4	NC31, 3-86	4,250 108,0	1,750 44,5	7,090 180,0	9,055 230,0	586231 2607	15709 21299	1,15	13,75 20,48	9244 12533
3 ¹ / ₂ * 88,90 (88,9)	13,30 18,34	0,368 9,35	2,764 70,20	Е	IU	271569 1208	18551 25152	13800 95,1	14113 97,3	NC31, 3-86	4,250 108,0	1,751 44,5	7,090 180,0	9,055 230,0	586231 2607	15709 21299	0,85	13,75 20,48	9244 12533
3 ¹ / ₂ * 88,90 (88,9)	15,50 21,79	0,449 11,40	2,602 66,10	Д	IU	236404 1053	15462 20964	12347 85,1	12301 84,9	NC31, 3-86	4,250 108,0	1,625 41,3	7,090 180,0	9,055 230,0	623844 2775	16812 22794	1,09	15,99 23,81	10167 13785
3 ¹ / ₂ * 88,90* (88,9)	15,50 21,79	0,449 11,40	2,602 66,10	Е	IU	322775 1436	21086 28589	16838 116,0	16774 115,6	NC31, 3-86	4,250 108,0	1,614 41,3	7,090 180,0	9,055 230,0	624375 2775	16812 22794	0,80	15,99 23,81	10167 13785
4* 101,60 (101,6)	14,00 19,26	0,330 8,38	3,340 84,84	Д	IU	209263 931	17075 23151	7940 54,7	8326 57,4	NC40, 3-108	5,250 133,4	2,813 71,4	7,000 177,8	10,000 254,0	711611 3166	23486 31842	1,37	15,06 22,42	14092 19105
4 101,60 (101,6)	14,00 19,26 (19,31)	0,330 8,38 (8,4)	3,340 84,84	Е, Е	IU ПВ	285359 1269	23288 31580	10828 74,7	11354 78,3	NC40, 3-108	5,250 133,4	2,813 71,4	7,000 177,8	10,000 254,0	711611 3166	23486 31842	1,01	15,06 22,42	14092 19105
4 101,60 (101,6)	14,00 19,26 (19,31)	0,330 8,38 (8,4)	3,340 84,84	Х, Л	IU ПВ	361454 1607	29498 39990	13716 94,6	14382 99,2	NC40, 3-108	5,250 133,4	2,688 68,3	7,000 177,8	10,000 254,0	776406 3454	25675 34811	0,87	15,29 22,76	15405 20887
4 101,60 (101,6)	14,00 19,26 (19,31)	0,330 8,38 (8,4)	3,340 84,84	Г, М	IU ПВ	399502 1777	32603 44204	15159 104,6	15896 109,6	NC40, 3-108	5,500 139,7	2,438 61,9	7,000 177,8	10,000 254,0	897161 3991	30116 40832	0,92	15,87 23,61	18070 24499

Продолжение таблицы А.1

Тело трубы										Замковое соединение							Сборка		
Номинальный размер, D дюйм, мм	Номинальный вес, фунт/фут, кг/м	Толщина стенки, s, дюйм, мм	Внутренний диаметр, дюйм, мм	Группа прочности	Высадка	Растягивающее усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут, Нм	Внутреннее давление, Psi, Мпа	Сминающее давление, Psi, Мпа	Соединение	Наружный диаметр, D ₂ дюйм, мм	Внутренний диаметр, d дюйм, мм	Длина зоны ниппеля под ключ, l _n дюйм, мм	Длина муфты под трубный ключ, l _m дюйм, мм	Растягивающее Усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут, Нм	Отношение крутящего момента замка к крутящему моменту тела трубы	Приближительная масса, фут /фунт, кг/м	Момент свинчивания, фунт /фут, Нм
4 101,60 (101,6)	14,00 19,26 (19,31)	0,330 8,38 (8,4)	3,340 84,84	S, P	IU ПВ	513646 2285	41918 56833	19491 134,4	20141 138,9	NC40, 3-108	5,500 139,7	2,000 50,8	7,000 177,8	10,000 254,0	1080135 4804	36363 49302	0,87	16,14 24,03	21818 29581
4 1/2* 114,30 (114,3)	13,75 18,23	0,271 6,88	3,958 100,54	D	IU	198024 882	18998 25759	5797 40,0	4778 32,9	NC46, 3-122	6,000 152,4	3,375 85,7	7,000 177,8	10,000 254,0	822289 3657	30689 41609	1,61	15,12 22,50	18413 24965
4 1/2 114,30 (114,3)	13,75 18,23	0,271 6,88	3,958 100,54	E, E	IU	270034 1200	25907 35125	7904 54,5	7173 49,5	NC46, 3-122	6,000 152,4	3,375 85,7	7,000 177,8	10,000 254,0	806390 3587	30689 41609	1,18	15,12 22,50	18413 24965
4 1/2* 114,30 (114,3)	16,60 22,32	0,337 8,56	3,826 97,18	D	IEU	242409 1080	22591 30630	7208 49,7	7620 52,5	NC46, 3-122	6,250 158,8	3,250 82,6	7,000 177,8	10,000 254,0	901164 4009	33994 46090	1,50	18,39 27,36	20396 27654
4 1/2 114,30 (114,3)	16,60 22,32 (22,42)	0,337 8,56 (8,6)	3,826 97,18	E, E	IEU ПК	330558 1470	30807 41769	9829 67,8	10392 71,7	NC46, 3-122	6,250 158,8	3,25 82,6	7,000 177,8	10,000 254,0	901164 4009	33994 46090	1,10	18,39 27,36	20396 27654
4 1/2 114,30 (114,3)	16,60 22,32 (22,42)	0,337 8,56 (8,6)	3,826 97,18	X, Л	IEU ПК	418707 1863	39022 52907	12450 85,8	12765 88,0	NC46, 3-122	6,250 158,8	3,25 82,6	7,000 177,8	10,000 254,0	901164 4009	33994 46090	0,87	18,63 27,73	20396 27654
4 1/2 114,30 (114,3)	16,60 22,32 (22,42)	0,337 8,56 (8,6)	3,826 97,18	G, M	IEU ПК	462781 2059	43130 58476	13761 94,9	13825 95,3	NC46, 3-122	6,250 158,8	3,000 76,2	7,000 177,8	10,000 254,0	1048426 4664	39659 53771	0,92	18,63 27,73	23795 32263
4 1/2 114,3 (114,3)	16,60 22,32 (22,42)	0,337 8,56 (8,6)	3,826 97,18	S, P	IEU ПК	595004 2645	55453 75184	17693 122,0	16773 115,6	NC46, 3-122	6,250 158,8	2,750 69,9	7,000 177,8	10,000 254,0	1183908 5266	44872 60838	0,81	18,84 28,04	26923 36503
4 1/2* 114,30 (114,3)	20,00 27,84	0,430 10,92	3,640 92,46	D	IEU	302395 1345	27060 36689	9197 63,4	9506 65,5	NC46, 3-122	6,250 158,8	3,000 76,2	7,000 177,8	10,000 254,0	1048426 4664	39659 53771	1,47	22,14 32,94	23795 32263
4 1/2 114,30 (114,3)	20,00 27,84 (27,79)	0,430 10,92 (10,9)	3,640 92,46	E, E	IEU ПК	412358 1834	36901 50031	12542 86,5	12964 89,4	NC46, 3-122	6,250 158,8	3,000 76,2	7,000 177,8	10,000 254,0	1048426 4664	39659 53771	1,07	22,14 32,94	23795 32263
4 1/2 114,30 (114,3)	20,00 27,84 (27,79)	0,430 10,92 (10,9)	3,640 92,46	X, Л	IEU ПК	522320 2322	46741 63372	15886 109,5	16424 113,2	NC46, 3-122	6,250 158,8	2,750 69,9	7,000 177,8	10,000 254,0	1183908 5266	44872 60838	0,96	22,64 33,69	26923 36503
4 1/2 114,30 (114,3)	20,00 27,84 (27,79)	0,430 10,92 (10,9)	3,640 92,46	G, M	IEU ПК	577301 2568	51661 70043	17558 121,1	18149 125,1	NC46, 3-122	6,250 158,8	2,500 63,5	7,000 177,8	10,000 254,0	1307608 5817	49631 67290	0,96	22,83 33,97	29779 40374
4 1/2 114,30 (114,3)	20,00 27,84 (27,79)	0,430 10,92 (10,9)	3,640 92,46	S, P	IEU ПК	742244 3302	66421 90055	22575 155,6	23335 160,9	NC46, 3-122	6,250 158,8	2,250 57,2	7,000 177,8	10,000 254,0	1419527 6315	53936 73128	0,81	23,00 34,23	32362 43877

Продолжение таблицы А.1

Тело трубы										Замковое соединение							Сборка		
Номинальный размер, D дюйм, мм	Номинальный вес, фунт/фут, кг/м	Толщина стенки, s, дюйм, мм	Внутренний диаметр, дюйм, мм	Группа прочности	Высадка	Растягивающее усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут, Нм	Внутреннее давление, Psi, Мпа	Сминающее давление, Psi, Мпа	Соединение	Наружный диаметр, D ₂ дюйм, мм	Внутренний диаметр, d дюйм, мм	Длина зоны ниппеля под ключ, l _n дюйм, мм	Длина муфты под трубный ключ, l _m дюйм, мм	Растягивающее Усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут, Нм	Отношение крутящего момента замка к крутящему моменту тела трубы	Приблизительная масса, фут /фунт, кг/м	Момент свинчивания, фунт /фут, Нм
5** 127,00 (127,0)	19,50 26,73	0,362 9,2	4,276 108,62	Д	ПК	290102 1290	30188 40930	6968 48,0	6824 47,1	NC50, 3-133	6,370 161,9	3,750 95,3	7,090 180,0	10,039 255,0	939096 4177	37675 51080	1,25	21,18 33,00	22605 30648
5** 127,00 (127,0)	19,50 26,73	0,362 9,2	4,276 108,62	Е	ПК	395595 1760	41167 55815	9503 65,5	9962 68,7	NC50, 3-133	6,370 161,9	3,750 95,3	7,090 180,0	10,039 255,0	939096 4177	37675 51080	0,91	21,18 33,00	13177 30648
5** 127,00 (127,0)	19,50 26,73	0,362 9,2	4,276 108,62	Л	ПК	501087 2229	52144 70698	12037 83,0	12026 82,9	NC50, 3-133	6,370 161,9	3,750 95,3	7,090 180,0	10,039 255,0	939096 4177	37675 51080	0,72	21,18 33,00	13177 30648
5** 127,00 (127,0)	19,50 26,73	0,362 9,2	4,276 108,62	М	ПК	553833 2463	57633 78140	13304 91,8	12999 89,6	NC50, 3-133	6,500 165,1	3,250 82,6	7,090 180,0	10,039 255,0	1268963 5645	51448 69754	0,89	23,63 35,17	30869 41852
5* 127,0 (127,0)	19,50 26,70	0,362 9,19	4,276 108,62	Д	IEU	290018 1290	30188 40930	6986 48,2	6824 47,1	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,750 95,3	7,000 177,8	10,000 254,0	939096 4177	38060 51603	1,26	21,36 31,79	22836 30962
5 127,00 (127,0)	19,50 26,70 (26,73)	0,362 9,19 (9,2)	4,276 108,62	Е, Е	IEU ПК	395595 1760	41167 55815	9503 65,5	9962 68,7	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,750 95,3	7,000 177,8	10,000 254,0	939096 4177	38060 51603	0,92	21,36 31,79	22836 30962
5 127,00 (127,0)	19,50 26,70 (26,73)	0,362 9,19 (9,2)	4,276 108,62	Е, Е	IEU ПК	395595 1760	41167 55815	9503 65,5	9962 68,7	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,000 177,8	3,750 95,3	8,000 203,2	10,000 254,0	1448407 6443	62903 85285	1,53	22,32 33,22	31474 42648
5 127,00 (127,0)	19,50 26,70	0,362 9,19 (9,2)	4,276 108,62	Х, Л	IEU ПК	501087 2229	52144 70698	12037 83,0	12026 82,9	NC50 3-133	6,625 168,3	3,500 88,9	7,000 177,8	10,000 254,0	1109920 4937	45125 61186	0,86	21,89 32,58	27075 36712
5 127,00 (127,0)	19,50 26,70 (26,73)	0,362 9,19 (9,2)	4,276 108,62	Х, Л	IEU ПК	501087 2229	52144 70698	12037 83,0	12026 82,9	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,000 177,8	3,750 95,3	8,000 203,2	10,000 254,0	1448407 6443	62903 85285	1,21	22,58 33,61	37742 51174
5 127,00 (127,0)	19,50 26,70 (26,73)	0,362 9,19 (9,2)	4,276 108,62	G, М	IEU ПК	553833 2463	57633 78140	13304 91,8	12999 89,6	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,250 82,6	7,000 177,8	10,000 254,0	1268963 5645	51709 70108	0,90	22,14 32,95	31025 42065
5 127,00 (127,0)	19,50 26,70 (26,73)	0,362 9,19 (9,2)	4,276 108,62	G, М	IEU ПК	553833 2463	57633 78140	13304 91,8	12999 89,6	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,000 177,8	3,750 95,3	8,000 203,2	10,000 254,0	1448407 6443	62903 85285	1,09	22,58 33,61	37742 51174
5 127,00 (127,0)	19,50 26,70 (26,73)	0,362 9,19 (9,2)	4,276 108,62	S, P	IEU ПК	712070 3167	74100 100466	17105 118,0	15672 108,1	NC50, 3-133	6,625 168,3	2,750 69,9	7,000 177,8	10,000 254,0	1551706 6902	63407 85969	0,86	22,58 33,60	38044 51581
5 127,00 (127,0)	19,50 26,70 (26,73)	0,362 9,19 (9,2)	4,276 108,62	S, P	IEU ПК	712070 3167	74100 100466	17105 118,0	15672 108,1	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,250 184,2	3,500 88,9	88,000 203,2	10,000 254,0	1619231 7203	72484 98275	0,98	23,44 34,89	43490 58965

Продолжение таблицы А.1

Тело трубы										Замковое соединение							Сборка		
Номинальный размер, D дюйм, мм	Номинальный вес, фунт/фут, кг/м	Толщина стенки, s, дюйм, мм	Внутренний диаметр, дюйм, мм	Группа прочности	Высадка	Растягивающее усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут, Нм	Внутреннее давление, Psi, Мпа	Сминающее давление, Psi, Мпа	Соединение	Наружный диаметр, D ₃ дюйм, мм	Внутренний диаметр, d дюйм, мм	Длина зоны ниппеля под ключ, l _n дюйм, мм	Длина муфты под трубный ключ, l _m дюйм, мм	Растягивающее Усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут, Нм	Отношение крутящего момента замка к крутящему моменту тела трубы	Приблизительная масса, фут /фунт, кг/м	Момент свинчивания, фунт /фут, Нм
5** 127,00 (127,0)	25,60 35,80	0,500 12,70	4,000 101,60	Д	ПК	388800 1728	38324 51960	9623 66,4	9900 68,3	NC50, 3-133	6,370 161,9	3,500 88,9	7,090 180,0	10,039 255,0	1109920 4937	44672 60576	1,17	28,56 42,50	26803 36346
5** 127,00 (127,0)	25,60 35,80	0,500 12,70	4,000 101,60	Е	ПК	530144 2358	52257 70851	13125 90,5	13500 93,1	NC50, 3-133	6,370 161,9	3,500 88,9	7,090 180,0	10,039 255,0	1109920 4937	44672 60576	0,85	28,56 42,50	26803 36346
5** 127,00 (127,0)	25,60 35,80	0,500 12,70	4,000 101,60	Л	ПК	671515 2987	66192 89744	16625 114,7	17100 117,9	NC50, 3-133	6,500 165,1	3,000 76,2	7,090 180,0	10,039 255,0	1416225 6299	56985 77261	0,86	28,64 42,62	34191 46357
5* 127,00 (127,0)	25,60 35,80	0,500 12,70	4,000 101,60	Д	IEU	388800 1728	38324 51960	9623 66,4	9900 68,3	NC50, 3-133	6,625 168,28	3,500 88,9	7,000 177,8	10,000 254,0	1109929 4937	45128 61186	1,18	27,37 40,73	27077 36712
5 127,00 (127,0)	25,60 35,80	0,500 12,70	4,000 101,60	Е, Е	IEU	530144 2358	52257 70851	13125 90,5	13500 93,1	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,500 88,9	7,000 177,8	10,000 254,0	1109929 4937	45128 61186	0,86	27,37 40,73	27077 36712
5 127,00 (127,0)	25,60 35,80	0,500 12,70	4,000 101,60	Е, Е	IEU	530144 2358	52257 70851	13125 90,5	13500 93,1	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,000 177,8	3,500 88,9	8,000 203,2	10,000 254,0	1619231 7203	62903 85285	1,20	28,32 42,14	37742 51178
5 127,00 (127,0)	25,60 35,80	0,500 12,70	4,000 101,60	Х, Л	IEU	671515 2987	66192 89744	16625 114,7	17100 117,9	NC50, 3-133	6,625 168,3	3,000 76,2	7,000 177,8	10,000 254,0	1416225 6299	57802 78369	0,87	28,09 41,80	34681 47021
5 127,00 (127,0)	25,60 35,80	0,500 12,70	4,000 101,60	Х, Л	IEU	671515 2987	66192 89744	16625 114,7	17100 117,9	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,000 177,8	3,500 88,9	8,000 203,2	10,000 254,0	1619231 7203	62903 85285	0,95	28,56 42,51	37742 51178
5 127,00 (127,0)	25,60 35,80	0,500 12,70	4,000 101,60	Г, М	IEU	742201 3302	73159 99190	18375 126,7	18900 130,3	NC50, 3-133	6,625 168,3	2,750 69,9	7,000 177,8	10,000 254,0	1551706 6902	63407 85969	0,87	28,30 42,11	38044 51581
5 127,00 (127,0)	25,60 35,80	0,500 12,70	4,000 101,60	Г, М	IEU	742201 3302	73159 99190	18375 126,7	18900 130,3	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,250 184,2	3,500 88,9	8,000 203,2	10,000 254,0	1619231 7203	72213 97921	0,99	29,13 43,35	43328 58745
5 127,00 (127,0)	25,60 35,80	0,500 12,70	4,000 101,60	С, Р	IEU	954259 4245	94062 127531	23625 162,9	24300 167,6	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,250 184,2	3,250 82,6	8,000 203,2	10,000 254,0	1778274 7910	78716 106725	0,84	29,40 43,75	47230 64044
5 1/2* 139,70 (139,7)	21,90 29,52 (29,61)	0,361 9,17 (9,2)	4,778 121,36	Д	IEU	322425 1426	37187 50419	6317 43,6	5688 39,2	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,000 177,8	4,000 101,6	8,000 203,2	10,000 254,0	1265802 5631	55934 75836	1,50	23,81 35,43	33560 45502
5 1/2 139,70 (139,7)	21,90 29,52 (29,61)	0,361 9,17 (9,2)	4,778 121,36	Е, Е	IEU	437116 1944	50710 68754	8615 59,4	8413 58,0	5 ¹ / ₂ FH, 3-147	7,000 177,8	4,000 101,6	8,000 203,2	10,000 254,0	1265802 5631	55934 75836	1,10	23,81 35,43	33560 45505

Продолжение таблицы А.1

Тело трубы										Замковое соединение							Сборка		
Номинальный размер, D дюйм, мм	Номинальный вес, фунт/фут/, кг/м	Толщина стенки, s, дюйм, мм	Внутренний диаметр, дюйм, мм	Группа прочности	Высадка	Растягивающее усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут, Нм	Внутреннее давление, Psi, Мпа	Сминающее давление, Psi, Мпа	Соединение	Наружный диаметр, D ₃ дюйм, мм	Внутренний диаметр, d дюйм, мм	Длина зоны ниппеля под ключ, l _n дюйм, мм	Длина муфты под трубный ключ, l _m дюйм, мм	Растягивающее Усилие, фунт, кН	Крутящий момент, фунт /фут, Нм	Отношение крутящего момента замка к крутящему моменту тела трубы	Приблизительная масса, фут /фунт, кг/м	Момент свинчивания, фунт /фут/, Нм
5 1/2 139,70 (139,7)	21,90 29,52 (29,61)	0,3601 9,17 (9,2)	4,778 121,36	X, Л	IEU	553681 2463	64233 87088	10912 75,3	10019 69,1	5 1/2 FH, 3-147	7,000 177,8	3,750 95,3	8,000 203,2	10,000 254,0	1448407 6443	62903 85296	0,98	24,43 36,36	37742 51178
5 1/2 139,70 (139,7)	21,90 29,52 (29,61)	0,361 9,17 (9,2)	4,778 121,36	G, M	IEU	611963 2722	70994 96255	12061 83,2	10753 74,2	5 1/2 FH, 3-147	7,250 184,2	3,500 88,9	8,000 203,2	10,000 254,0	1619231 7203	72484 98275	1,02	25,28 37,61	43490 58965
5 1/2 139,70 (139,7)	21,90 29,52 (29,61)	0,361 9,17 (9,2)	4,778 121,36	S, P	IEU	786809 3500	91278 123756	15507 106,9	12679 87,5	5 1/2 FH, 3-147	7,500 190,5	3,000 76,2	8,000 203,2	10,000 254,0	1925536 8566	87171 118188	0,95	26,39 39,27	53303 70913
5 1/2* 139,70 (139,7)	24,70 33,57 (33,46)	0,415 10,54 (10,5)	4,670 118,62	D	IEU	364629 1622	41487 56249	7262 50,1	7673 52,9	5 1/2 FH, 3-147	7,000 177,8	4,000 101,6	8,000 203,2	10,000 254,0	1265802 5631	55934 75836	1,35	26,33 39,19	33560 45502
5 1/2 139,70 (139,7)	24,70 33,57 (33,46)	0,415 10,54 (10,5)	4,670 118,62	E, E	IEU	497222 2212	56574 76704	9903 68,3	10464 72,2	5 1/2 FH, 3-147	7,000 177,8	4,000 101,6	8,000 203,2	10,000 254,0	1265802 5631	55934 75836	0,99	26,33 39,19	33560 45502
5 1/2 139,70 (139,7)	24,70 33,57 (33,46)	0,415 10,54 (10,5)	4,670 118,62	X, Л	IEU	629814 2801	71660 97158	12544 86,5	12933 89,2	5 1/2 FH, 3-147	7,250 184,2	3,500 88,9	8,000 203,2	10,000 254,0	1619231 7203	72484 98275	1,01	27,77 41,32	43490 58965
5 1/2 139,70 (139,7)	24,70 33,57 (33,46)	0,415 10,54 (10,5)	4,670 118,62	G, M	IEU	696111 3096	79204 107386	13865 95,6	14013 96,6	5 1/2 FH, 3-147	7,250 184,2	3,500 88,9	8,000 203,2	10,000 254,0	1619231 7203	72484 98275	0,91	27,77 41,32	43490 58965
5 1/2 139,70 (139,7)	24,70 33,57 (33,46)	0,415 10,54 (10,5)	4,670 118,62	S, P	IEU	894999 3981	101833 138067	17826 122,9	17023 117,4	5 1/2 FH, 3-147	7,500 190,5	3,000 76,2	8,000 203,2	10,000 254,0	1925536 8566	87171 118188	0,86	28,87 42,97	52303 70913

* Только по ГОСТ 32696.

** Только по ГОСТ Р 50278.

Примечание:

¹⁾ Прочностные характеристики рассчитаны по методике API 7G. С целью унификации при расчёте использовалась величина минимального предела текучести замка по ГОСТ Р 32696 и API Spec 5DP.

²⁾ Значения приблизительной расчётной массы единицы длины рассчитаны для тела бурильной трубы длиной 8,96 м и приведены только для информации.

Таблица А.2 - Размерный ряд и прочностные характеристики (расчётные значения) бурильных труб,
изготовленных по ТУ (Справочное)

Тело трубы										Замковое соединение								Сборка		
Номинальный размер D, мм	Номинальный вес, кг/м	Толщина стенки, δ, мм	Внутренний диаметр, мм	Группа прочности	Высадка	Растягивающее усилие, кН	Крутящий момент, Нм	Внутреннее давление, МПа	Сминающее давление, МПа	Типоразмер замка	Замковая резьба	Наружный диаметр, D ₃ мм	Внутренний диаметр, d, мм	Длина зоны ниппеля под ключ, l _н , мм	Длина муфты под трубный ключ, l _м , мм	Растягивающее усилие, кН	Крутящий момент, Нм	Отношение крутящего момента замка к крутящему моменту тела трубы	Приведённая масса 1 м трубы, кг	Момент свинчивания, Нм
ТУ 1324-138-00147016																				
60,3	6,8	5,0	50,3	Д	БК	330	4868	55,1	57,8	3-86-48	3-73	85,7	47,5	125,0	151,0	1209	8364	1,72	7,3	5018
60,3	6,8	5,0	50,3	Е	БК	449	6624	75,0	78,6	3-86-48	3-73	85,7	47,5	125,0	151,0	1209	8364	1,26	7,3	5018
73,0	9,2	5,5	62,0	Д	БК	443	8032	50,1	52,9	3-95-58	3-86	95,2	58,5	125,0	151,0	1644	8736	1,09	10,1	5241
73,0	9,2	5,5	62,0	Е	БК	603	10928	68,2	72,0	3-95-58	3-86	95,2	58,5	125,0	151,0	1644	8736	0,80	10,1	5241
73,0	9,2	5,5	62,0	Д	БК	443	8032	50,1	52,9	3-98-59	3-86	98,4	59,2	125,0	151,0	1598	12233	1,53	10,3	7340
73,0	9,2	5,5	62,0	Е	БК	603	10928	68,2	72,0	3-98-59	3-86	98,4	59,2	125,0	151,0	1598	12233	1,53	10,3	7340
73,0	10,7	6,5	60,0	Д	БК	516	9103	59,2	61,6	3-98-57	3-86	98,4	57,2	125,0	151,0	1742	12119	1,33	11,6	7271
73,0	10,7	6,5	60,0	Е	БК	702	12386	80,6	83,9	3-98-57	3-86	98,4	57,2	125,0	151,0	1742	12119	0,98	11,6	7271
73,0	10,7	6,5	60,0	Л	БК	889	15692	102,1	106,2	3-98-57	3-86	98,4	57,2	125,0	151,0	1742	12119	0,77	11,6	7271
73,0	10,7	6,5	60,0	Д	БК	516	9103	59,2	61,6	3-105-57	3-86	104,6	57,2	125,0	151,0	1742	14231	1,56	12,0	8538
73,0	10,7	6,5	60,0	Е	БК	702	12386	80,6	83,9	3-105-57	3-86	104,6	57,2	125,0	151,0	1742	14231	1,15	12,0	8538
73,0	10,7	6,5	60,0	Л	БК	889	15692	102,1	106,2	3-105-57	3-86	104,6	57,2	125,0	151,0	1742	14231	0,91	12,0	8538
88,9	13,2	6,5	75,9	Д	БК	639	14140	48,5	47,9	3-121-73	3-102	120,7	73,1	125,0	151,0	2166	20429	1,83	14,9	12258
88,9	13,2	6,5	75,9	Е	БК	864	19179	65,6	68,9	3-121-73	3-102	120,7	73,1	125,0	151,0	2166	20429	1,06	14,9	12258
88,9	13,2	6,5	75,9	Л	БК	1102	24438	83,8	84,4	3-121-73	3-102	120,7	73,1	125,0	151,0	2166	20429	0,84	14,9	12258
101,6	15,2	6,5	88,6	Д	БК	738	19038	42,5	37,3	3-133-86	3-108	133,4	85,8	125,0	151,0	1700	16975	0,89	17,2	10185
101,6	15,2	6,5	88,6	Е	БК	1004	25901	57,8	55,3	3-133-86	3-108	133,4	85,8	125,0	151,0	1700	16975	0,61	17,2	10185
101,6	15,2	6,5	88,6	Е	БК	1004	25901	57,8	55,3	3-133-86	3-108	133,4	85,8	125,0	151,0	1700	16975	0,65	17,2	10185
101,6	15,2	6,5	88,6	Л	БК	1272	32814	73,3	65,6	3-133-86	3-108	133,4	85,8	125,0	151,0	1700	16975	0,48	17,2	10185
101,6	15,2	6,5	88,6	Л	БК	1272	32814	73,3	65,6	3-133-86	3-108	133,4	85,8	125,0	151,0	1700	16975	0,52	17,2	10185
ТУ 14-161-137																				
60,3	9,2	7,0	46,3	Д	БВ	445	6156	77,2	77,9	ЗП-77-34	3-65	77,0	34,0	180,0	204,0	1229	7095	1,16	10,4	4257
60,3	9,2	7,0	46,3	Е	БВ	606	8378	105,0	106,1	ЗП-77-34	3-65	77,0	34,0	180,0	204,0	1229	7095	0,85	10,4	4257
60,3	9,2	7,0	46,3	Л	БВ	758	10614	133,0	134,4	ЗП-77-33	3-65	77,0	33,0	180,0	204,0	1274	7095	0,67	10,4	4257
73,0	11,4	7,0	59,0	Д	БК	551	9600	63,7	65,8	ЗП-86-45	3-73	86,0	44,5	180,0	204,0	1339	9237	0,96	10,5	5542
73,0	14,2	9,0	55,0	Д	БК	687	11350	81,9	83,5	ЗП-105М-45	3-86	104,8	45,5	180,0	230,0	2498	19374	1,71	16,5	11624
73,0	14,2	9,0	55,0	Е	БК	935	15442	111,5	111,8	ЗП-105М-45	3-86	104,8	45,5	180,0	230,0	2498	19374	1,25	16,5	11624
73,0	14,2	9,0	55,0	Л	БК	1185	19563	141,3	141,6	ЗП-105М-45	3-86	104,8	45,5	180,0	230,0	2498	19374	0,99	16,5	11624

Тело трубы										Замковое соединение								Сборка		
Номинальный размер D, мм	Номинальный вес, кг/м	Толщина стенки, δ, мм	Внутренний диаметр, мм	Группа прочности	Высадка	Растягивающее усилие, кН	Крутящий момент, Нм	Внутреннее давление, МПа	Сминающее давление, МПа	Типоразмер замка	Замковая резьба	Наружный диаметр, D ₃ , мм	Внутренний диаметр, d, мм	Длина зоны ниппеля под ключ, l _н , мм	Длина муфты под трубный ключ, l _м , мм	Растягивающее усилие, кН	Крутящий момент, Нм	Отношение крутящего момента замка к крутящему моменту тела трубы	Приведённая масса 1 м трубы, кг	Момент свинчивания, Нм
73,0	14,2	9,0	55,0	М	БК	1310	21624	156,2	156,5	ЗП-105М-45	3-86	104,8	45,5	180,0	230,0	2498	19374	0,90	16,5	11624
73,0	14,5	9,19	54,6	Д	БН	699	11488	83,5	83,5	ЗП-105М-51	3-86	104,8	52,0	180,0	230,0	2084	17323	1,51	16,6	10394
73,0	14,5	9,19	54,6	Е	БН	953	15655	113,9	113,8	ЗП-105М-51	3-86	104,8	52,0	180,0	230,0	2084	17323	1,11	16,6	10394
73,0	14,5	9,19	54,6	Л	БН	1208	19842	144,3	144,1	ЗП-105М-51	3-86	104,8	52,0	180,0	230,0	2084	17323	0,87	16,6	10394
73,0	14,5	9,19	54,6	М	БН	1335	21932	159,5	159,3	ЗП-105М-50	3-86	104,8	49,8	180,0	230,0	2205	17892	0,82	16,6	10735
76,0	14,2	8,5	59,0	Д	БН	685	12033	74,4	75,5	ЗП-105М-54	3-86	104,8	55,0	180,0	230,0	1874	15579	1,29	16,1	9347
76,0	14,2	8,5	59,0	Е	БН	932	16371	101,2	102,7	ЗП-105М-54	3-86	104,8	55,0	180,0	230,0	1874	15579	0,95	16,1	9347
88,9	16,0	8,0	72,9	Д	БВ	772	16568	59,8	62,2	ЗП-108М-45	3-86	108,0	45,5	180,0	230,0	2498	20925	1,26	18,6	12555
88,9	16,0	8,0	72,9	Е	БВ	1051	22542	81,4	84,7	ЗП-108М-45	3-86	108,0	45,5	180,0	230,0	2498	20925	0,93	18,6	12555
88,9	16,0	8,0	72,9	Д	БК	772	16568	59,8	62,2	ЗП-105-53	3-86	105,0	54,0	180,0	230,0	1989	16179	0,98	18,2	9707
88,9	16,0	8,0	72,9	Е	БК	1051	22542	81,4	84,7	ЗП-105-53	3-86	105,0	54,0	180,0	230,0	1989	16179	0,72	18,2	9707
88,9	16,0	8,0	72,9	Д	БН	772	16568	59,8	62,2	ЗП-121М-68	3-102	121,0	68,8	180,0	230,0	2515	24242	1,46	18,7	14545
88,9	16,0	8,0	72,9	Е	БН	1051	22542	81,4	84,7	ЗП-121М-68	3-102	121,0	68,8	180,0	230,0	2515	24242	1,07	18,7	14545
88,9	16,0	8,0	72,9	Л	БН	1331	28559	103,1	107,3	ЗП-121М-68	3-102	121,0	68,8	180,0	230,0	2515	24242	0,85	18,7	14545
88,9	13,2	6,5	75,9	Д	БН	639	14140	48,5	47,9	ЗП-121М-73	3-102	120,6	74,0	200,0	260,0	2030	19638	1,39	15,7	11783
88,9	13,2	6,5	75,9	Е	БН	864	19120	65,6	68,9	ЗП-121М-73	3-102	120,6	74,0	200,0	260,0	2030	19638	1,03	15,7	11783
ТУ 14-161-217																				
73,0	9,2	5,5	62,0	Д	БН	443	8032	50,1	52,9	ЗП-95-62	3-81	95,0	62,0	178,0	203,0	1166	10606	1,32	10,4	6364
73,0	9,2	5,5	62,0	Е	БН	603	10928	68,2	72,0	ЗП-95-62	3-81	95,0	62,0	178,0	203,0	1166	10606	0,97	10,4	6364
73,0	9,2	5,5	62,0	Л	БН	764	13845	86,4	88,9	ЗП-95-62	3-81	95,0	62,0	178,0	203,0	1166	10606	0,77	10,4	6364
ТУ 14-161-219																				
60,3	9,2	7,0	46,3	Д	БВ	455	6156	77,2	77,9	ЗП-77-34	3-65	77,0	34,0	180,0	204,0	1229	7095	1,15	10,4	4257
60,3	9,2	7,0	46,3	Е	БВ	606	8378	105,0	106,1	ЗП-77-34	3-65	77,0	34,0	180,0	204,0	1229	7095	0,85	10,4	4257
60,3	9,2	7,0	46,3	Е	БВ	606	8378	105,0	106,1	ЗП-79-33	3-65	79,0	33,0	180,0	204,0	1274	8225	0,98	10,4	4935
60,3	9,2	7,0	46,3	Л	БВ	768	10614	133,0	134,4	ЗП-77-33	3-65	79,0	33,0	180,0	204,0	1274	7095	0,67	10,4	4257
60,3	9,2	7,0	46,3	Л	БВ	768	10614	133,0	134,4	ЗП-79-33	3-65	79,0	33,0	180,0	204,0	1274	8225	0,77	10,4	4935
73,0	14,5	9,19	54,6	Е	БН	953	15665	113,9	113,8	ЗП-100-51	3-81У	100,0	51,5	180,0	230,0	1944	17743	1,11	16,4	10646
73,0	14,5	9,19	54,6	Л	БН	1208	19842	144,3	144,1	ЗП-100-51	3-81У	100,0	51,5	180,0	230,0	1944	17743	0,88	16,4	10646
73,0	14,5	9,19	54,6	М	БН	1335	21932	159,5	159,3	ЗП-100-51	3-81У	100,0	51,5	180,0	230,0	1944	17743	0,79	16,4	10646
73,0	14,5	9,19	54,6	Е	БН	953	15665	113,9	113,8	ЗП-105-51-1	3-83	105,5	51,5	180,0	230,0	2180	20610	1,32	16,6	12365
73,0	14,5	9,19	54,6	Л	БН	1208	19842	144,3	144,1	ЗП-105-51-1	3-83	105,5	51,5	180,0	230,0	2181	20610	1,04	16,6	20610
73,0	14,5	9,19	54,6	М	БН	1335	21932	159,5	159,3	ЗП-105-51-1	3-83	105,5	51,5	180,0	230,0	2181	20610	0,94	16,6	12366
73,0	14,5	9,19	54,6	Н	БН	1536	25234	183,7	183,5	ЗП-105-51-1	3-83	105,5	51,5	180,0	230,0	2181	20610	0,79	16,6	12366

Тело трубы										Замковое соединение								Сборка		
Номинальный размер D, мм	Номинальный вес, кг/м	Толщина стенки, δ, мм	Внутренний диаметр, мм	Группа прочности	Высадка	Растягивающее усилие, кН	Крутящий момент, Нм	Внутреннее давление, МПа	Сминающее давление, МПа	Типоразмер замка	Замковая резьба	Наружный диаметр, D ₃ мм	Внутренний диаметр, d, мм	Длина зоны ниппеля под ключ, l _н , мм	Длина муфты под трубный ключ, l _м , мм	Растягивающее усилие, кН	Крутящий момент, Нм	Отношение крутящего момента замка к крутящему моменту тела трубы	Приведённая масса 1 м трубы, кг	Момент свинчивания, Нм
73,0	14,5	9,19	54,6	Р	БН	1716	28198	205,1	204,8	ЗП-105-51-1	3-83	105,5	51,5	180,0	230,0	2181	20610	0,73	16,6	12366
88,9	16,0	8,0	72,9	Е	БК	1051	22542	81,4	84,7	ЗП-105-51-2	3-83	105,5	51,5	180,0	230,0	2181	20610	0,91	18,4	12366
88,9	16,0	8,0	72,9	Л	БК	1332	28559	103,1	118,9	ЗП-105-51-2	3-83	105,5	51,5	180,0	230,0	2181	20610	0,72	18,4	12366
88,9	16,0	8,0	72,9	М	БК	1472	31578	114,0	129,9	ЗП-105-51-2	3-83	105,5	51,5	180,0	230,0	2181	20610	0,65	18,4	12366
88,9	16,0	8,0	72,9	Е	БК	1051	22542	81,4	84,7	ЗП-108-51-2	3-83	108,0	51,5	180,0	230,0	2181	20719	0,92	18,4	12431
88,9	16,0	8,0	72,9	Л	БК	1331	28559	103,1	107,3	ЗП-108-51-2	3-83	108,0	51,5	180,0	230,0	2181	20719	0,72	18,4	12431
88,9	16,0	8,0	72,9	М	БК	1472	31578	114,0	118,6	ЗП-108-51-2	3-83	108,0	51,5	180,0	230,0	2181	20719	0,66	18,4	12431
88,9	21,79	11,4	66,1	Д	БВ	1053	20964	85,1	84,8	ЗП-108-51-2	3-83	108,0	51,5	180,0	230,0	2181	20719	0,99	18,4	12431
88,9	21,79	11,4	66,1	Е	БВ	1436	28589	116,0	115,6	ЗП-108-51-2	3-83	108,0	51,5	180,0	230,0	2181	20719	0,72	18,4	12431
88,9	21,79	11,4	66,1	Л	БВ	1819	36211	147,0	146,5	ЗП-108-51-2	3-83	108,0	51,5	180,0	230,0	2181	20719	0,57	18,4	12431
ТУ 14-3Р-141																				
73,0	14,2	9,19	54,6	Д	БК	699	11488	83,6	83,5	ЗП-92-34	3-73	92,0	35,0	180,0	204,0	1849	13393	1,17	16,6	7994
73,0	14,2	9,19	54,6	Е	БК	953	15665	113,9	113,8	ЗП-92-34	3-73	92,0	35,0	180,0	204,0	1849	13393	0,85	16,6	7994

Приложение Б

Области применения оборудования в стандартном и стойком к СКР исполнении в зависимости от абсолютного давления ($P_{абс}$), парциального давления сернистого водорода (P_{H_2S}) и его концентрации (C_{H_2S}) для многофазного флюида "нефть - газ - вода" с газовым фактором менее $890 \text{ нм}^3/\text{м}^3$

Таблица Б1

Исполнение оборудования	$P_{абс} < 1,83 \times 10^6 \text{ Па}$ (18,6 кгс/см ²)				$P_{абс} > 1,83 \times 10^6 \text{ Па}$ (18,6 кгс/см ²)		
	$C_{H_2S} < 4$ (об)	$4\% < C_{H_2S} < 15\%$ (об)		$C_{H_2S} > 15\%$ (об)	$C_{H_2S} < 0,02\%$ (об)		$C_{H_2S} > 0,02\%$ (об)
		$P_{H_2S} < 7,3 \times 10^4 \text{ Па}$	$P_{H_2S} > 7,3 \times 10^4 \text{ Па}$		$P_{H_2S} < 345 \text{ Па}$	$P_{H_2S} > 345 \text{ Па}$	
Стандартное	+	+	-	-	+	-	-
Стойкое к СКР	-	-	+	+	-	+	+

Области применения оборудования в стандартном и стойком к СКР исполнении в зависимости от абсолютного давления ($P_{абс}$), парциального давления сернистого водорода (P_{H_2S}) и его концентрации (C_{H_2S}) для многофазного флюида "нефть - газ - вода" с газовым фактором более $890 \text{ нм}^3/\text{м}^3$

Таблица Б2

Исполнение оборудования	$P_{абс} < 450 \text{ кПа}$ (4,6 кгс/см ²)		$P_{абс} > 450 \text{ кПа}$ (4,6 кгс/см ²)		
	$C_{H_2S} < 10\%$ (об)	$C_{H_2S} > 10\%$ (об)	$C_{H_2S} < 0,075\%$ (об)		$C_{H_2S} > 0,075\%$ (об)
			$P_{H_2S} < 345 \text{ Па}$	$P_{H_2S} > 345 \text{ Па}$	
Стандартное	+	-	+	-	-
Стойкое к СКР	-	+	-	+	+

Приложение В

Перечень документов, использованных при составлении Руководства

- [1] ГОСТ 32696-2014 Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. Технические условия
- [2] ГОСТ Р 56349-2015 Трубы бурильные и другие элементы бурильных колонн в нефтяной и газовой промышленности. Часть 2. Основные параметры и контроль резьбовых упорных соединений.
- [3] ГОСТ Р 50278-92 Трубы бурильные с приваренными замками. Технические условия.
- [4] ГОСТ 27834-95 Замки приварные для бурильных труб. Технические условия.
- [5] ГОСТ 28487-90 Резьба коническая замковая для элементов бурильных колонн. Профиль. Размеры. Допуски.
- [6] ГОСТ Р 54918-2012 (ISO/TR 10400:2007) Трубы обсадные, насосно-компрессорные, бурильные и трубы для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Формулы и расчет свойств.
- [7] ГОСТ 4543-71 Прокат из легированной конструкционной стали. Технические условия.
- [8] Стандарт API Spec 5DP Требования к бурильным трубам. Технические условия.
- [9] Стандарт API 7G Руководящие указания по проектированию и режимам эксплуатации элементов буровой колонны
- [10] Стандарт API Spec 7-2 Требования к нарезанию резьбы и контролю калибрами роторных упорных резьбовых соединений.
- [11] Стандарт API RP 7G-2 Рекомендованная методика контроля и классификации бывших в употреблении элементов буровых колонн.
- [12] API RP 5A3 Рекомендуемая методика по резьбовым многокомпонентным смазкам для обсадных, насосно-компрессорных и магистральных труб. 2-е издание, июль 2003г.
- [13] Стандарт ИСО 10400:1993 «Нефтяная и газовая промышленность. Формулы и расчеты по определению свойств обсадных труб, НКТ, бурильных труб и труб для трубопроводов.
- [14] Стандарт ИСО 11961:1993 «Нефтяная и газовая промышленность. Трубы стальные бурильные».
- [15] Стандарт DS-1, том 3 «Инспекция бурильных колонн»
- [16] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». (Утверждены приказом Федеральной службы по экономическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013г. №101).
- [17] Единые правила безопасности при взрывных работах (ПБ 13-407-01).
- [18] Устав железнодорожного транспорта Российской Федерации, Федеральный закон от 10 января 2003 г. №18-ФЗ.

- [19] Общие правила перевозок грузов автомобильным транспортом, утвержденные Минавтотрансом РСФСР 30.07.1971 г., с изменением от 21.05.2007
- [20] Кодекс внутреннего водного транспорта Российской Федерации, Федеральный закон от 7 марта 2001 г. №24-ФЗ.
- [21] Общие правила перевозок пассажиров , багажа и грузов, утвержденные Приказом Министерства транспорта Российской Федерации от 28 июня 2007 г. №82.
- [22] ТУ 14-161-137-94 Трубы бурильные диаметром 60 – 89 мм с приваренными замками. Технические условия
- [23] ТУ 14-161-217-2003 Равнопроходные облегченные бурильные трубы малого диаметра. Технические условия.
- [24] ТУ 14-161-219-2004 Трубы бурильные с приваренными замками (высокомоментные). Технические условия.
- [25] ТУ 14-3-1571-2008 / ТУ У 27.2-05757883-200:2008 Трубы бурильные с приваренными замками.
- [26] ТУ 1324-138-00147016-02 Трубы бурильные технологические и замки к ним.

Приложение Г

Сведения о соответствии Руководства по эксплуатации требованиям
Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и
оборудования»
ТР ТС 010/2011

Пункт требований ТР ТС 010/2011	Пункт Руководства
Статья 4, п.8, перечисление 1	п. 2.1-2.2
Статья 4, п.8, перечисление 2	п.п. 3.1-3.2, 4.1 – 4.2
Статья 4, п.8, перечисление 4	п.9.1
Статья 4, п.8, перечисление 5	раздел 10
Статья 4, п.8, перечисление 7	раздел 12
Статья 4, п.8, перечисление 8, Статья 5, п.18	раздел 15
Статья 4, п.8, перечисление 9	раздел 14
Статья 5, п.8	п.3.2
Статья 5, п.12	раздел 13
Статья 5, п.13	п.6.1

Приложение Д

Диаграммы сочетания нагрузок: изгиба, кручения и растяжения для стальных бурильных труб и замковых соединений, изготовленных в соответствии со стандартами ГОСТ 32696, API Spec 5DP, ГОСТ Р50278, ТУ14-3-1571, ТУ1324-138-00147016, ТУ14-161-137, ТУ 14-161-217, ТУ 14- 161-219, ТУ 14-3Р-141.

Графики предельных нагрузок новых стальных бурильных труб с замками, построены в соответствии с методикой, изложенной в стандарте API RP 7G.

Стальные буровые трубы с замками по ГОСТ 32696, ГОСТ Р 50278, API SPEC 5 DP и ТУ 14-3-1571

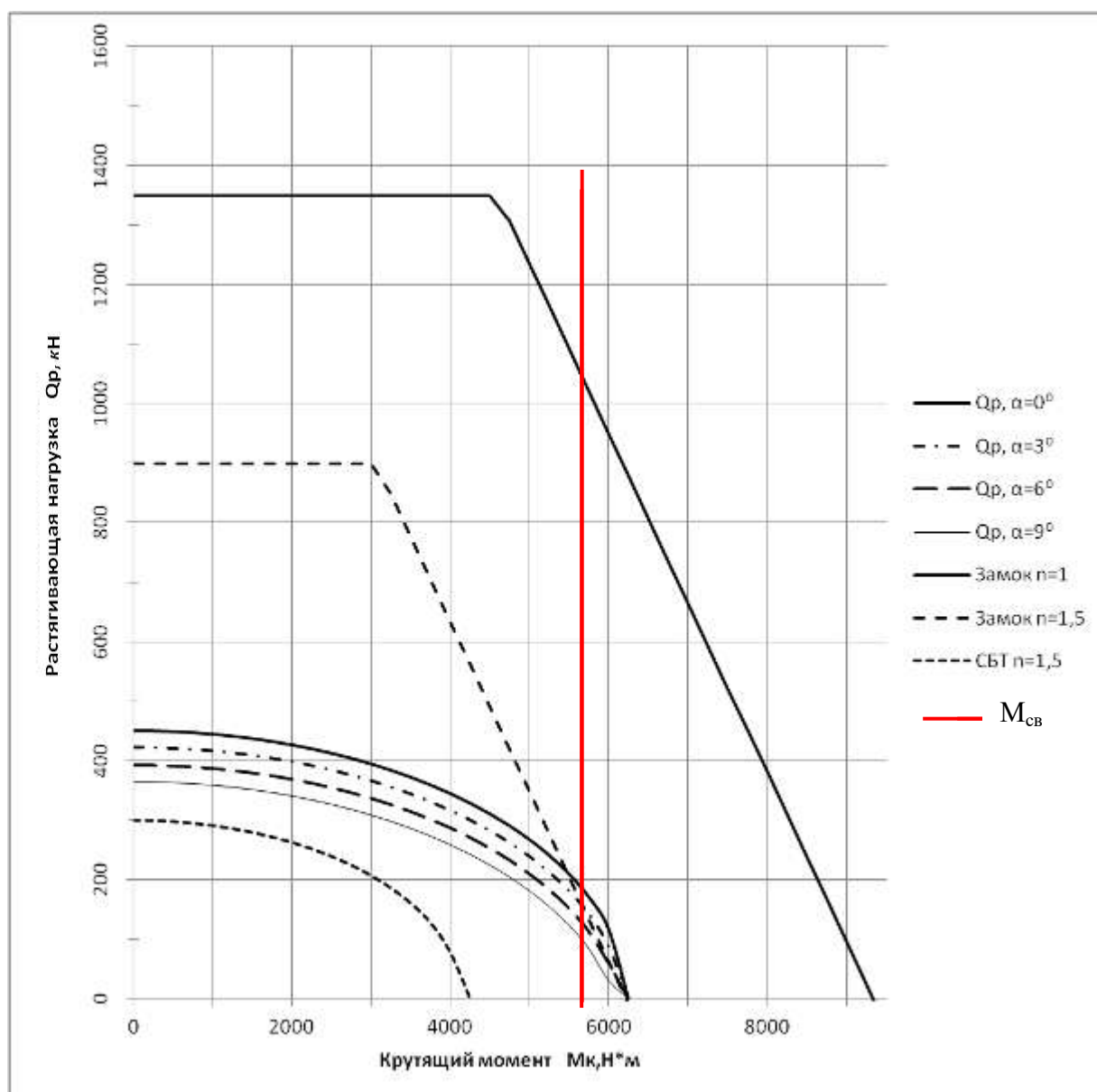


Рисунок 1.1 – Области применения трубы 60,3x7,11 D EU NC26 (85,7/44,5) при запасах прочности $n=1$; 1,5

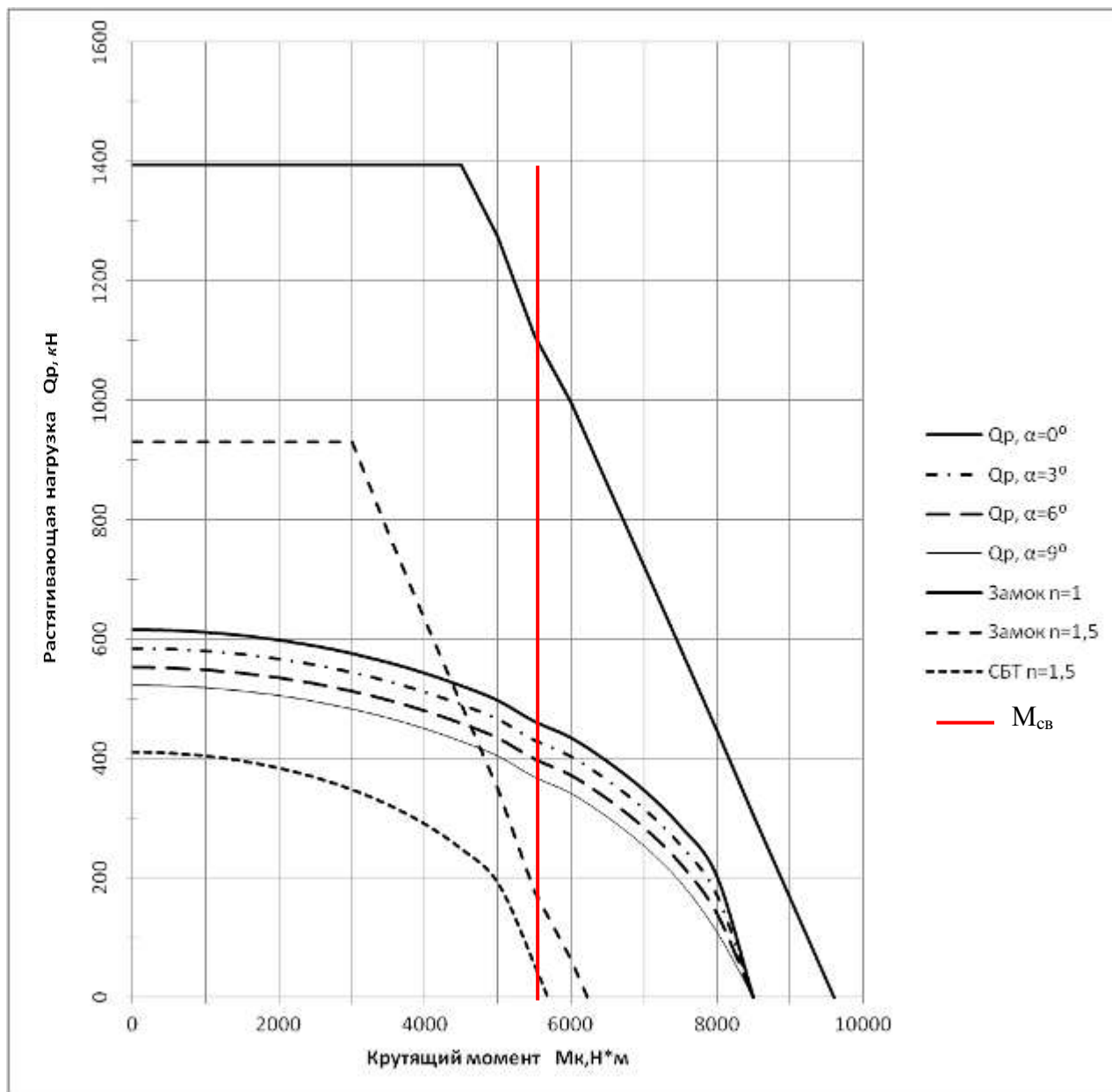


Рисунок 1.2 – Области применения трубы 60,3x7,11 Е,Е ЕУ,ПН NC26(85,7/44,5) при запасах прочности $n=1; 1,5$

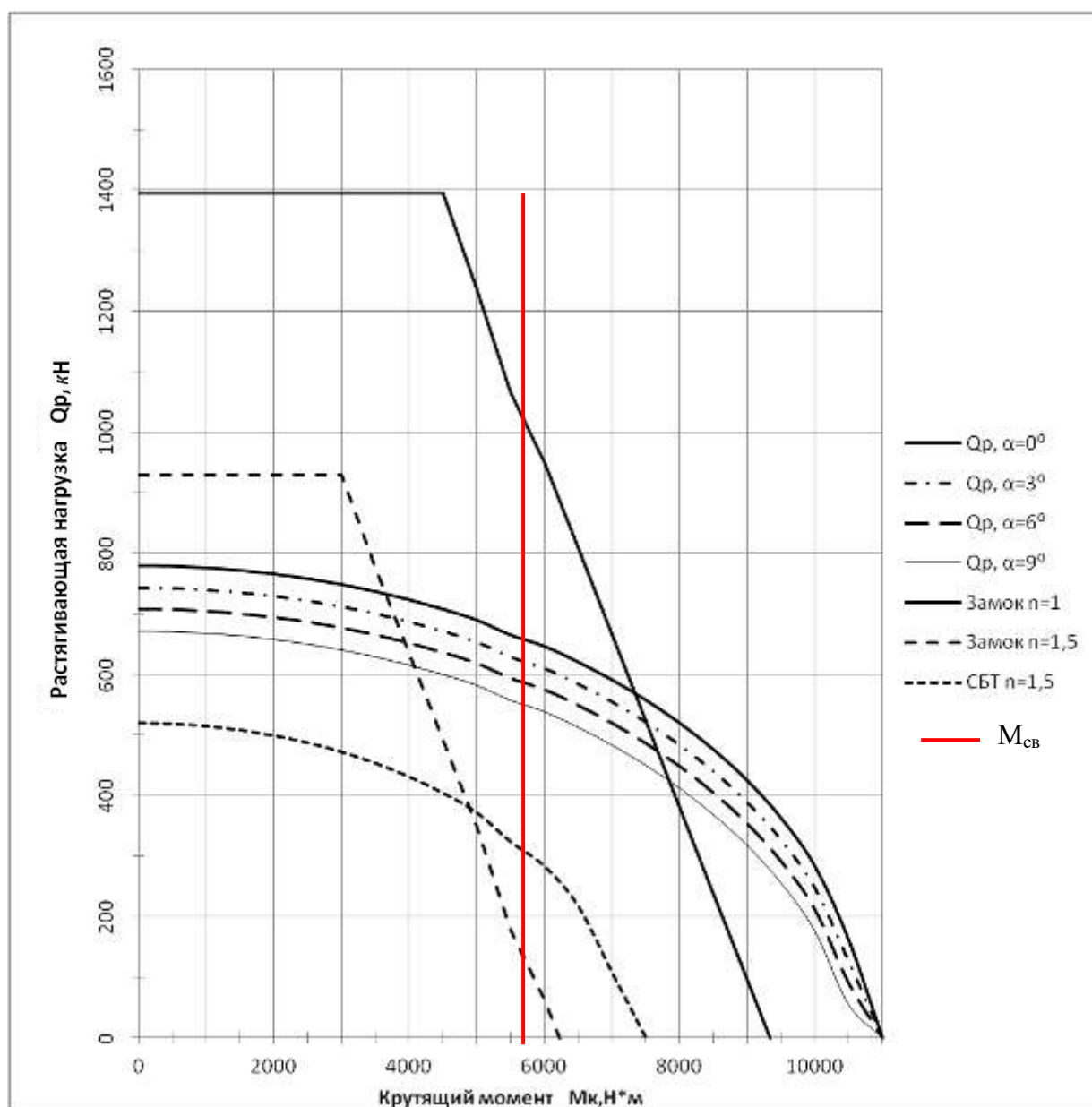


Рисунок 1.3 – Области применения трубы 60,3х7,11 Х,Л ЕУ,ПН NC26(85,7/44,5) при запасах прочности $n=1; 1,5$

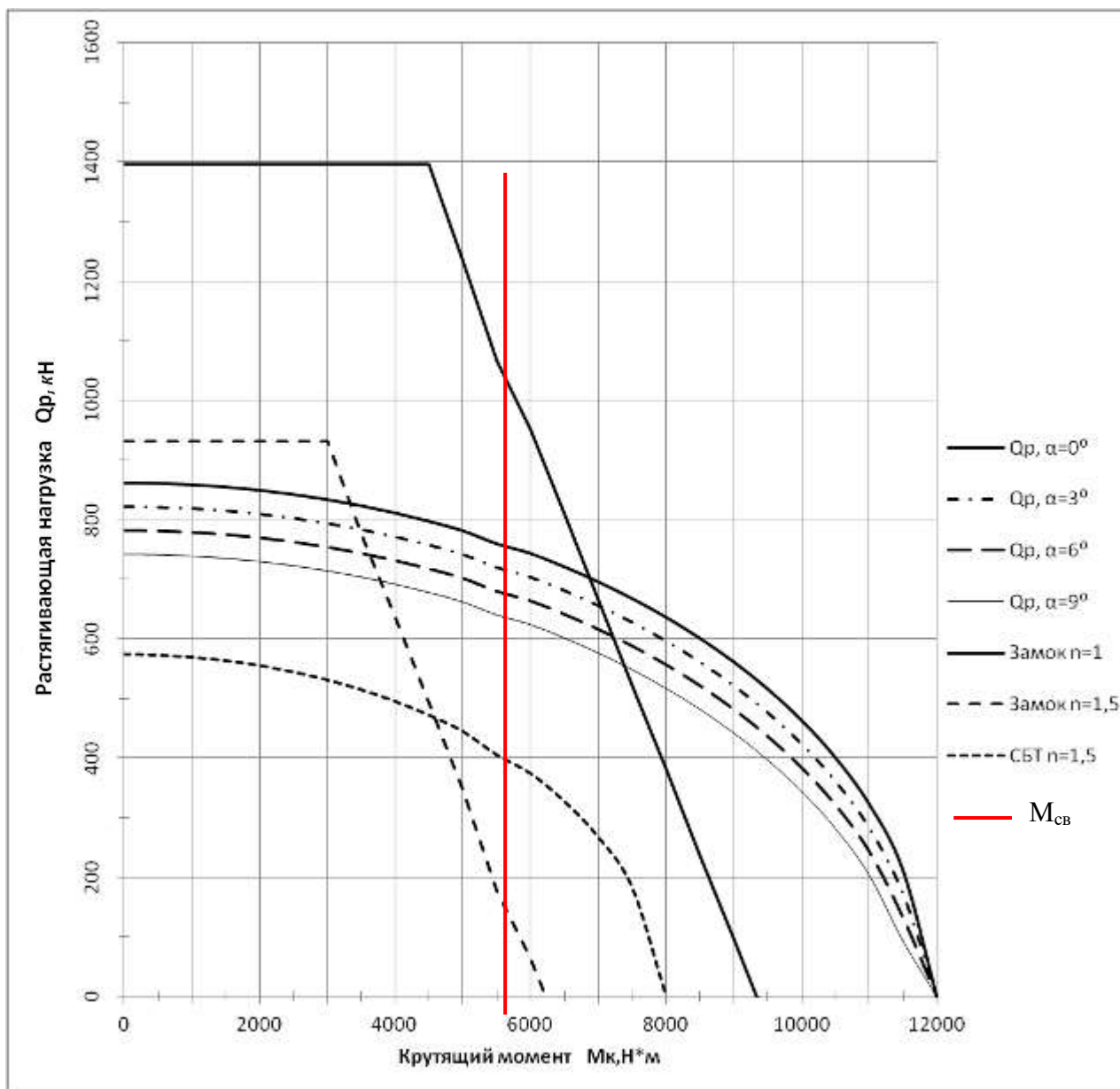


Рисунок 1.4 – Области применения трубы 60,3x7,11 G,М EU, ПН NC26(85,7/44,5) при запасах прочности $n=1$; 1,5

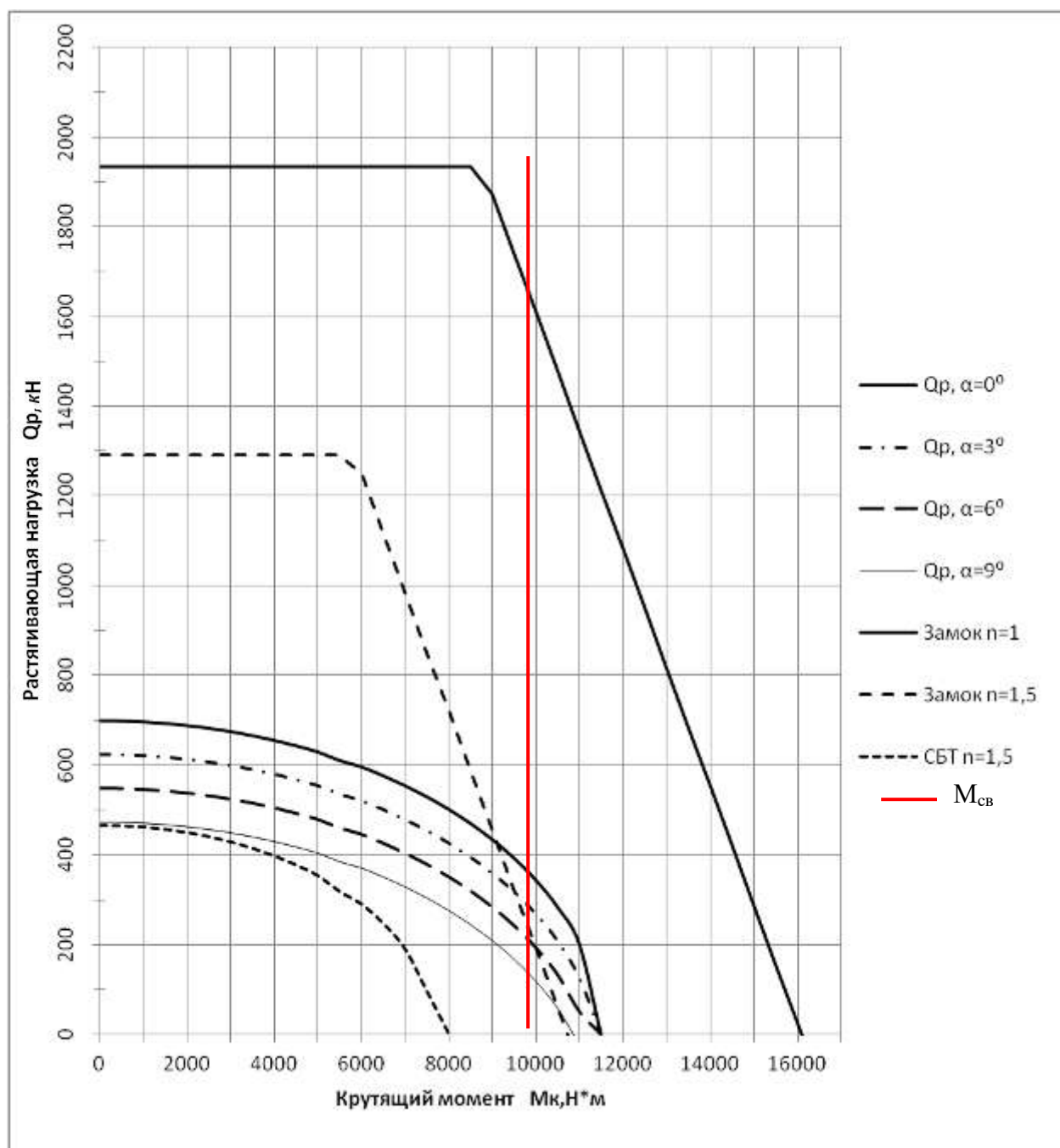


Рисунок 1.5 – Области применения трубы 73x9,19 D EU NC31(104,8/54,0) при запасах прочности $n=1$; 1,5

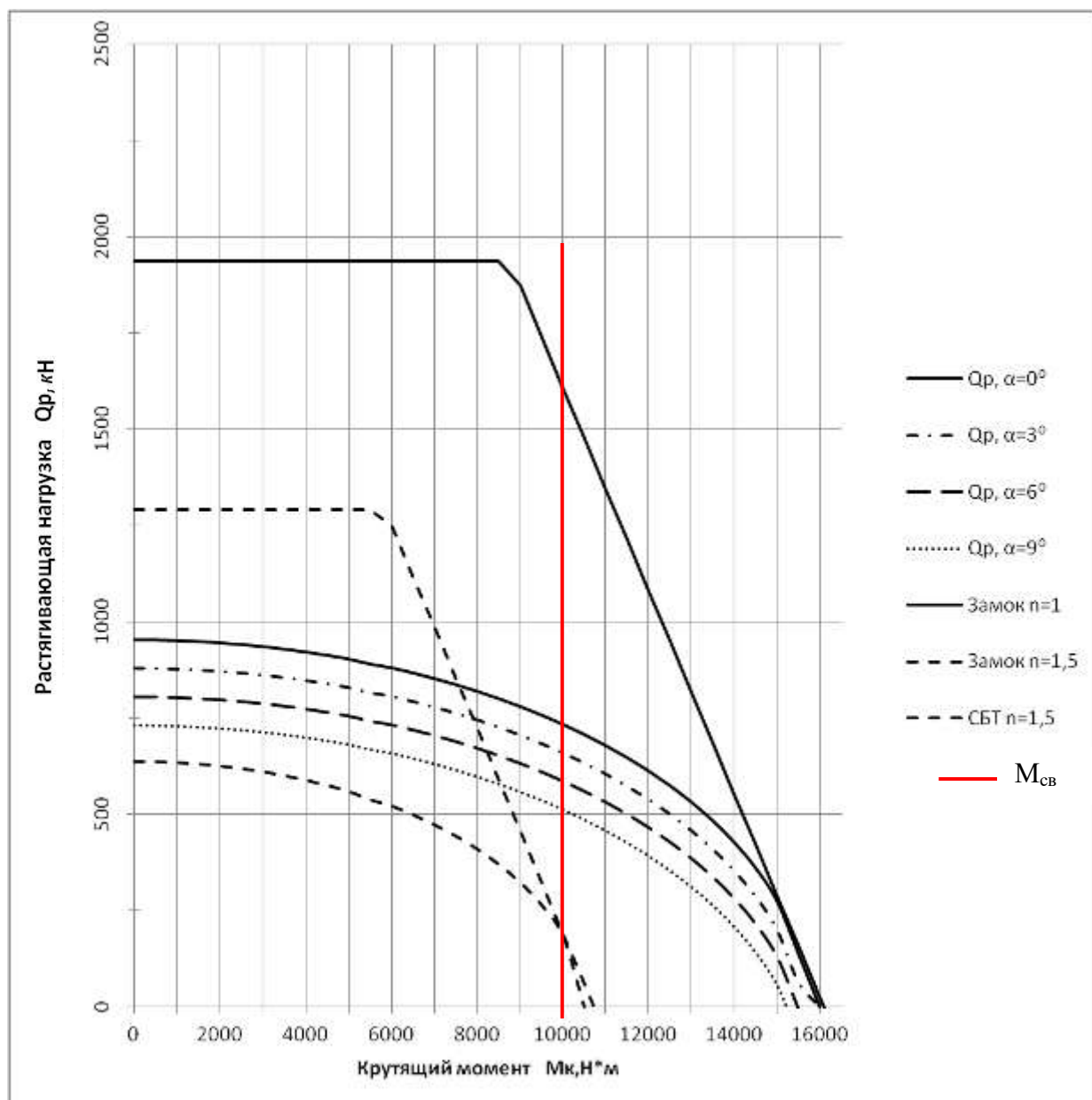


Рисунок 1.6 – Области применения трубы 73х9,19 Е,Е ЕУ,ПН NC31(104,8/54,0) при запасах прочности $n=1$; 1,5

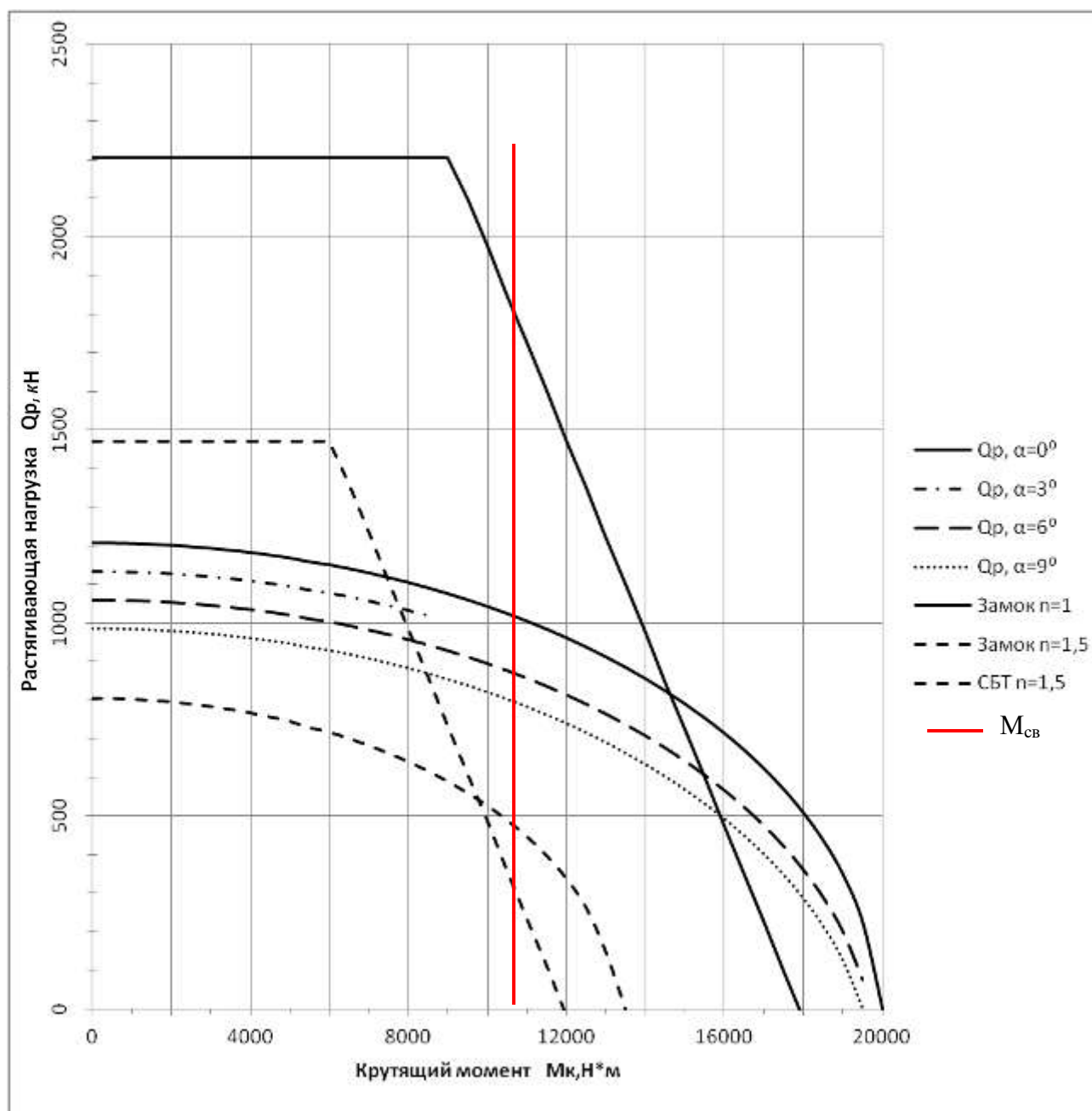


Рисунок 1.7 – Области применения трубы 73x9,19 Х,Л ЕУ, ПН NC31(104,8/50,8) при запасах прочности $n=1$; 1,5

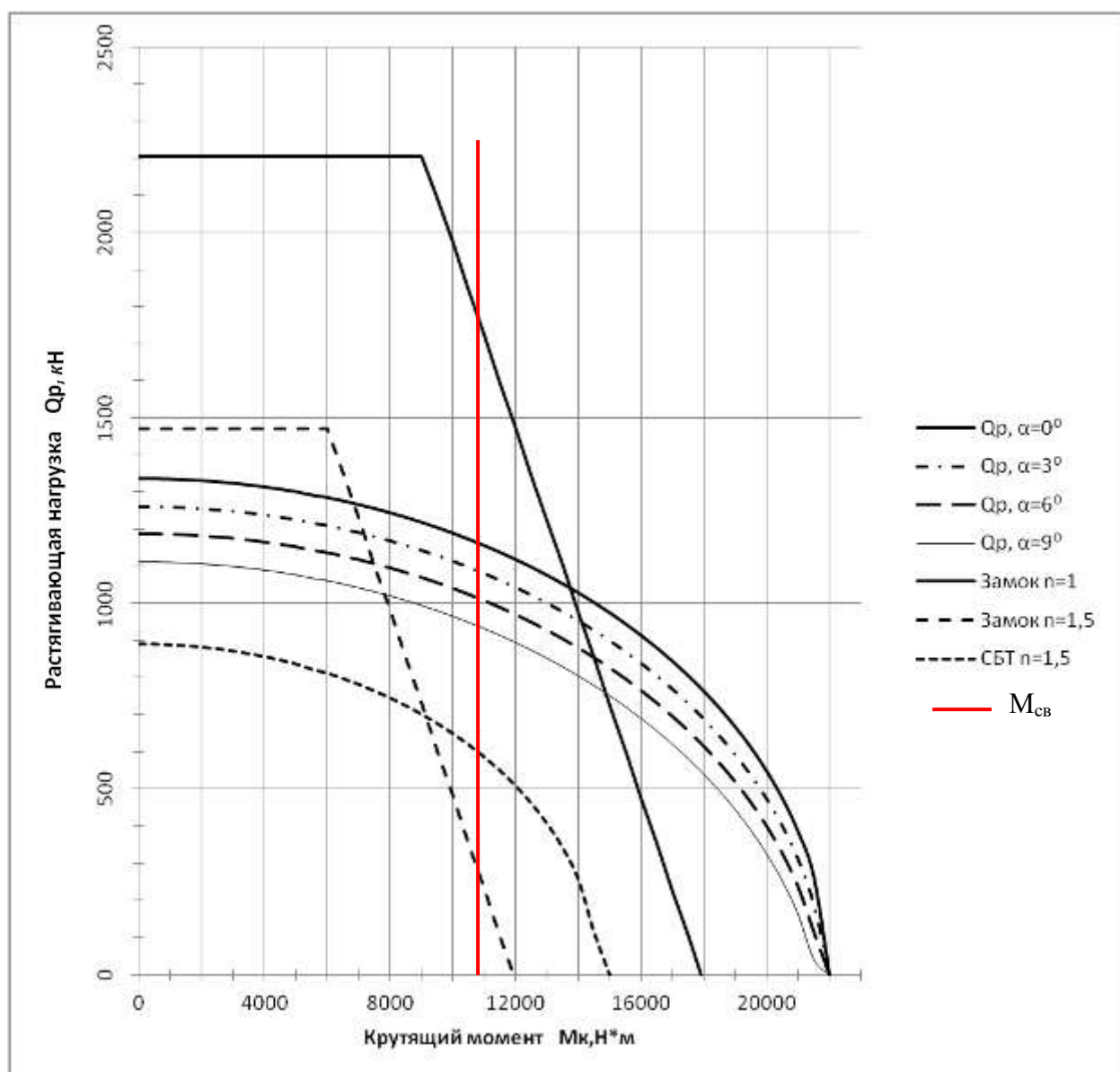


Рисунок 1.8 – Области применения трубы 73x9,19 G,М EU, ПН NC31(104,8/50,8) при запасах прочности $n=1; 1,5$

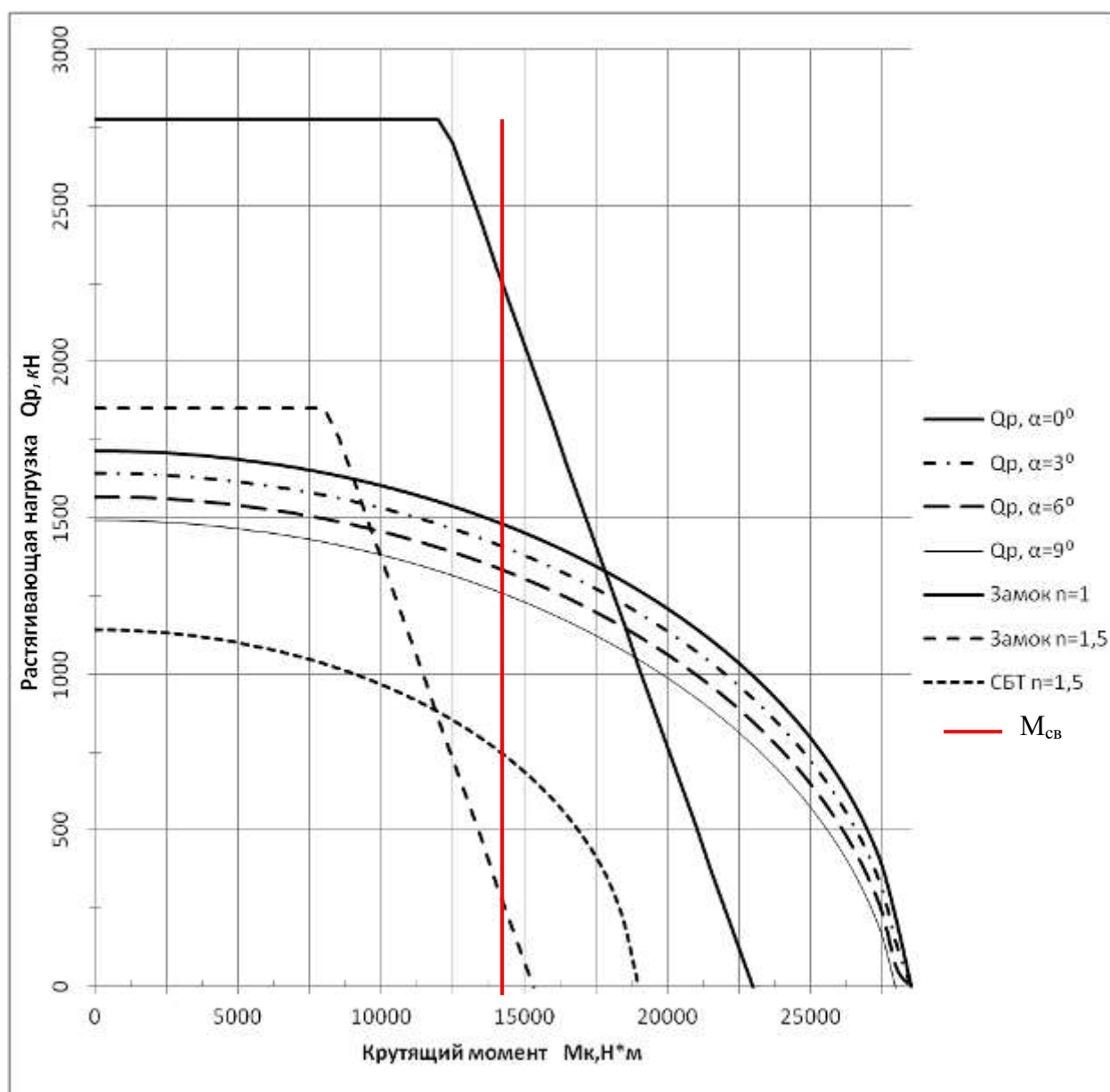


Рисунок 1.9 – Области применения трубы 73х9,19 S,P EU, ПН NC31(111,1/41,3) при запасах прочности $n=1; 1,5$

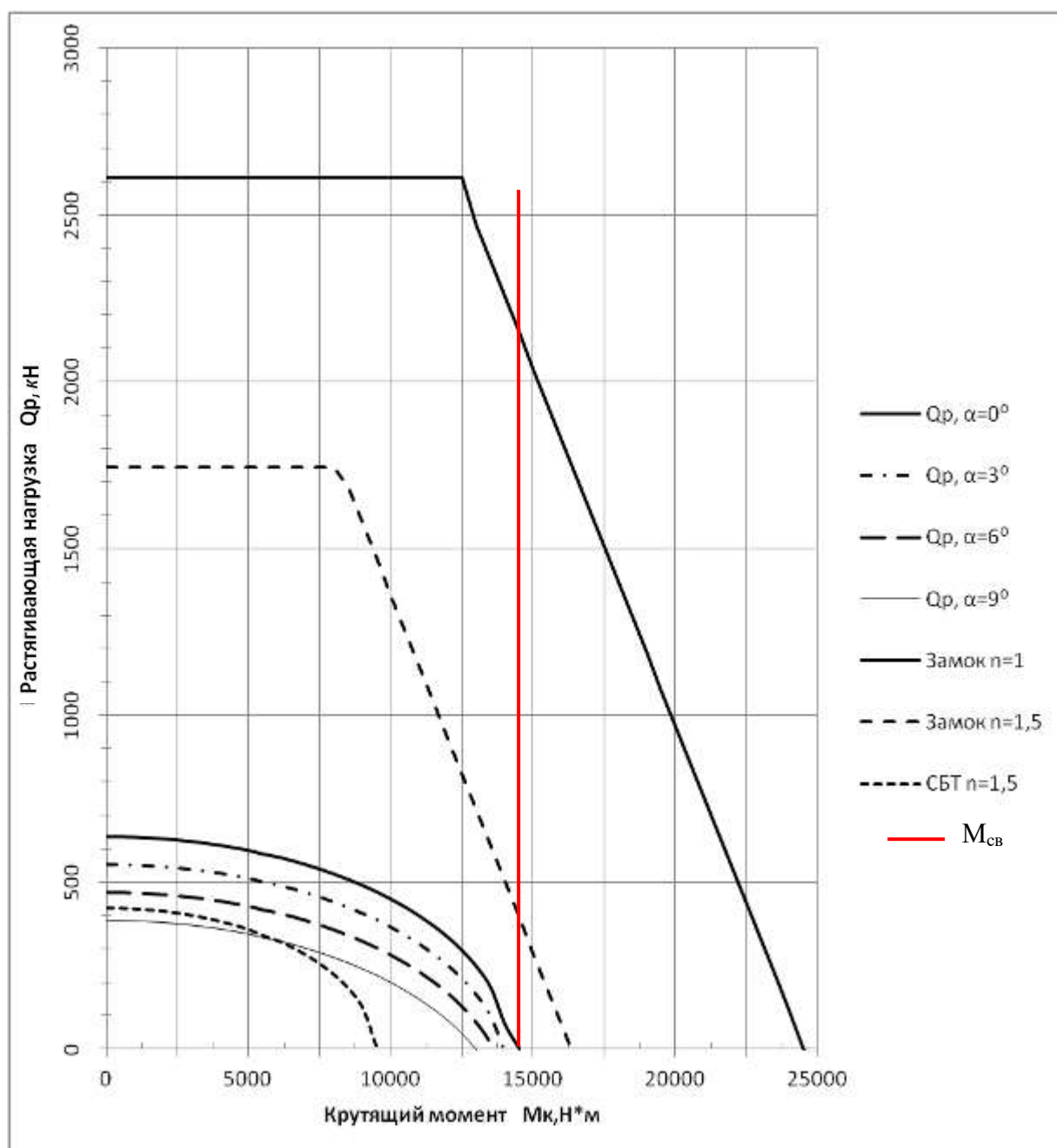


Рисунок 1.10 – Области применения трубы 88,9x6,45 D EU NC38(120,7/68,3) при запасах прочности $n=1$; 1,5

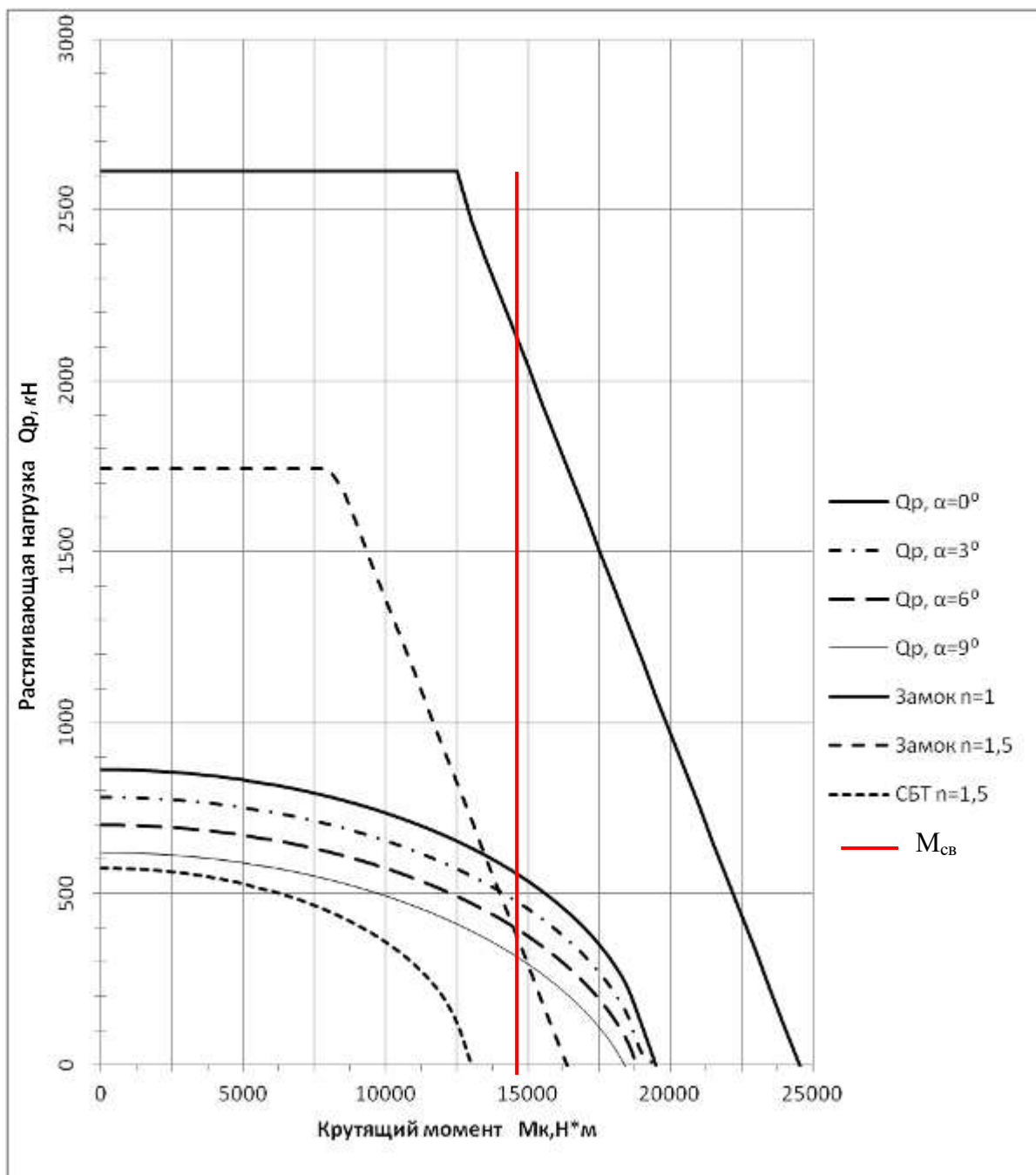


Рисунок 1.11 – Области применения трубы 88,9х6,45 Е,Е EU, ПН NC38(120,7/68,3) при запасах прочности $n=1; 1,5$

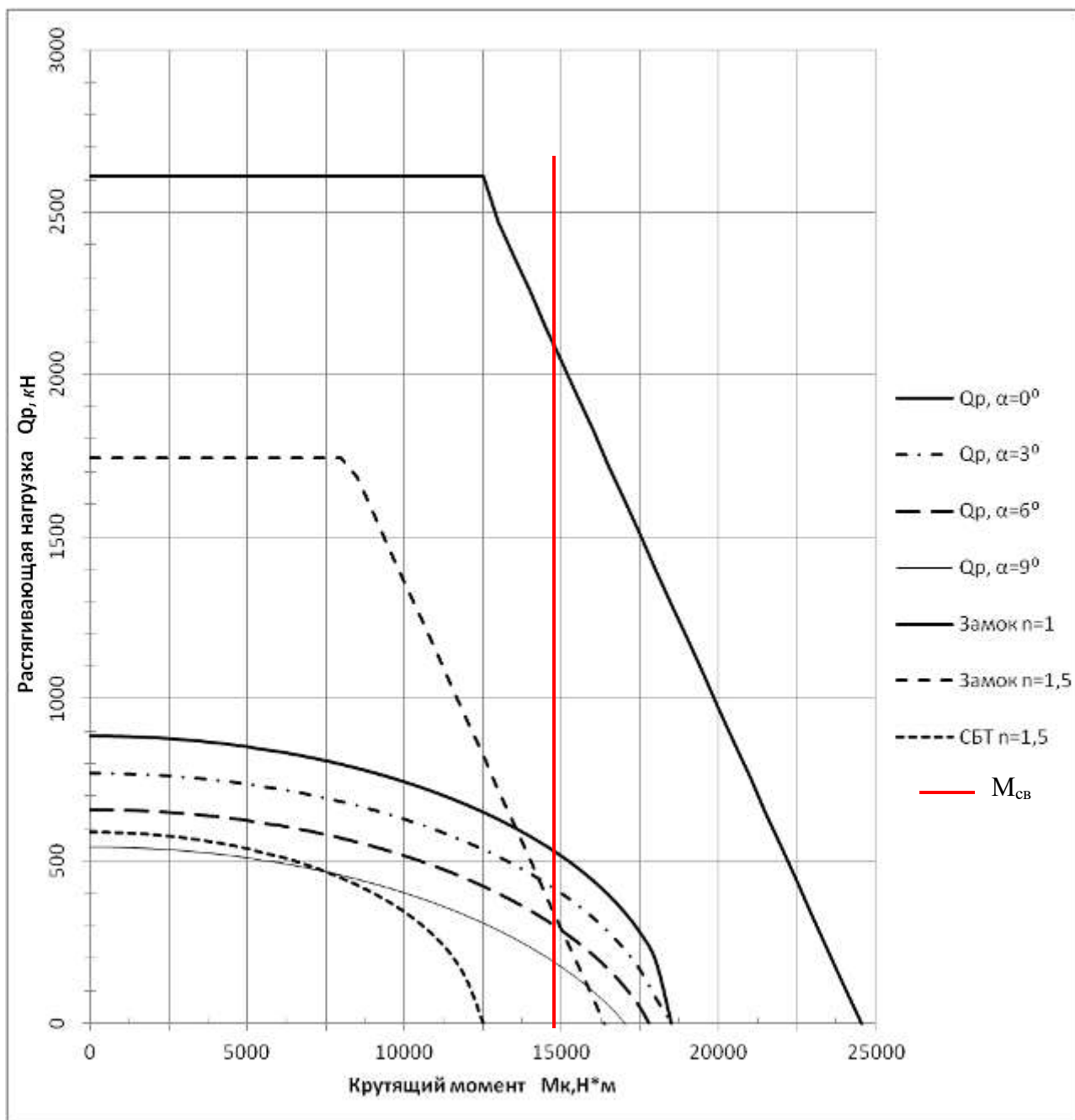


Рисунок 1.12 – Области применения трубы 88,9x9,35 D EU NC38(120,7/68,3) при запасах прочности $n=1$; 1,5

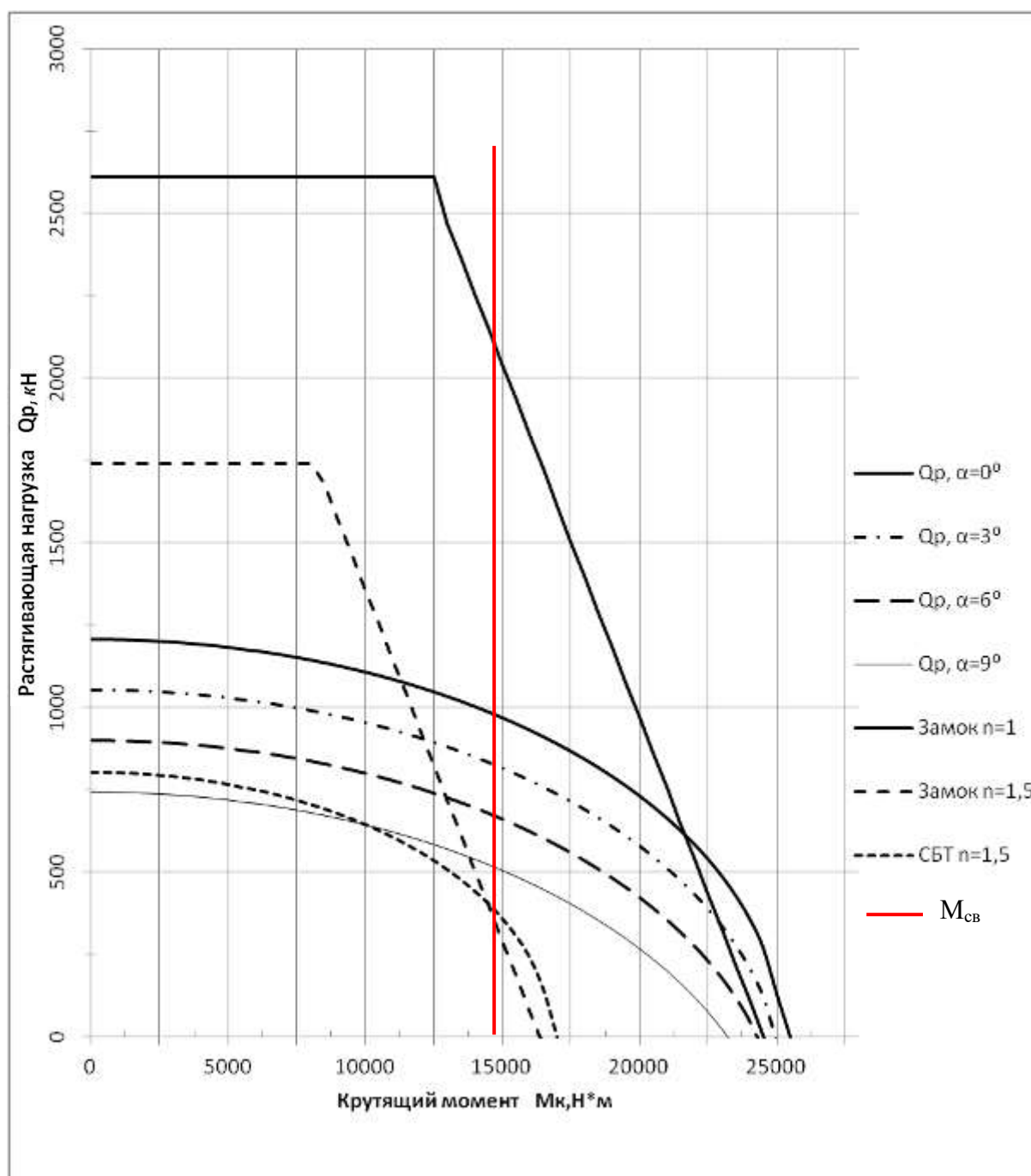


Рисунок 1.13 – Области применения трубы 88,9х9,35 Е,Е ЕУ, ПН NC38(120,7/68,3) при запасах прочности $n=1; 1,5$

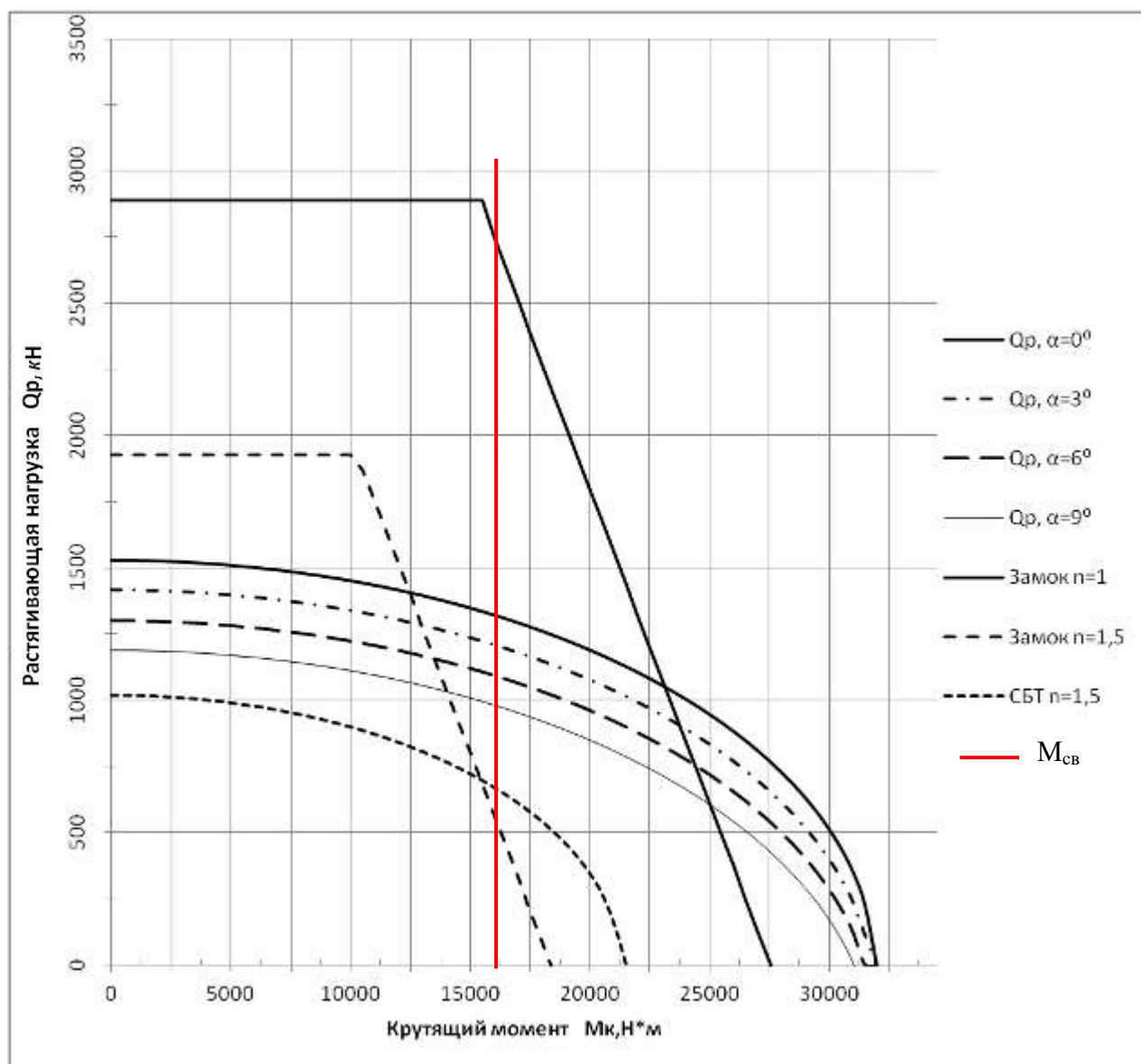


Рисунок 1.14 – Области применения трубы 88,9х9,35 Х,Л ЕУ, ПН NC38(127,0/65,1) при запасах прочности $n=1$; 1,5

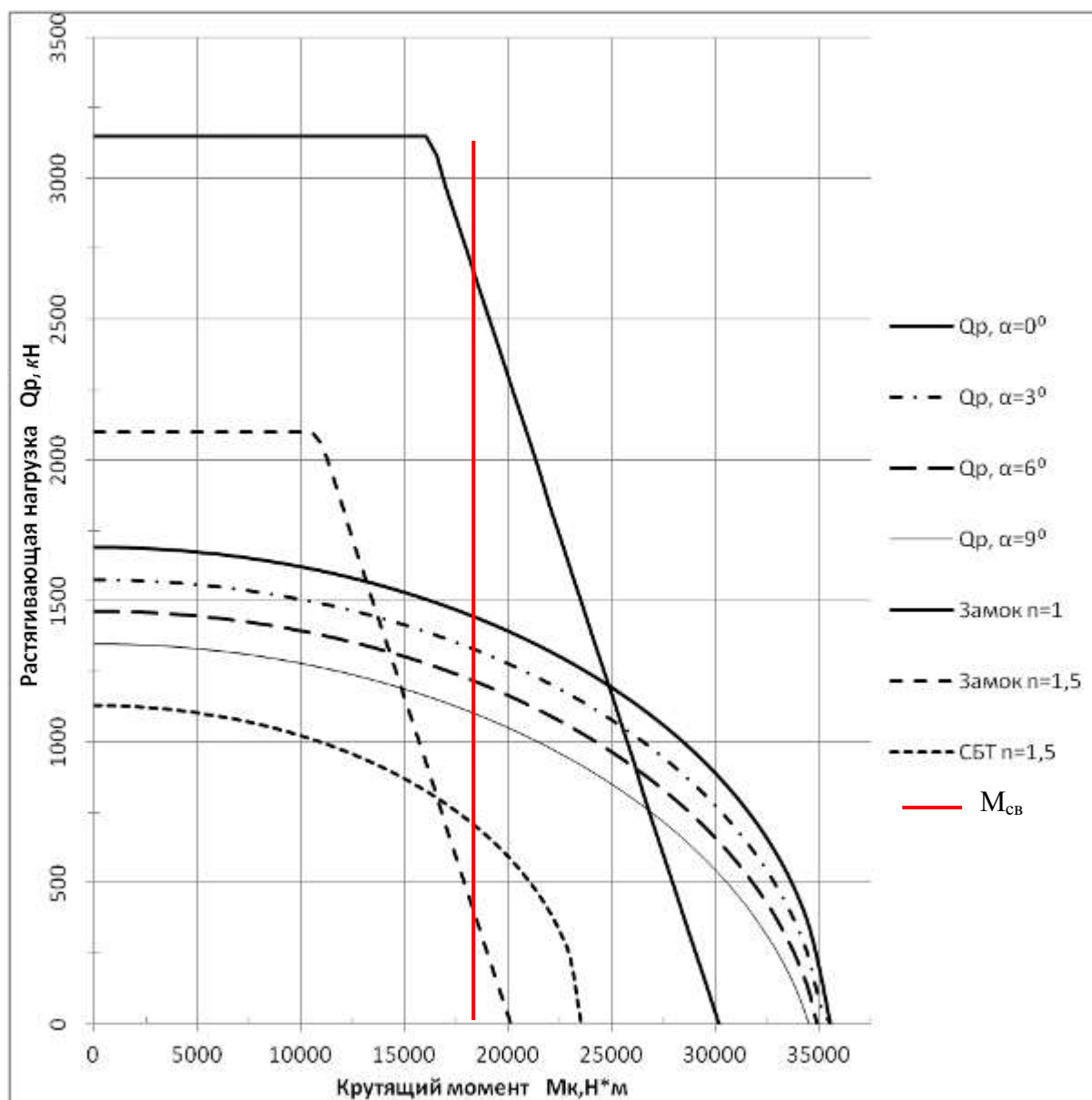


Рисунок 1.15 – Области применения трубы 88,9х9,35 G,М EU, ПН NC38(127,0/61,9) при запасах прочности $n=1; 1,5$

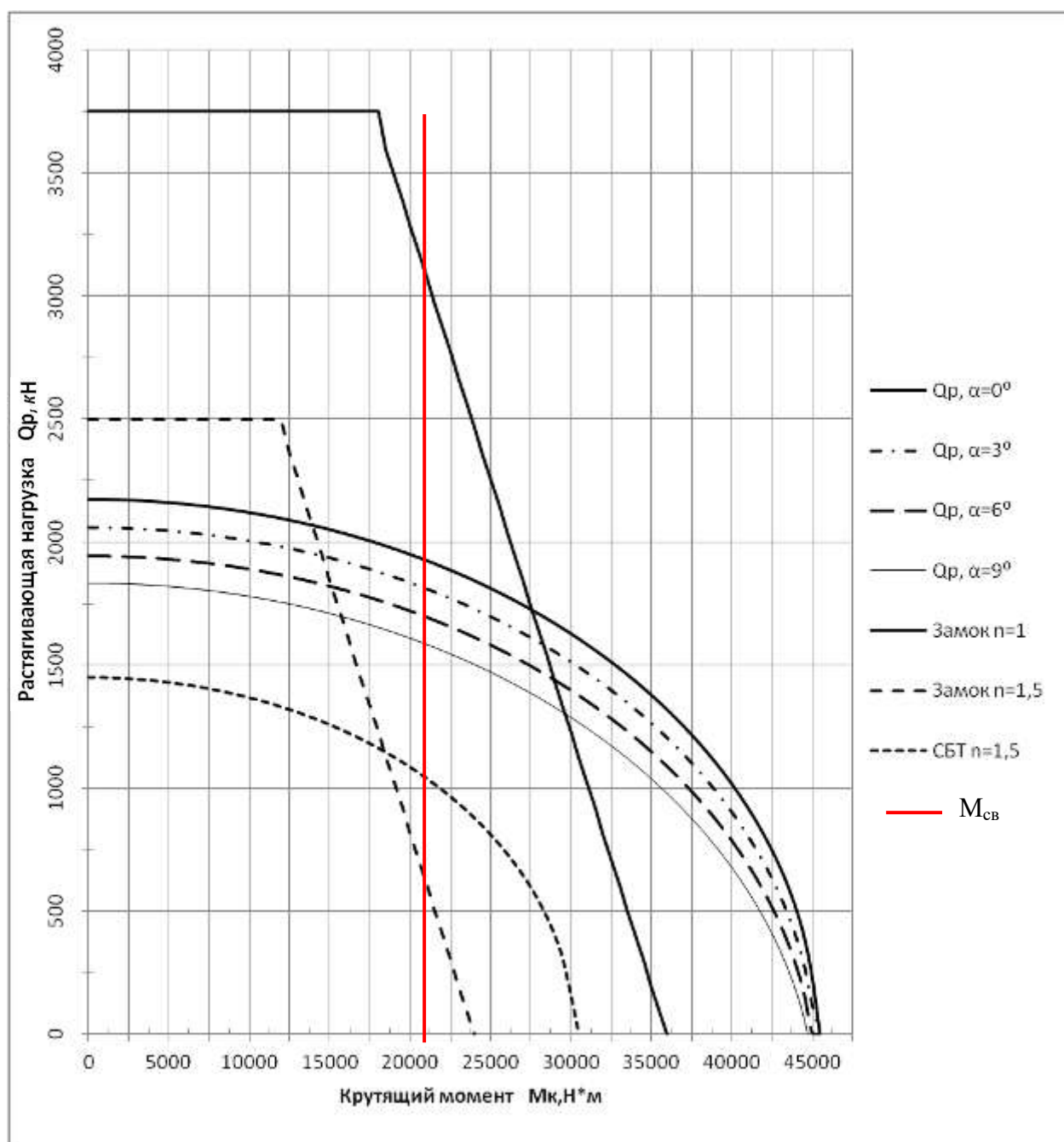


Рисунок 1.16 – Области применения трубы 88,9x9,35 S,P EU, ПН NC38(127,0/54,0) при запасах прочности $n=1; 1,5$

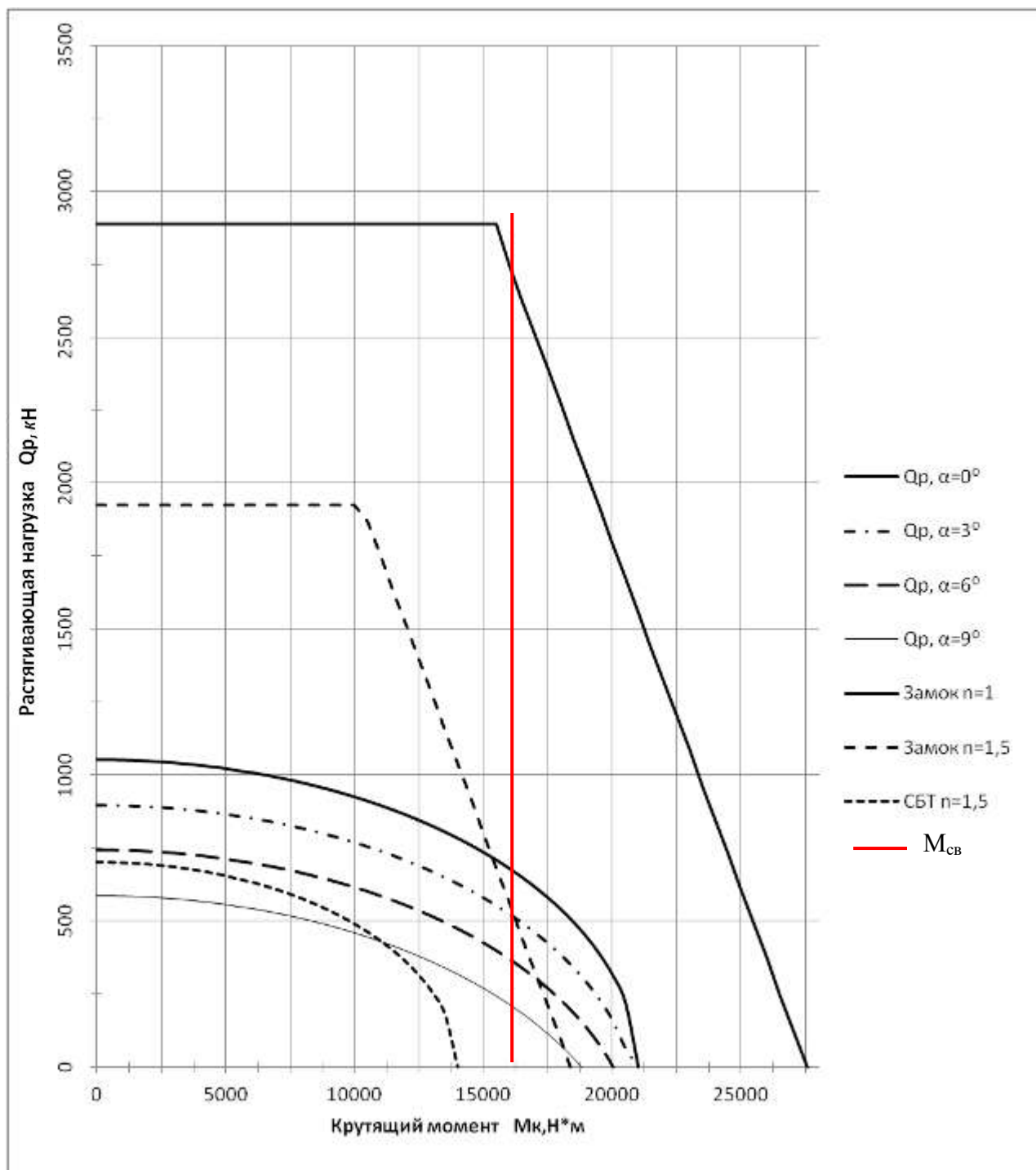


Рисунок 1.17 – Области применения трубы 88,9x11,4 D EU NC38(127,0/65,1) при запасах прочности $n=1; 1,5$

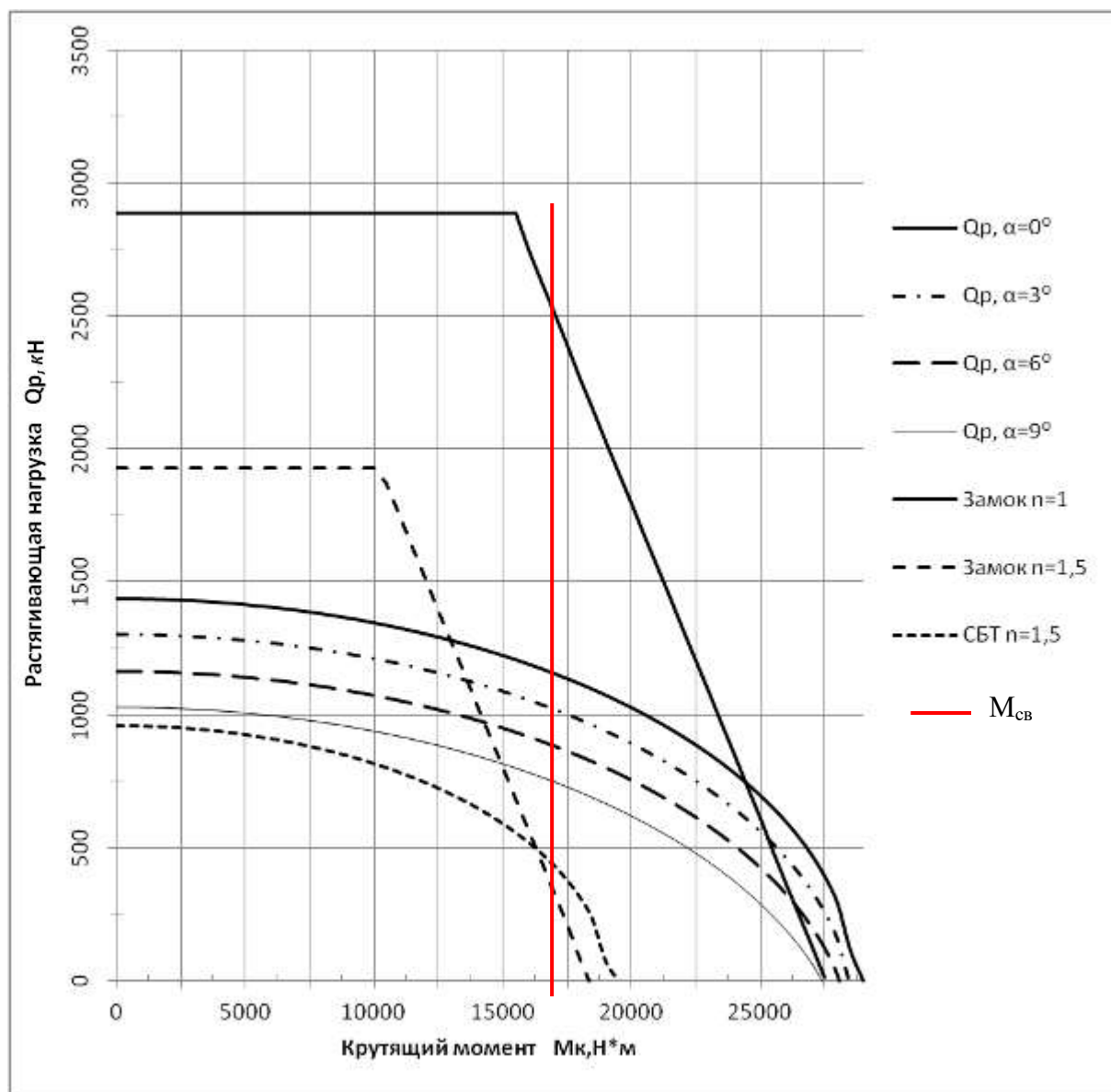


Рисунок 1.18 – Области применения трубы 88,9x11,4 Е,Е EU NC38(127,0/65,1) при запасах прочности $n=1; 1,5$

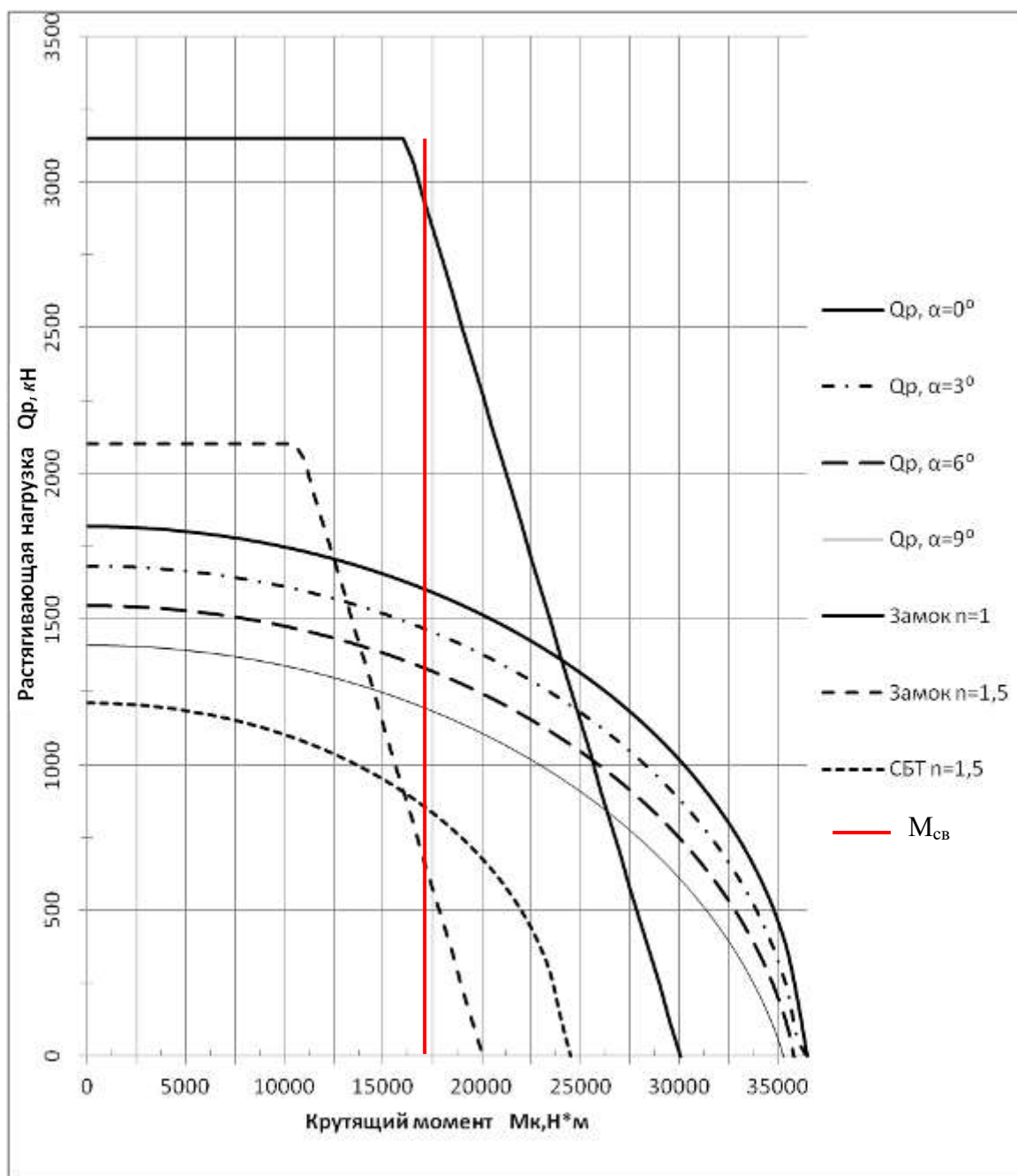


Рисунок 1.19 – Области применения трубы 88,9x11,4 Х,Л EU NC38(127,0/62,0) при запасах прочности $n=1; 1,5$

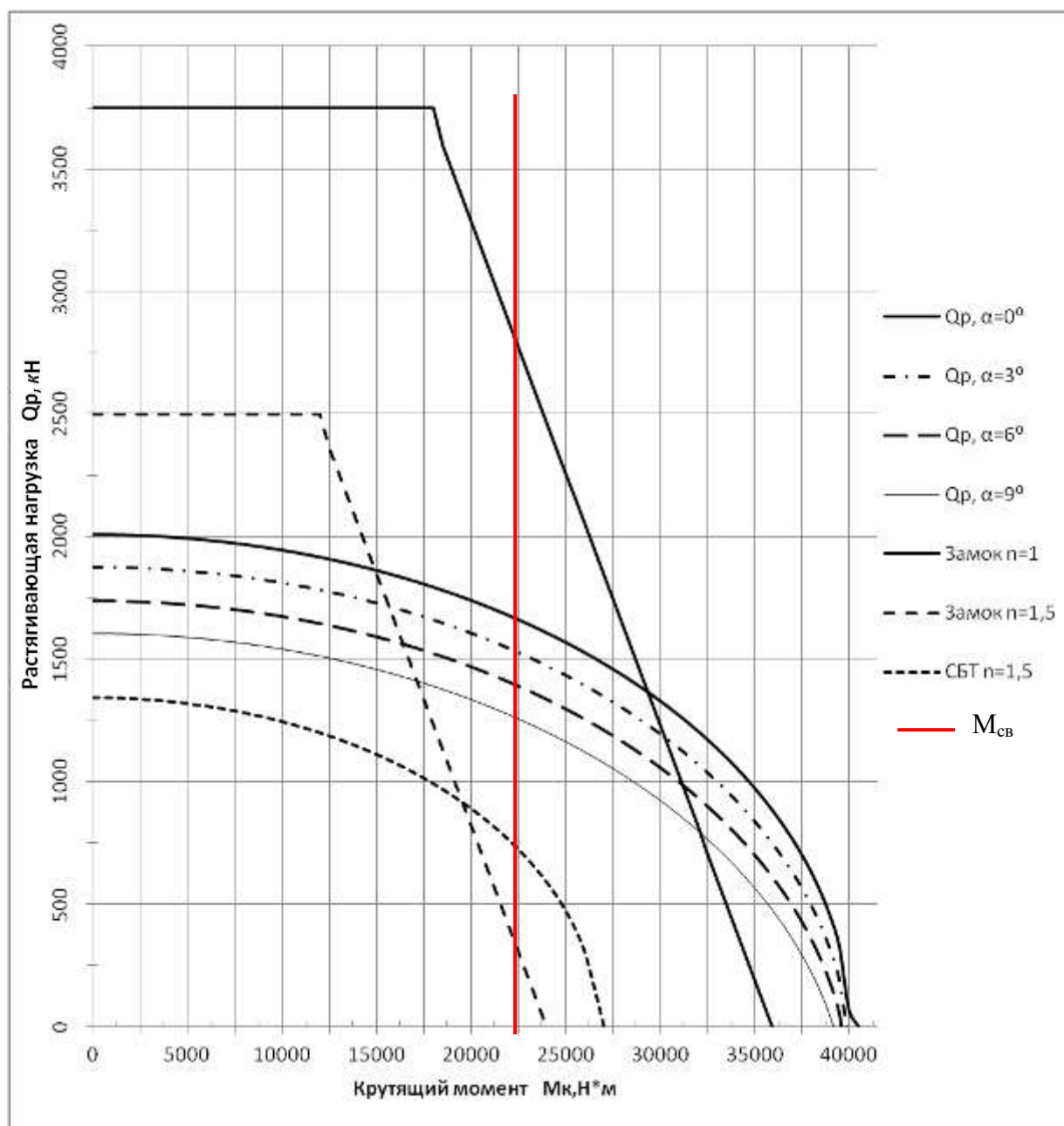


Рисунок 1.20 – Области применения трубы 88,9x11,4 G.M EU NC38(127,0/54,0) при запасах прочности $n=1$; 1,5

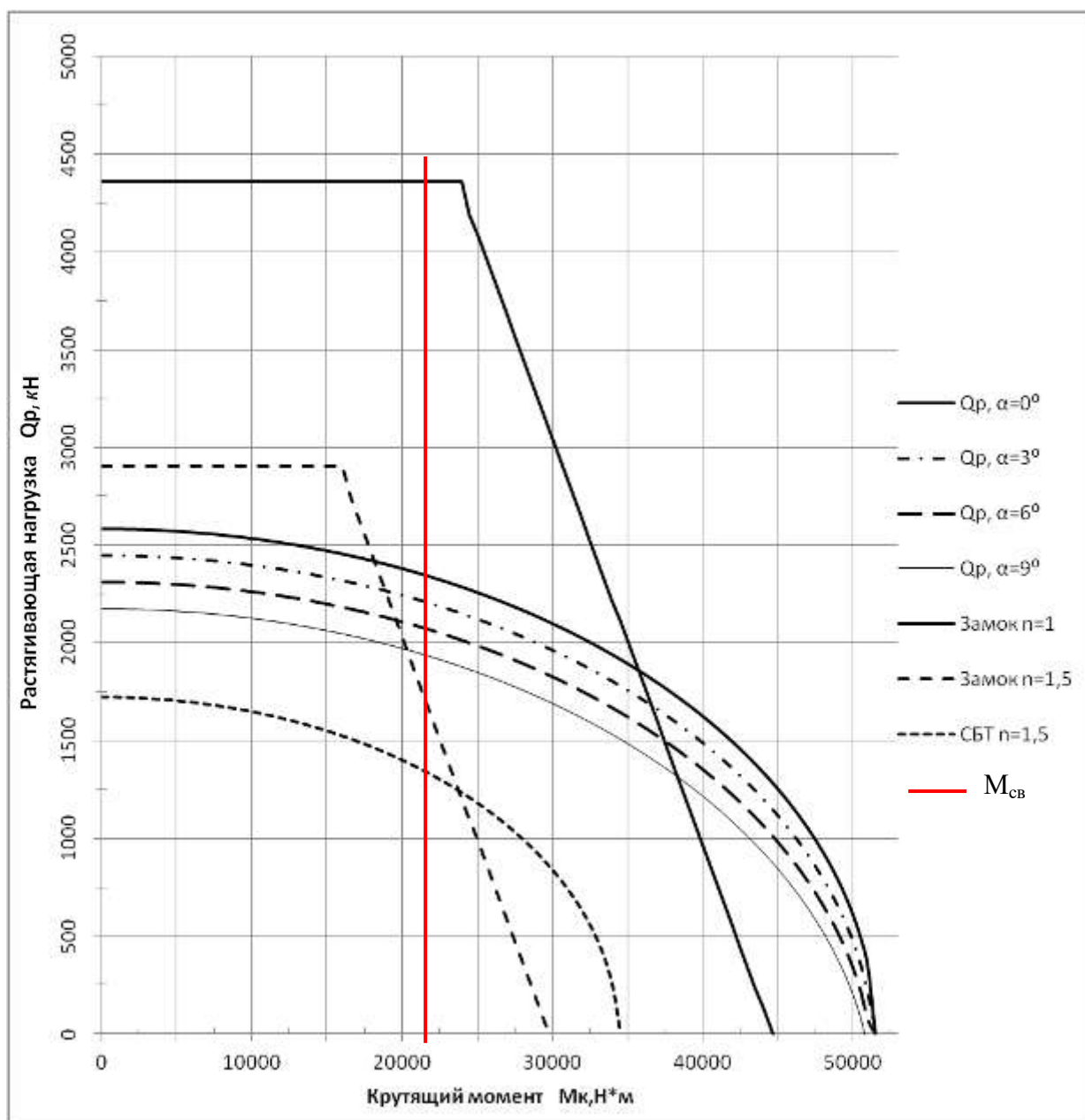


Рисунок 1.21 – Области применения трубы 88,9х11,4 S.P EU NC40(139,7/57,2) при запасах прочности $n=1; 1,5$

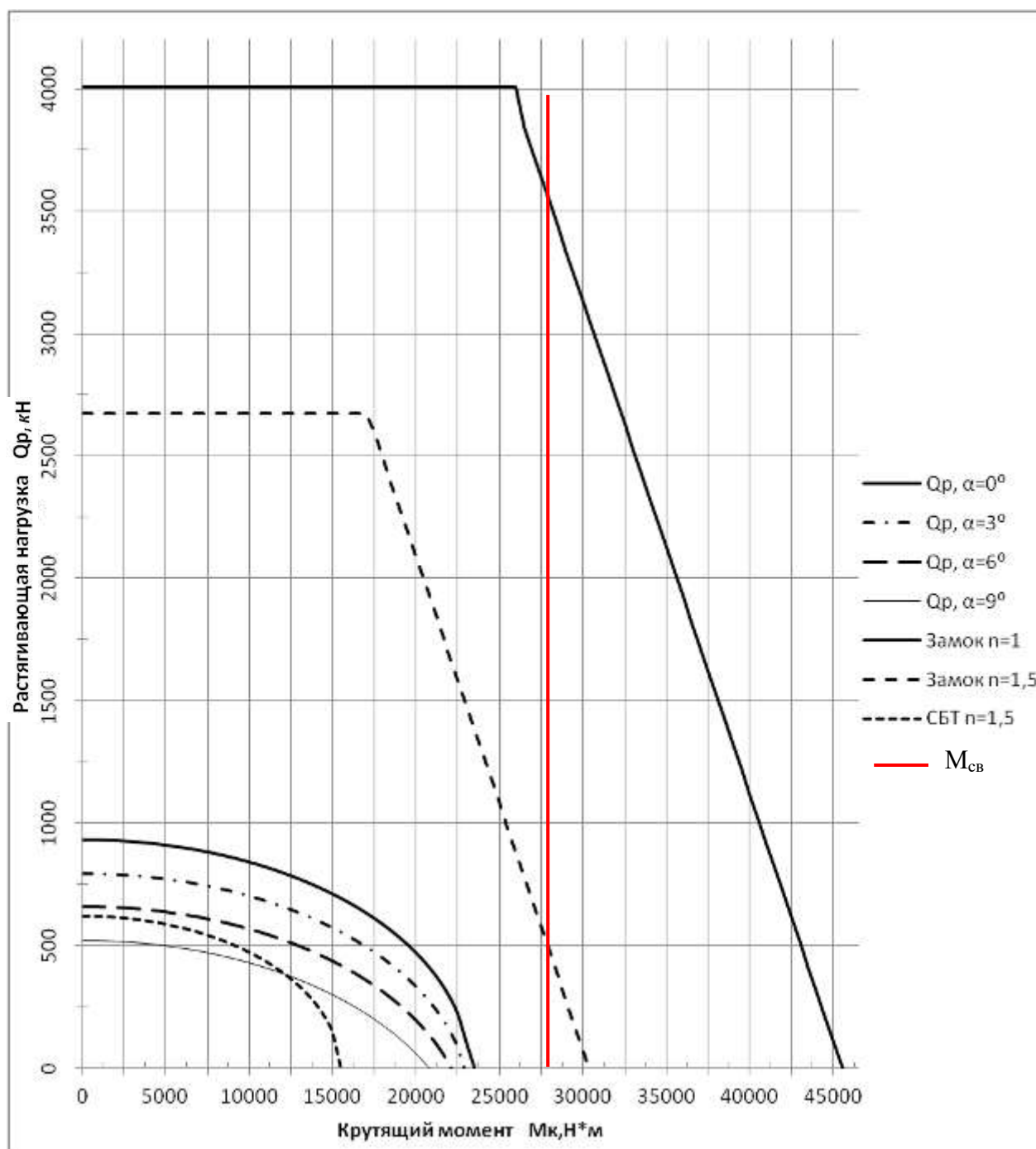


Рисунок 1.22 – Области применения трубы 101,6x8,38 D EU NC46(152,4/82,6) при запасах прочности $n=1; 1,5$

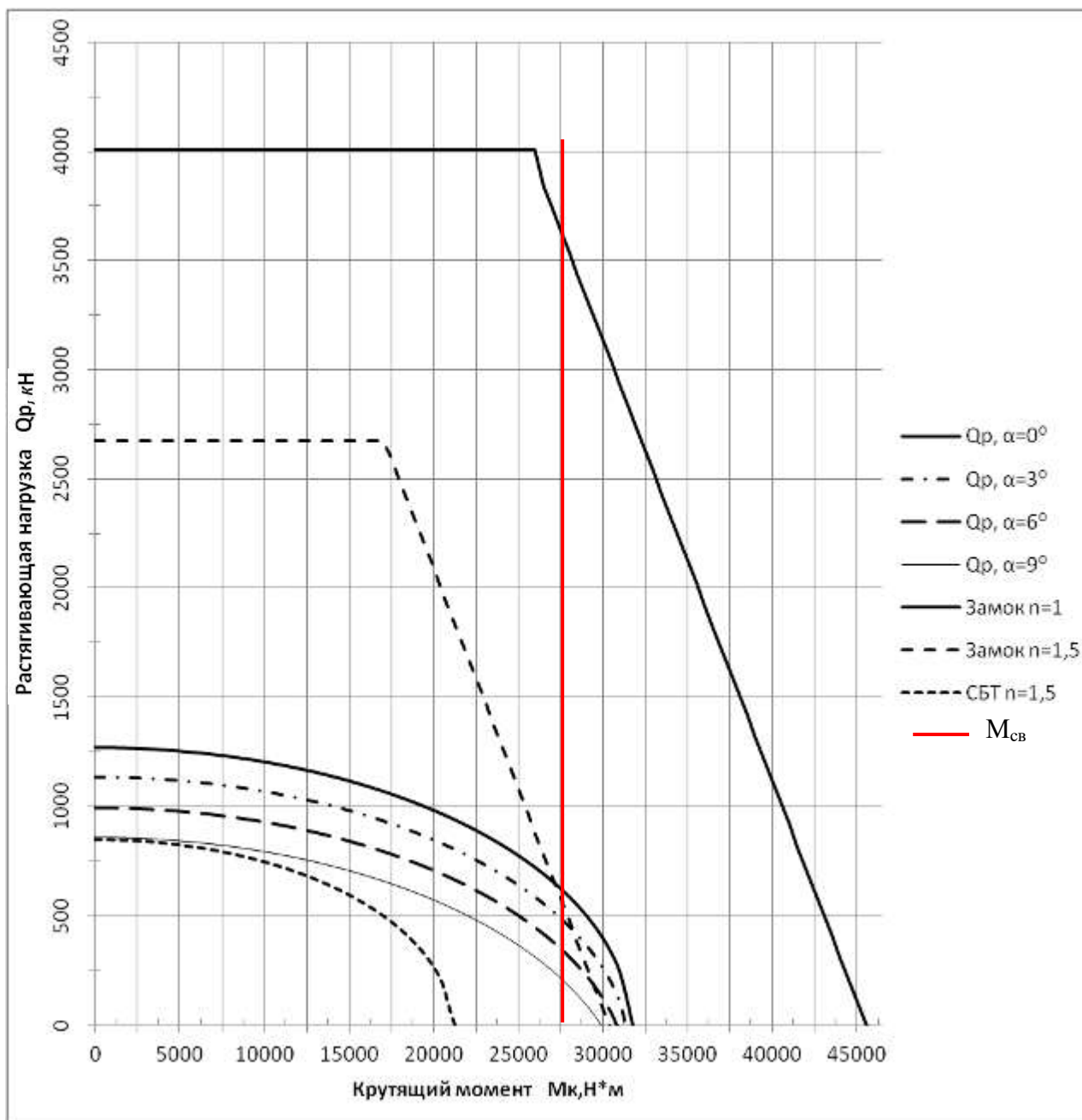


Рисунок 1.23 – Области применения трубы 101,6x8,38 Е.Е EU, ПН NC46(152,4/82,6) при запасах прочности $n=1; 1,5$

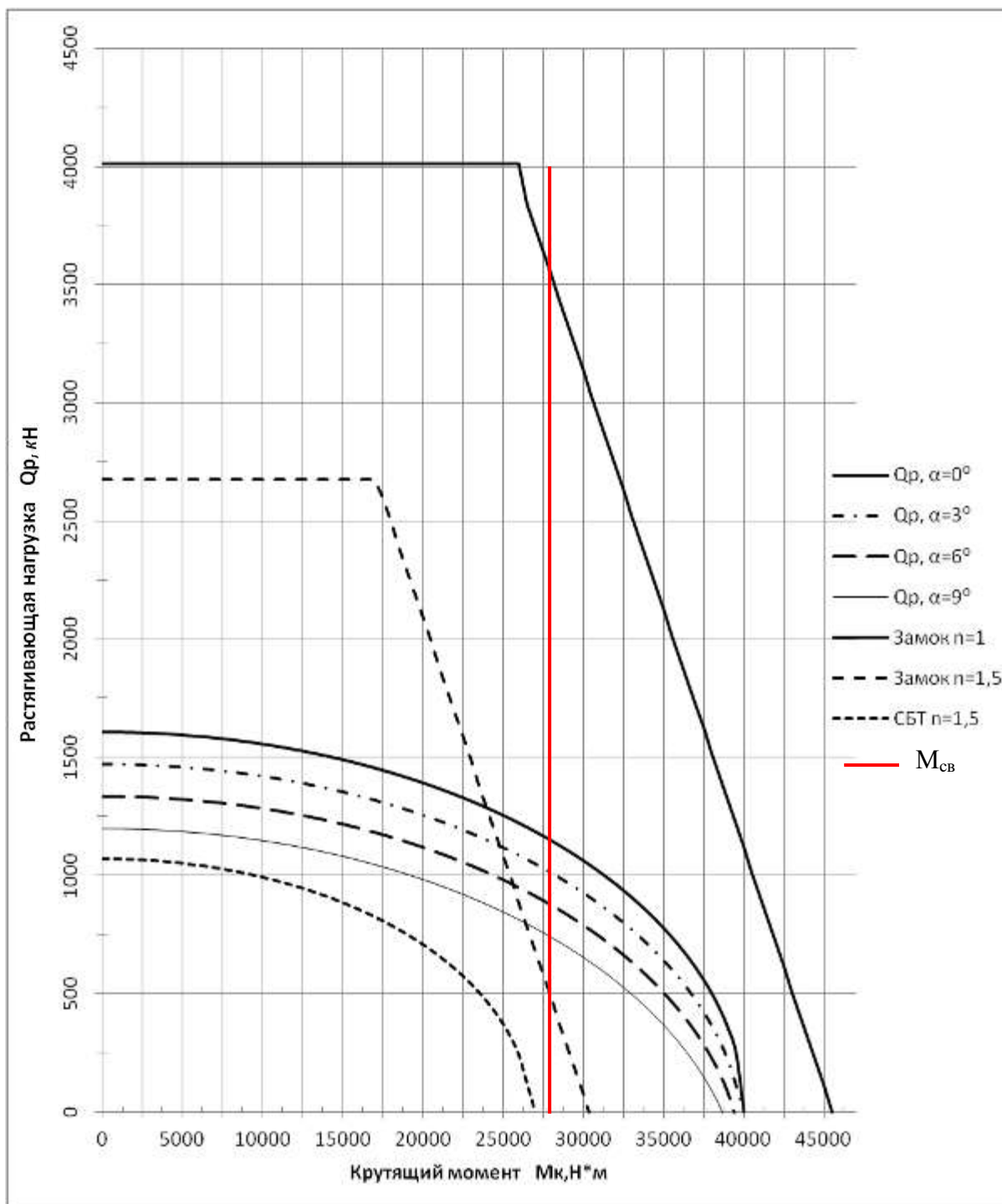


Рисунок 1.24 – Области применения трубы 101,6x8,38 Х,Л ЕУ, ПН NC46(152,4/82,6) при запасах прочности $n=1$; 1,5

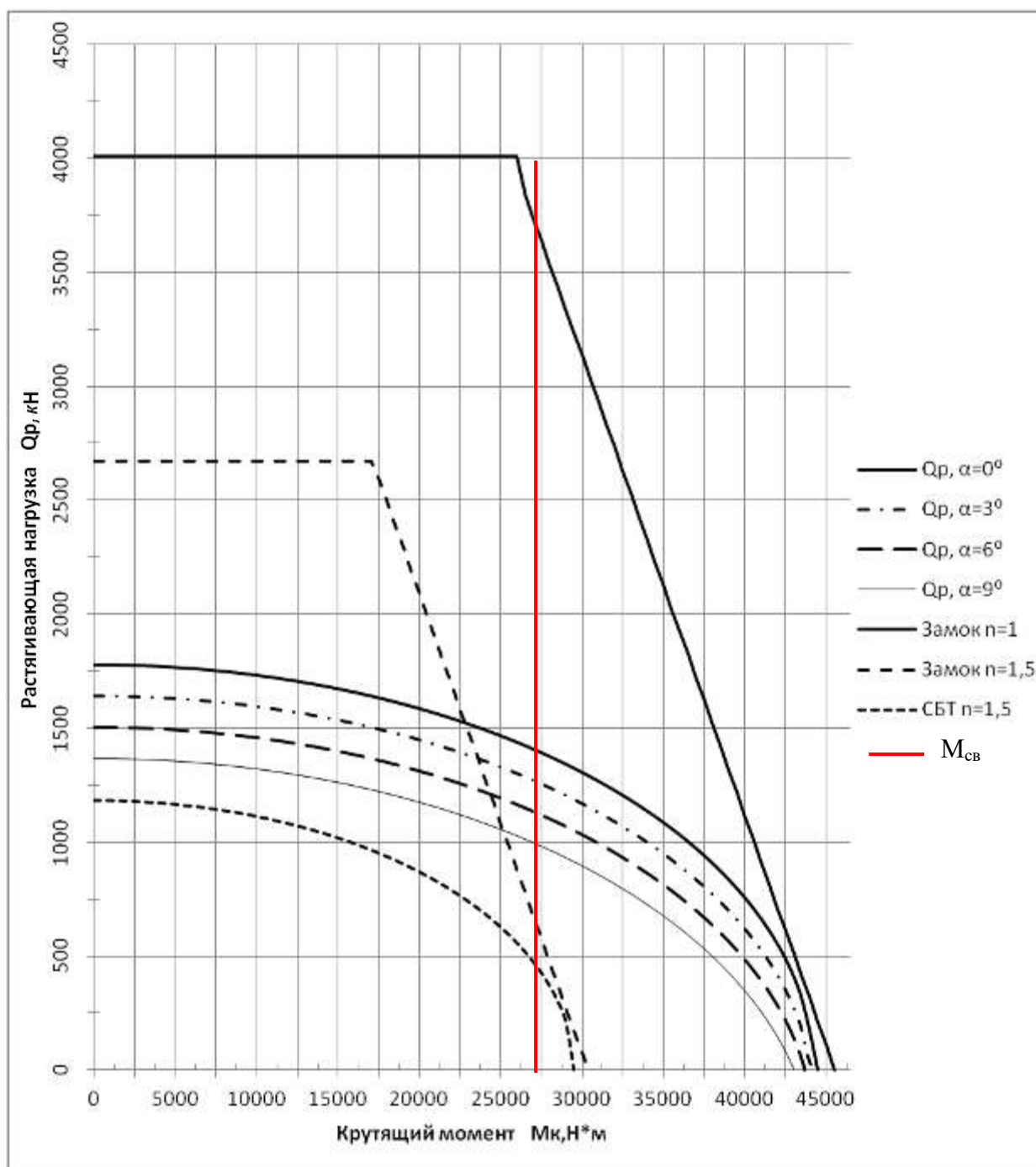


Рисунок 1.25 – Области применения трубы 101,6x8,38 G,М EU, ПН NC46(152,4/82,6) при запасах прочности $n=1; 1,5$

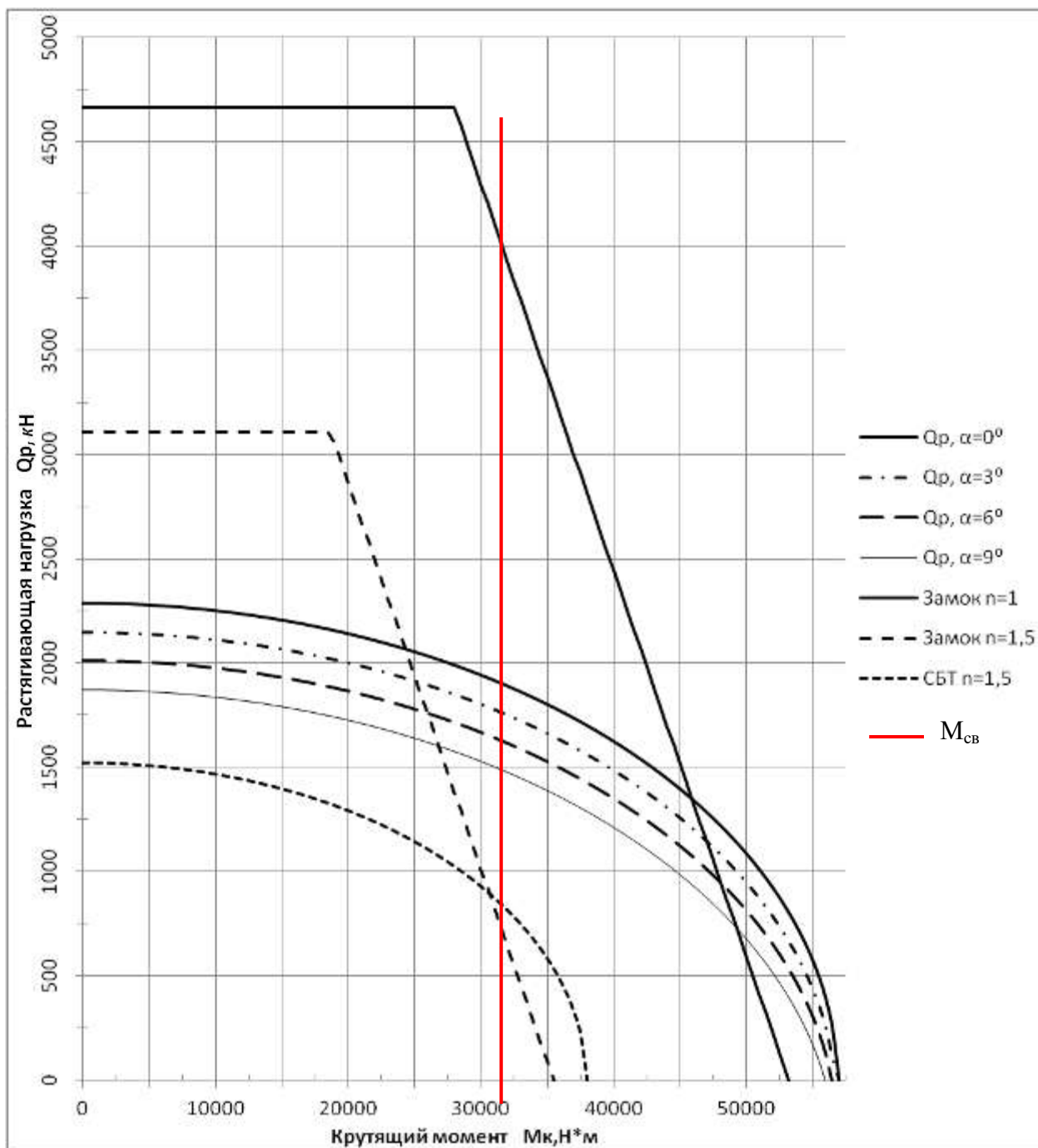


Рисунок 1.26 – Области применения трубы 101,6x8,38 S,P EU,ПН NC46(152,4/76,2)

при запасах прочности $n=1; 1,5$

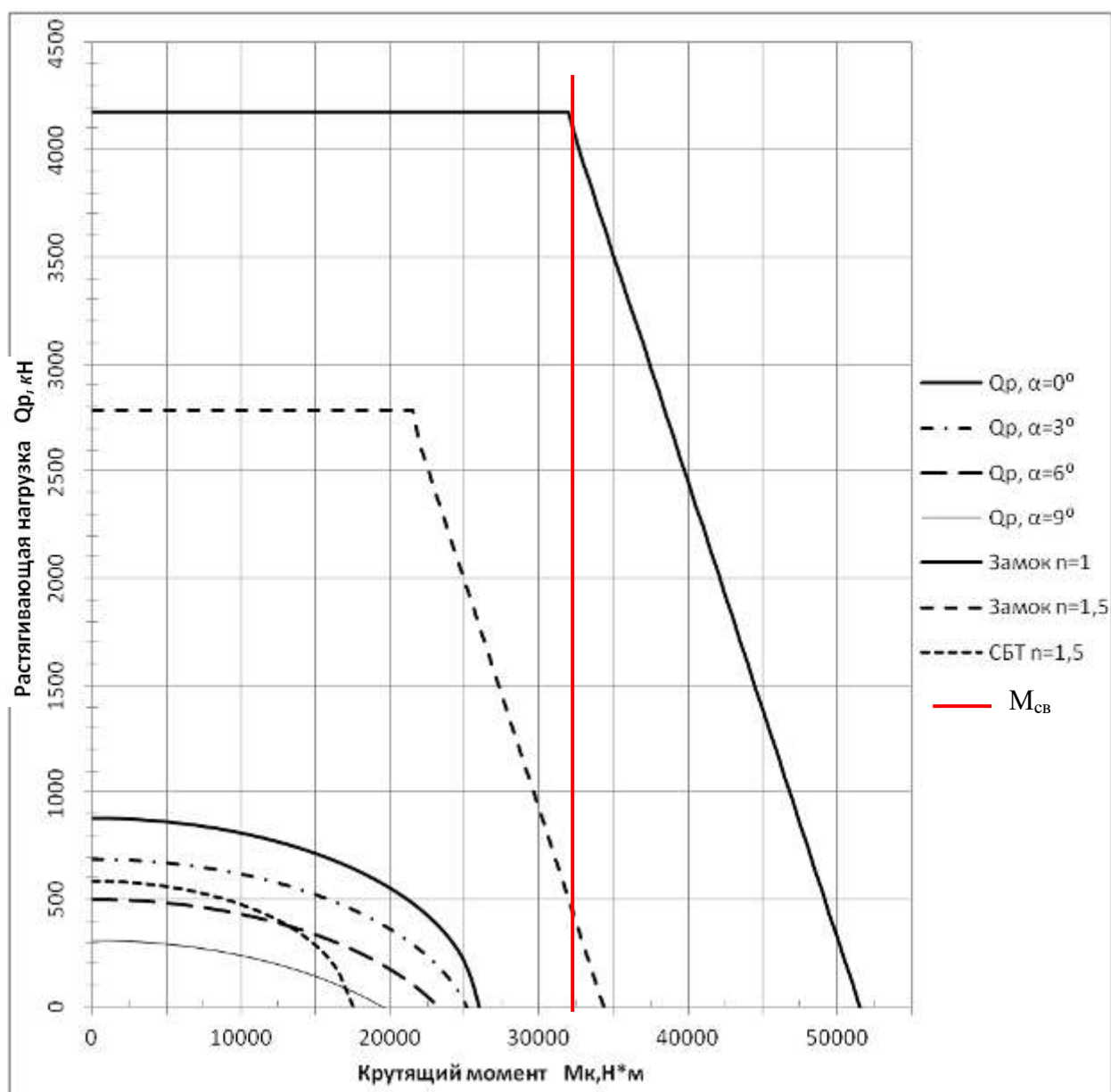


Рисунок 1.27 – Области применения трубы 114,3х6,88 D EU NC50(168,3/95,3) при запасах прочности $n=1; 1,5$

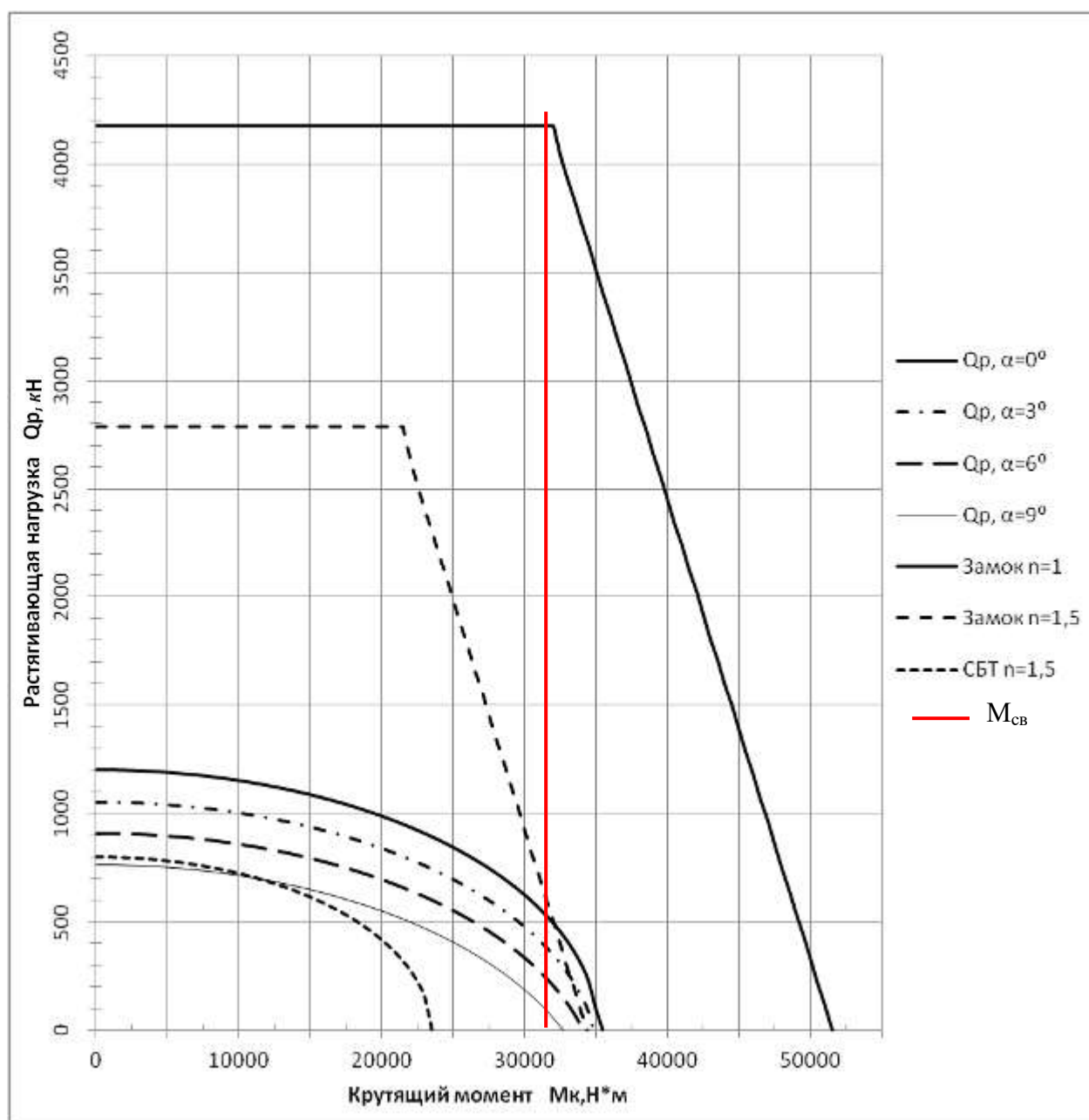


Рисунок 1.28 – Области применения трубы 114,3x6,88 Е,Е EU NC50(168,3/95,3) при запасах прочности $n=1$; 1,5

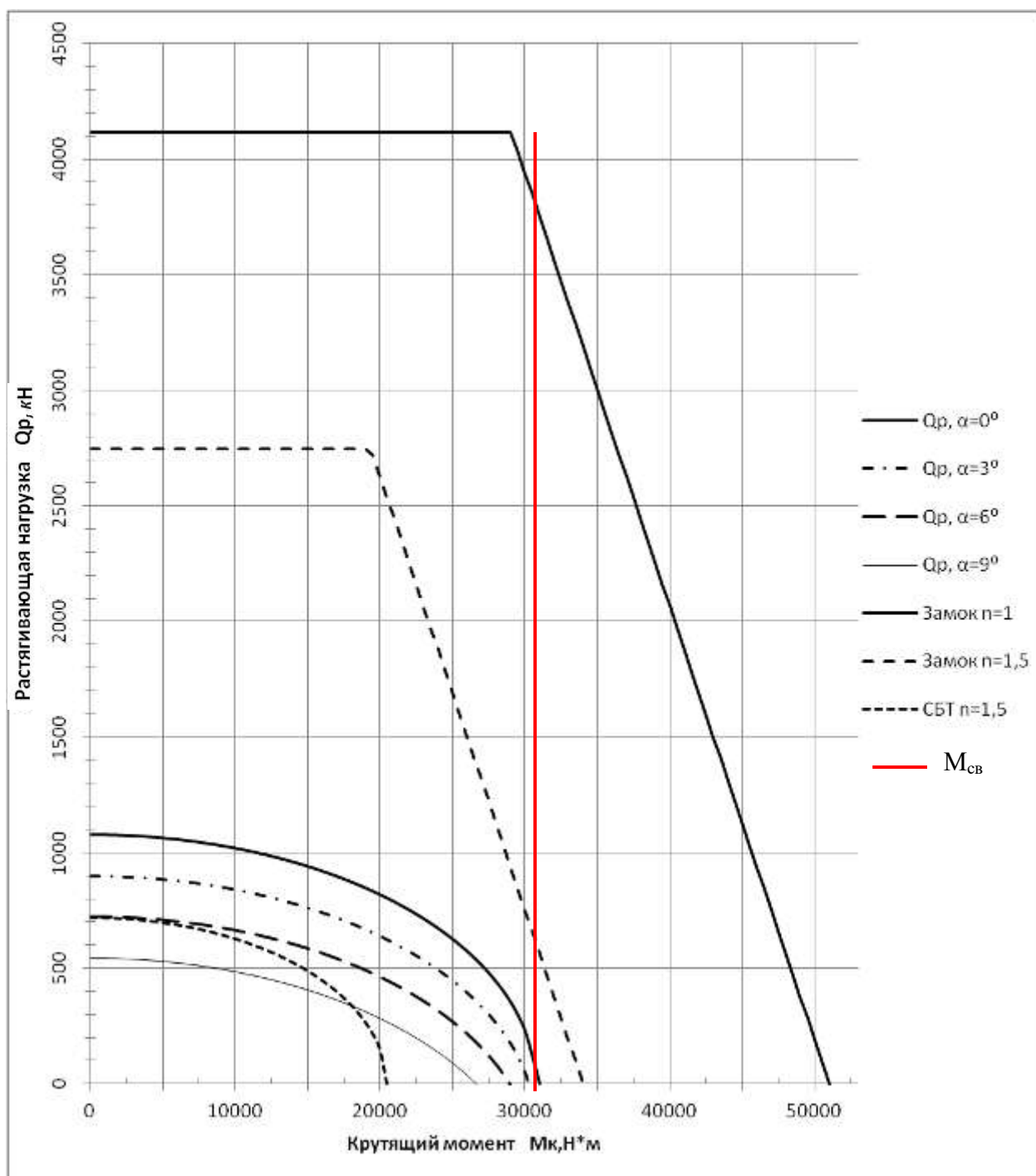


Рисунок 1.29 – Области применения трубы 114,3x8,6 Д ПН NC50(161,9/95,3) при запасах прочности $n=1$; 1,5

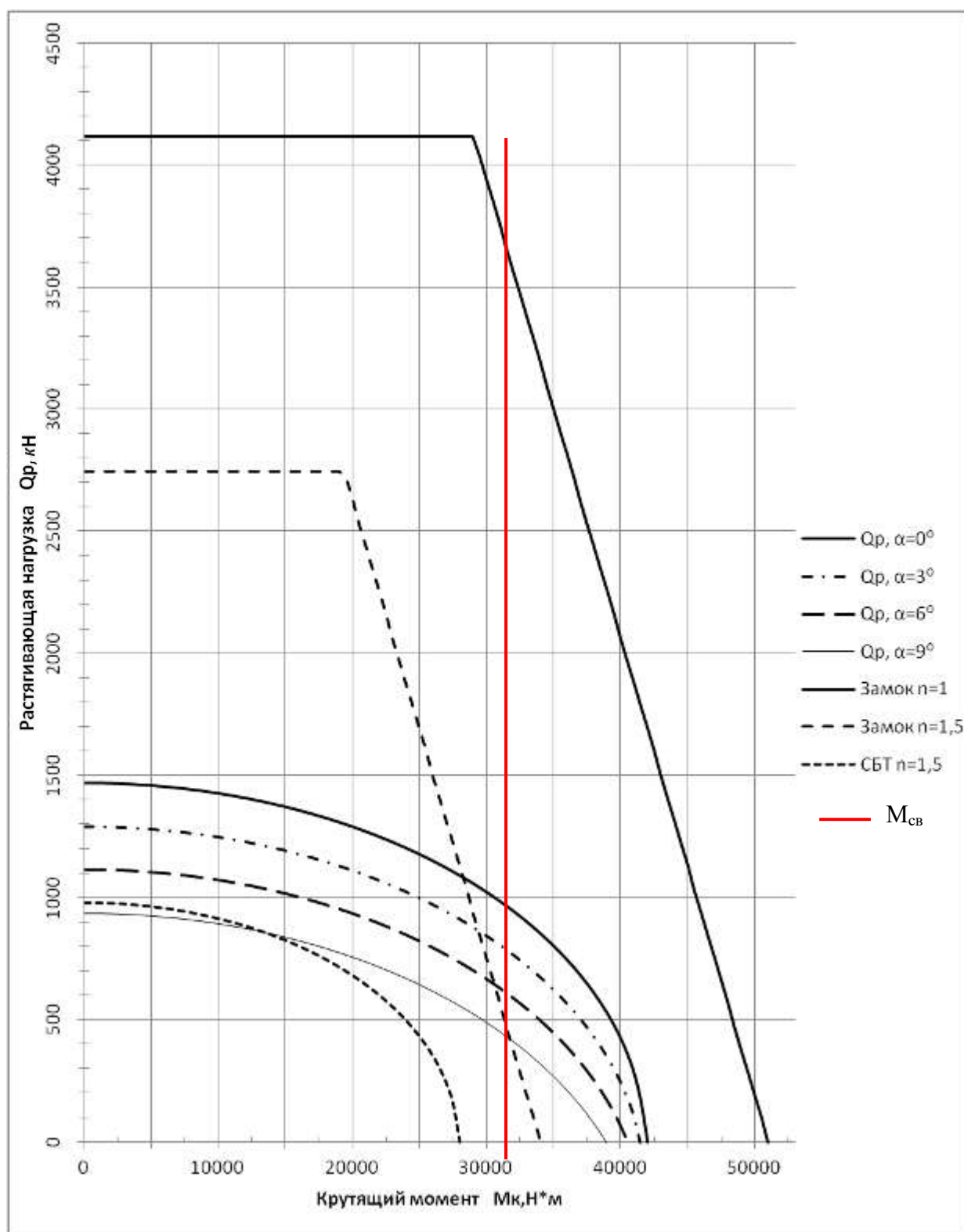


Рисунок 1.30 – Области применения трубы 114,3x8,6 Е ПН NC50(161,9/95,3) при запасах прочности $n=1$; 1,5

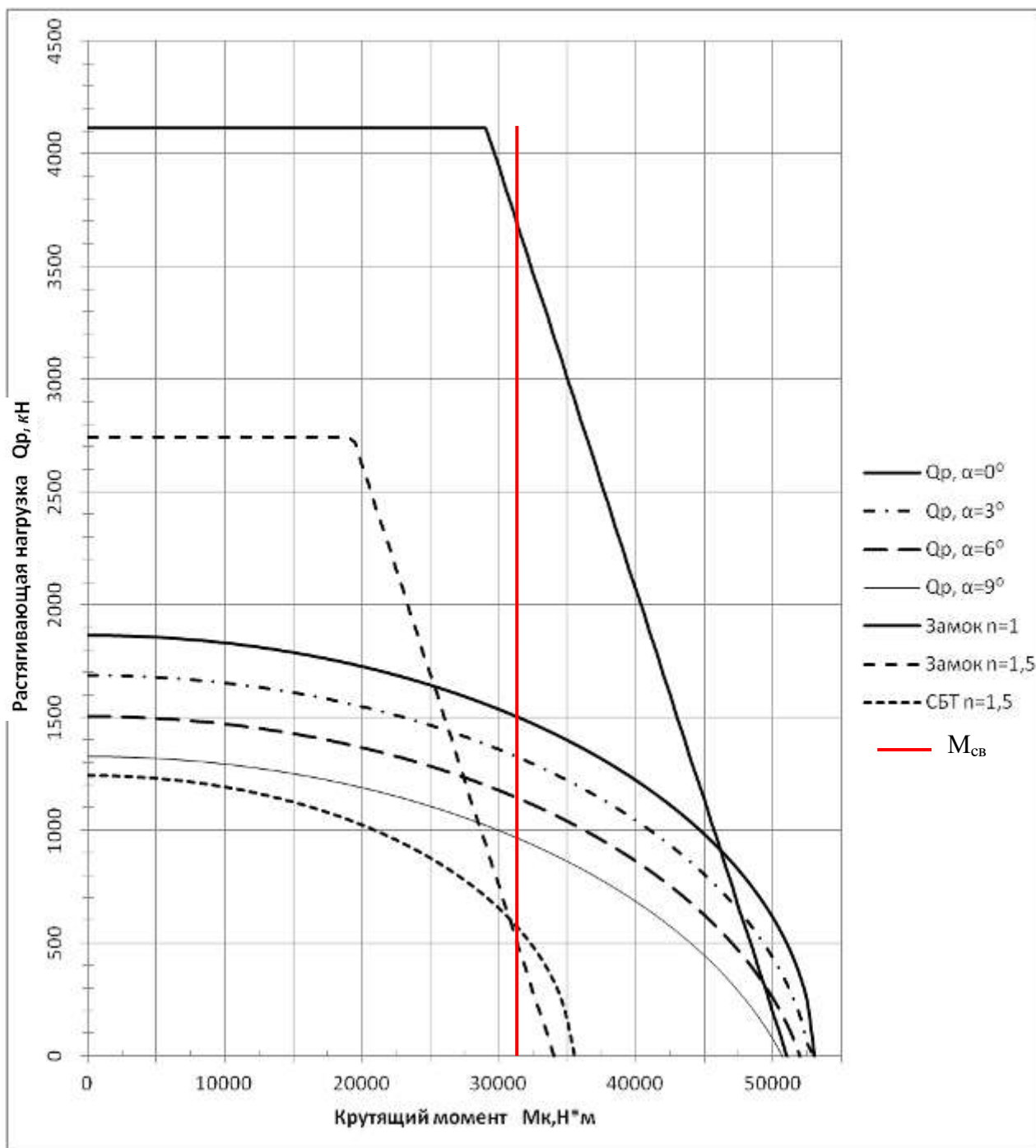


Рисунок 1.31 – Области применения трубы 114,3x8,6 Л ПН NC50(161,9/95,3) при запасах прочности $n=1$; 1,5

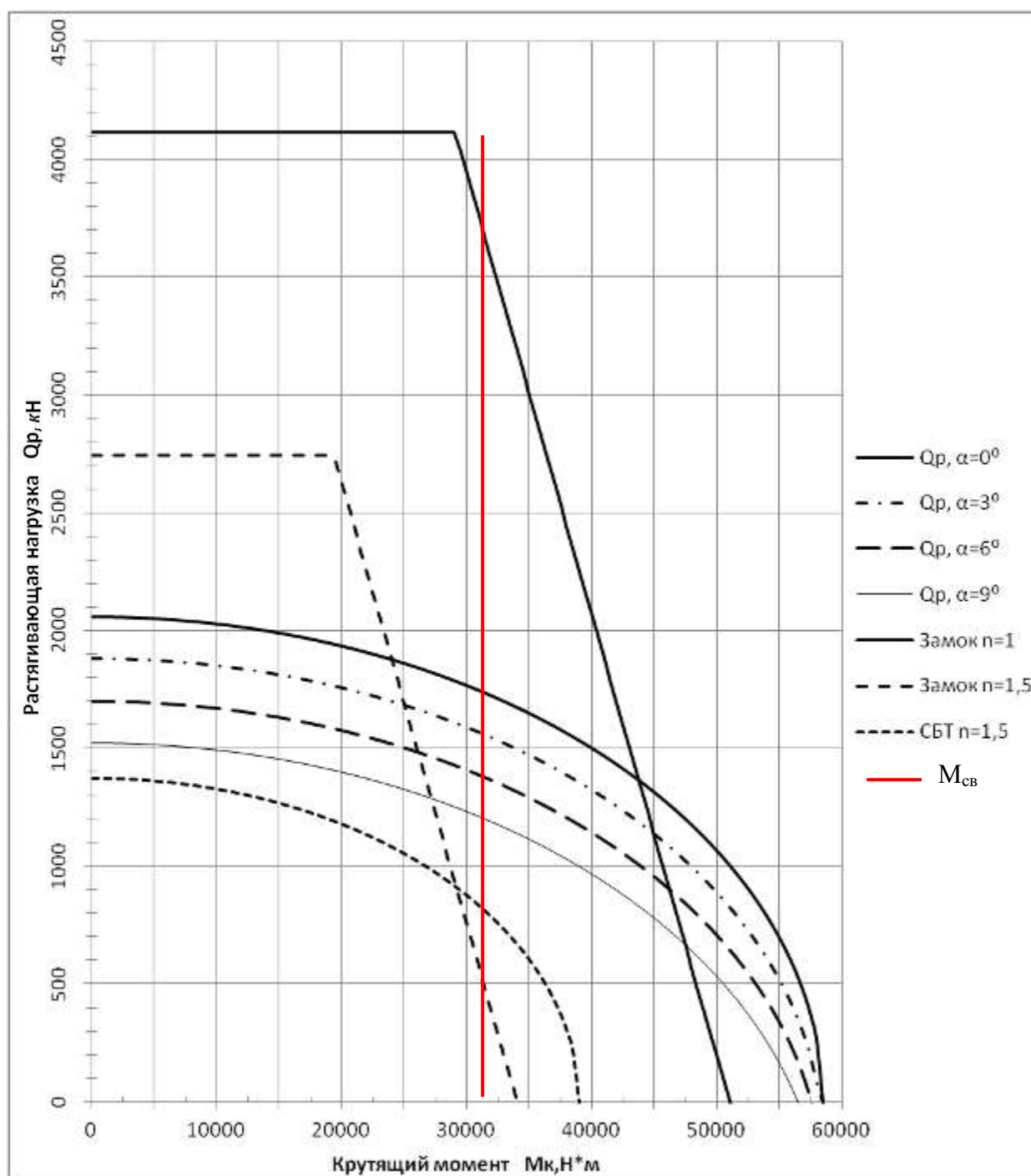


Рисунок 1.32 – Области применения трубы 114,3x8,6 М ПН NC50(161,9/95,3) при запасах прочности $n=1; 1,5$

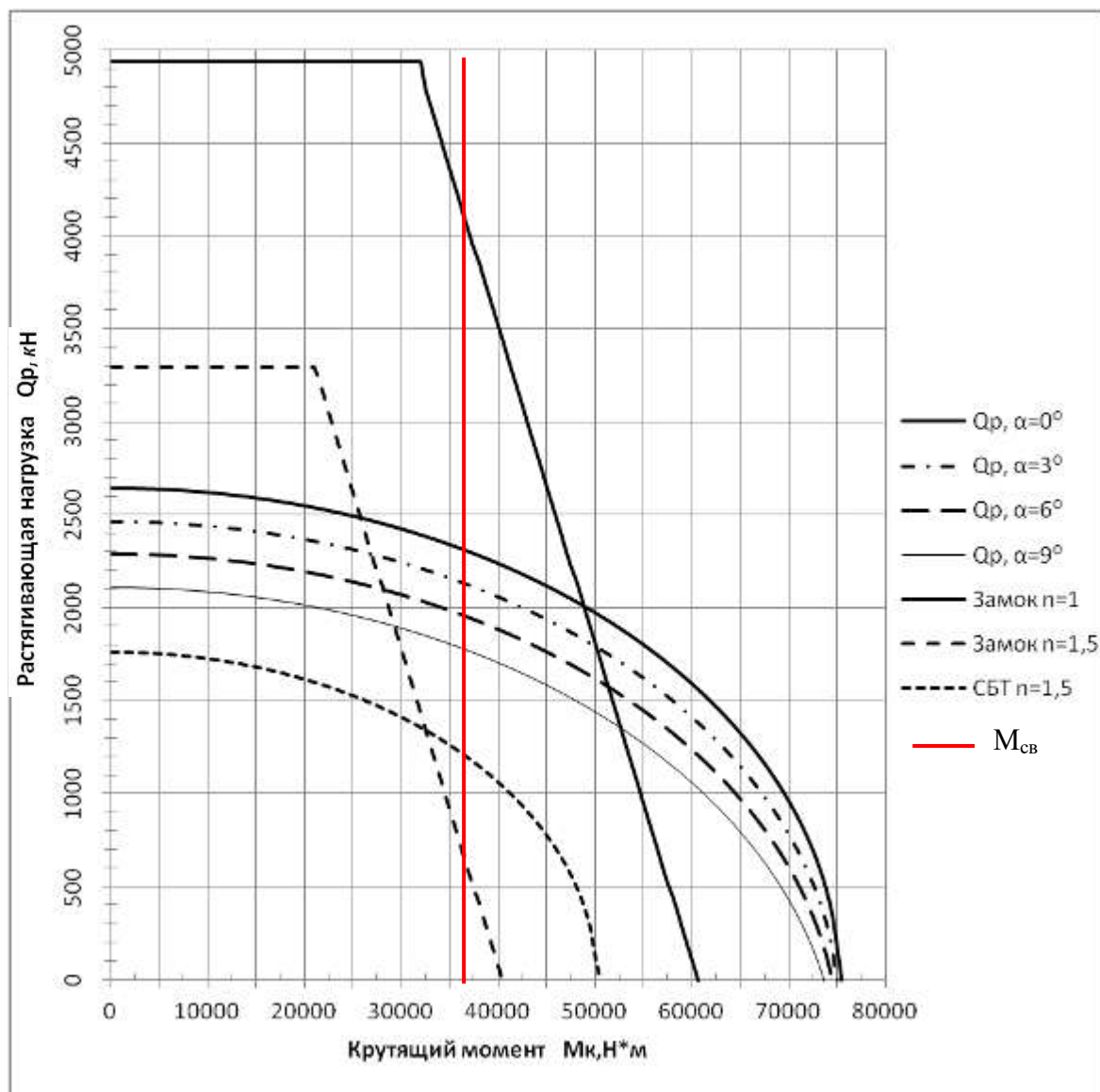


Рисунок 1.33 – Области применения трубы 114,3x8,6 Р ПН NC50(161,9/88,9) при запасах прочности $n=1; 1,5$

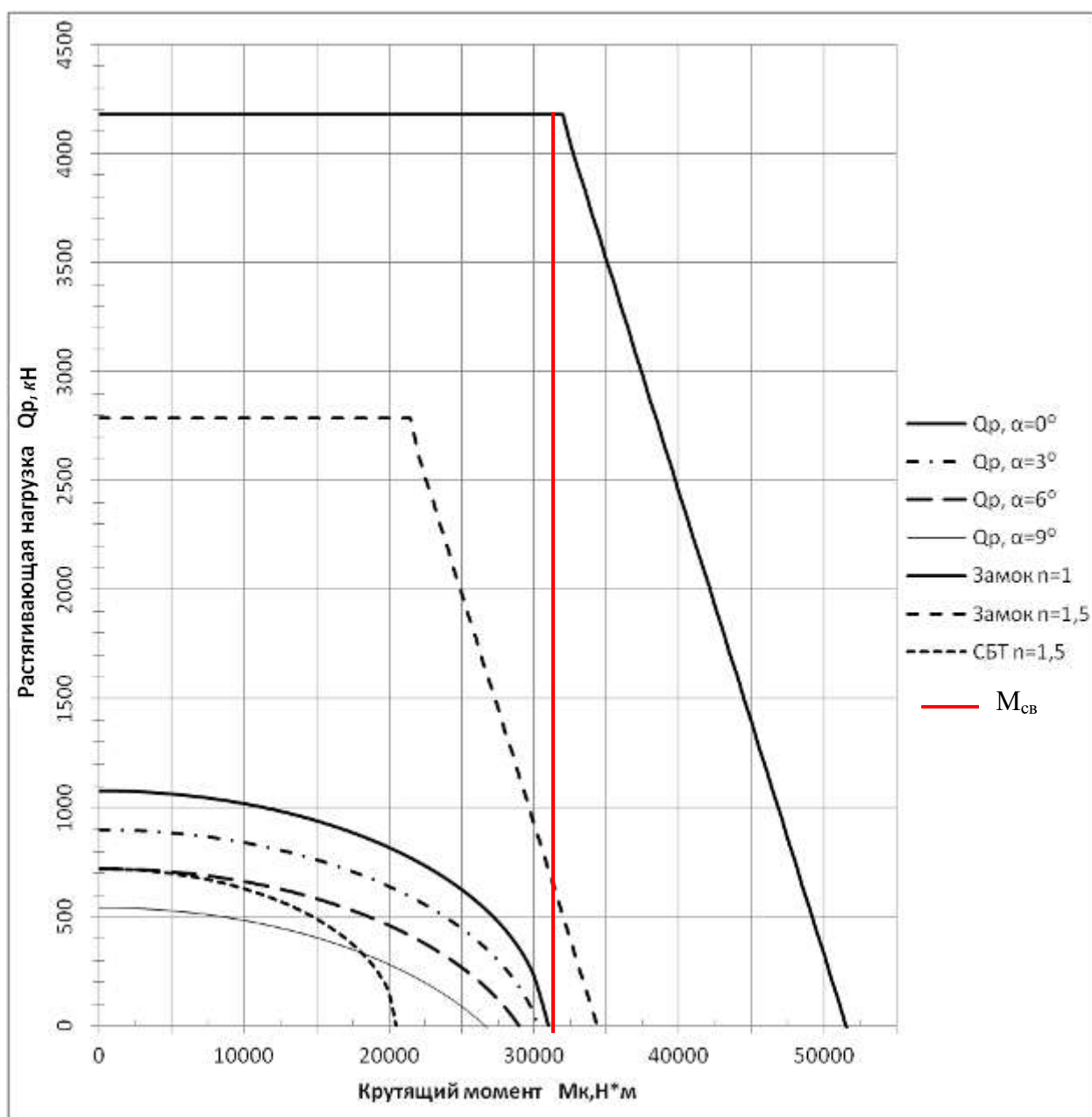


Рисунок 1.34 – Области применения трубы 114,3х8,56 D EU NC50(168,3/95,3) при запасах прочности $n=1; 1,5$

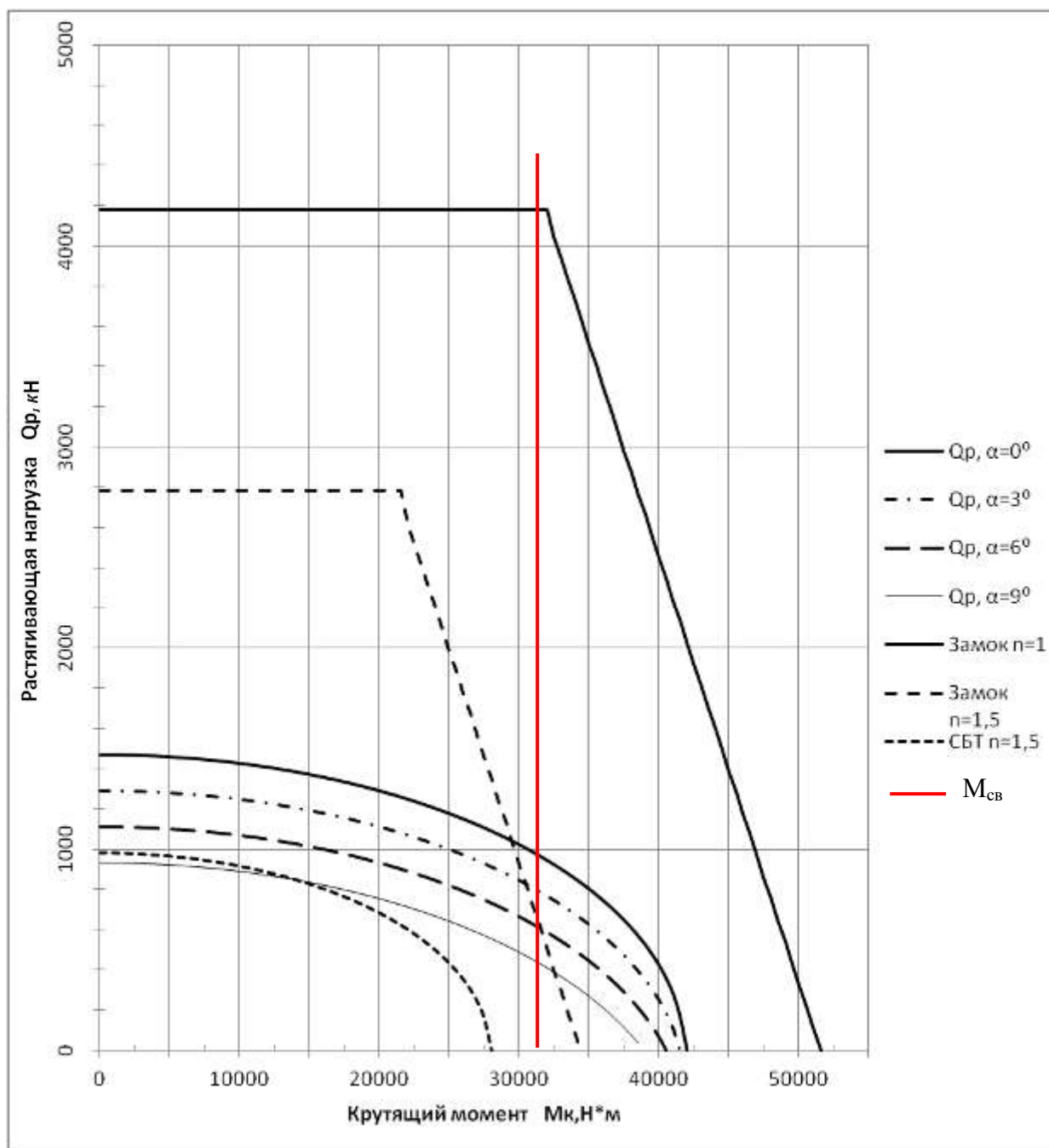


Рисунок 1.35 – Области применения трубы 114,3x8,56 Е,Е ЕУ,ПН NC50(168,3/95,3) при запасах прочности $n=1; 1,5$

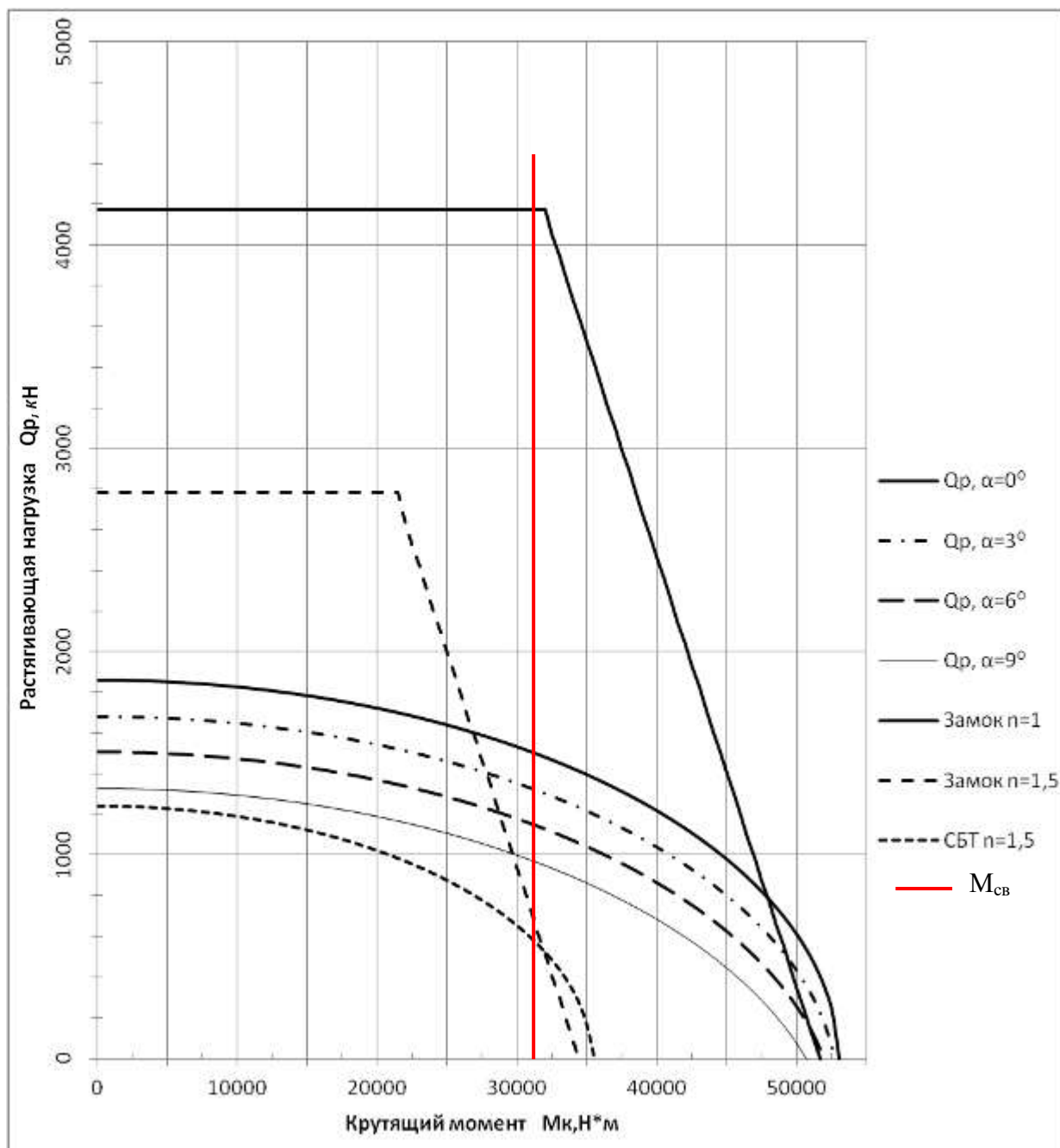


Рисунок 1.36 – Области применения трубы 114,3x8,56 Х,Л ЕУ,ПН NC50(168,3/95,3) при запасах прочности $n=1; 1,5$

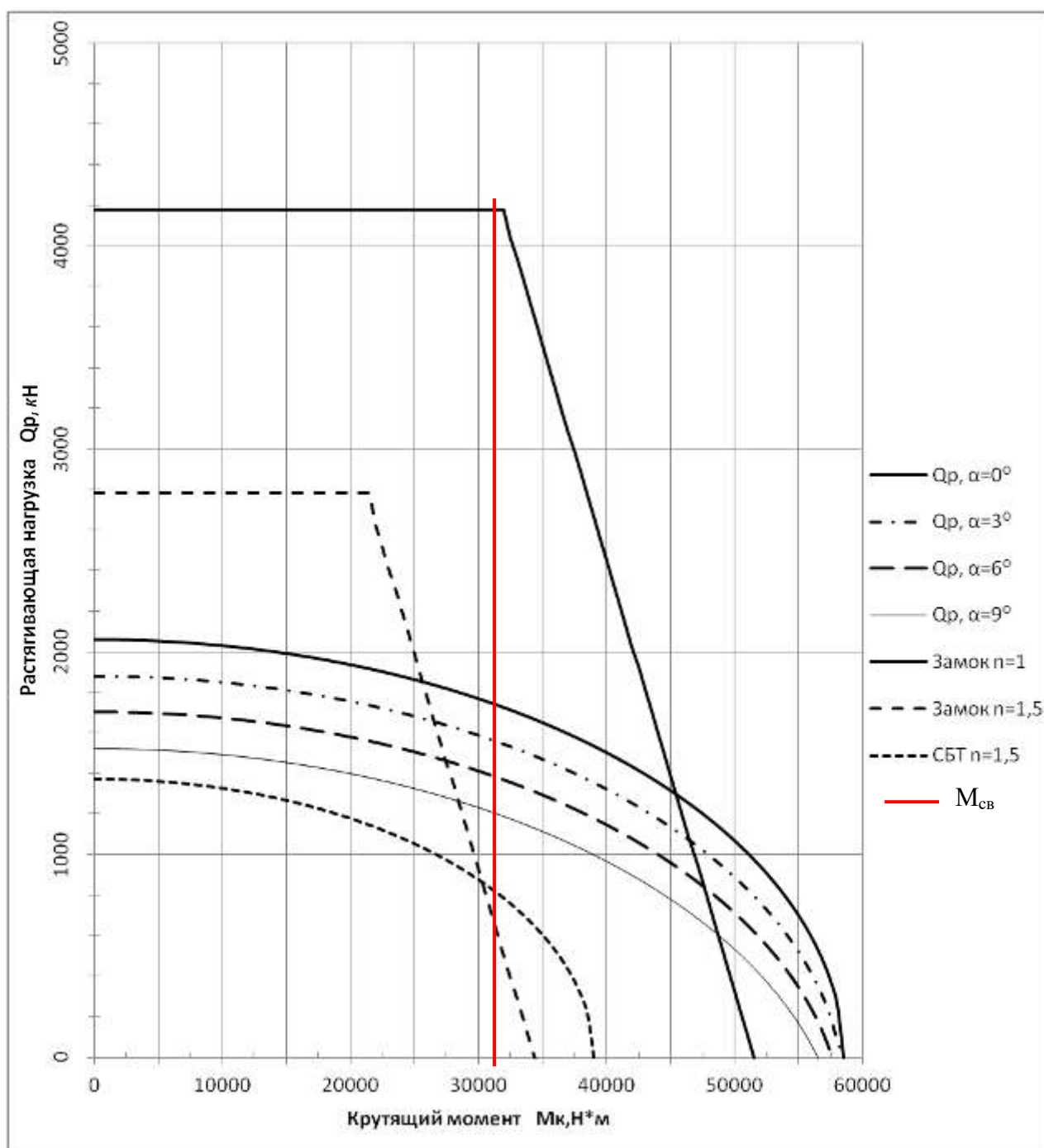


Рисунок 1.37 – Области применения трубы 114,3x8,56 G,М EU,ПН NC50(168,3/95,3) при запасах прочности $n=1$; 1,5

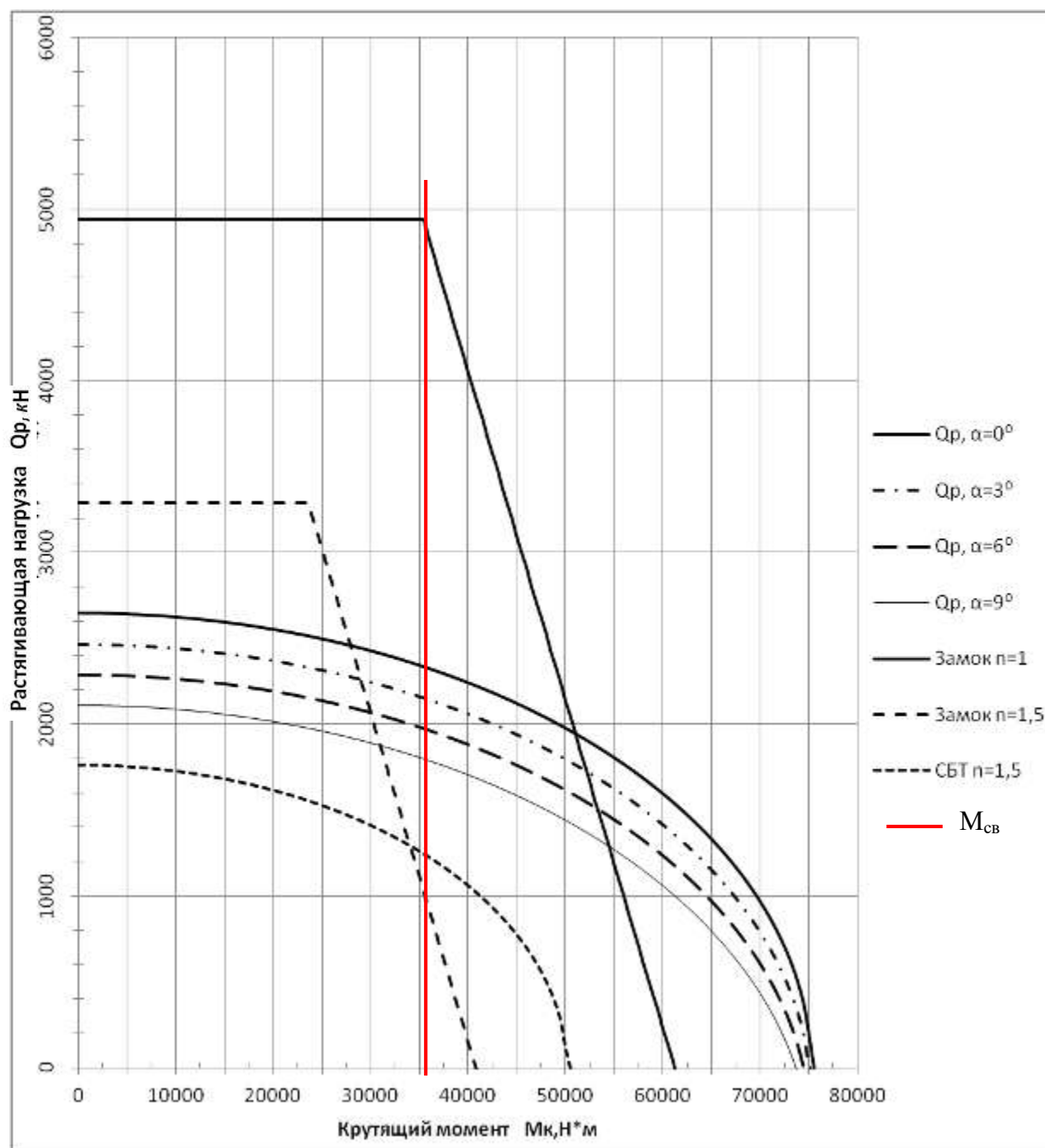


Рисунок 1.38 – Области применения трубы 114,3x8,56 S,P EU,ПН NC50(168,3/88,9) при запасах прочности $n=1$; 1,5

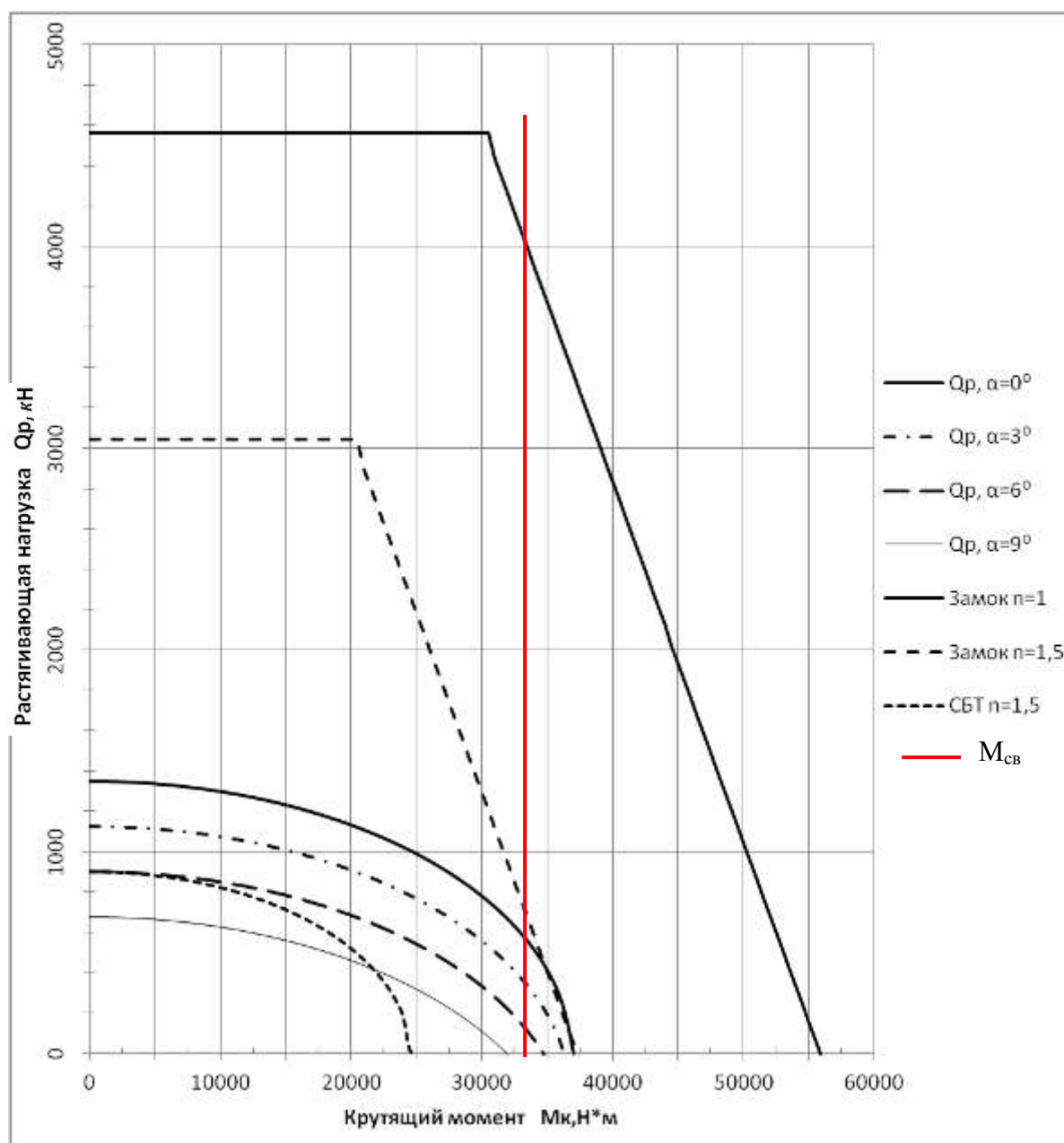


Рисунок 1.39 – Области применения трубы 114,3x10,9 Д ПН NC50(161,9/92,1) при запасах прочности $n=1; 1,5$

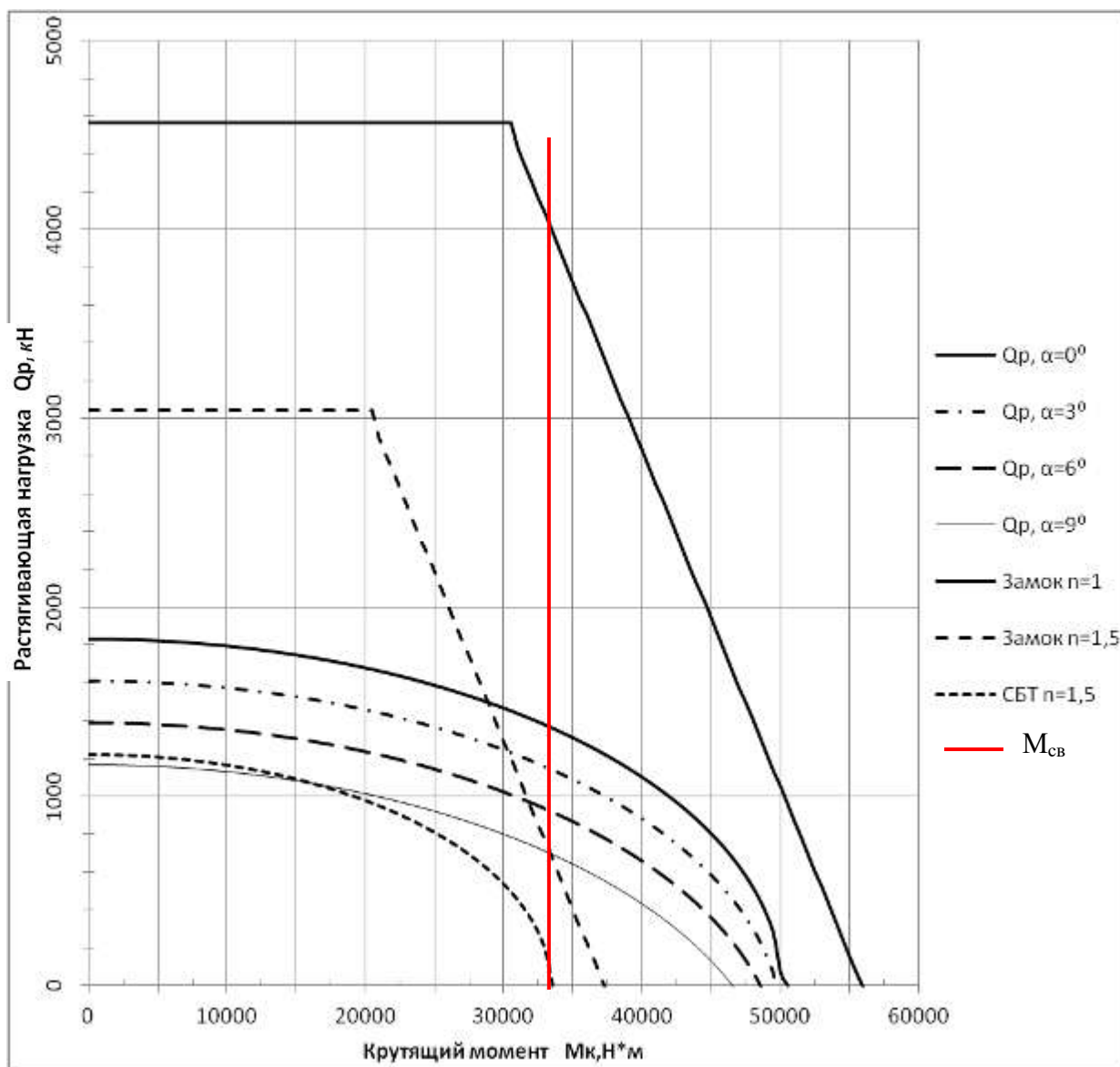


Рисунок 1.40 – Области применения трубы 114,3х10,9 Е ПН NC50(161,9/92,1) при запасах прочности $n=1; 1,5$

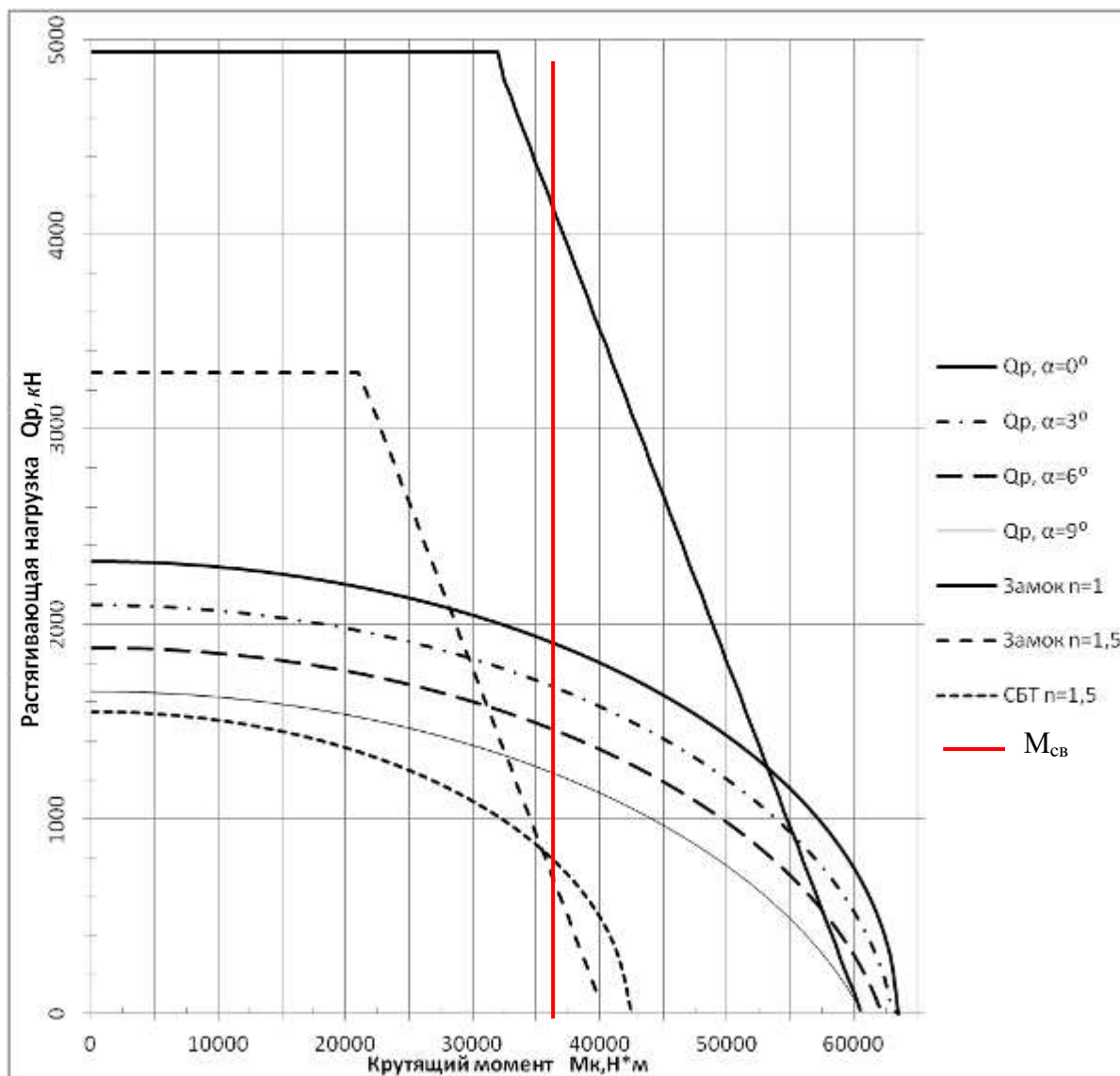


Рисунок 1.41 – Области применения трубы 114,3x10,9 Л ПН NC50(161,9/88,9) при запасах прочности $n=1; 1,5$

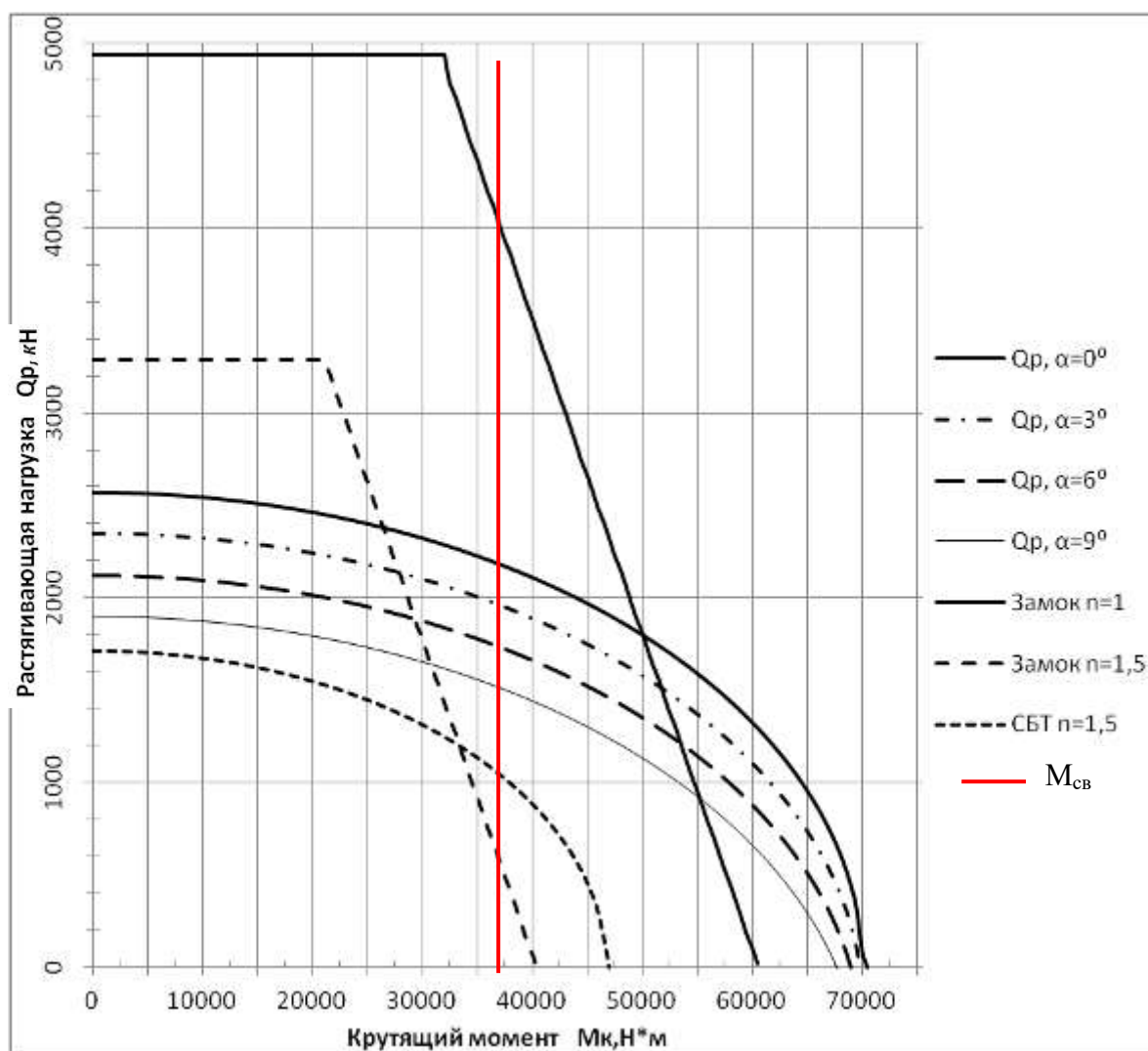


Рисунок 1.42 – Области применения трубы 114,3x10,9 М ПН NC50(161,9/88,9) при запасах прочности $n=1; 1,5$

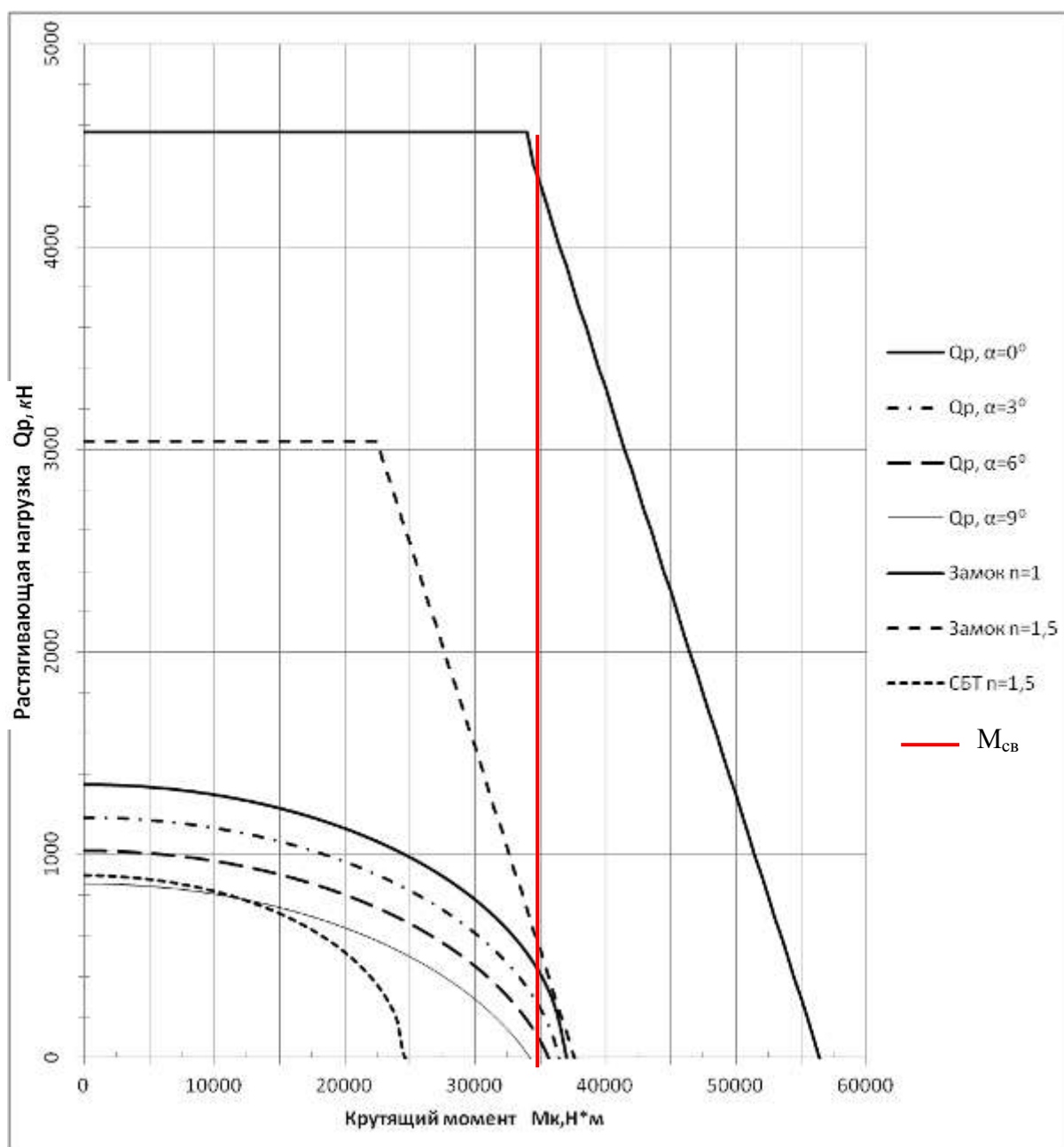


Рисунок 1.43 – Области применения трубы 114,3х10,9 D EU NC50(168,3/92,1) при запасах прочности $n=1; 1,5$

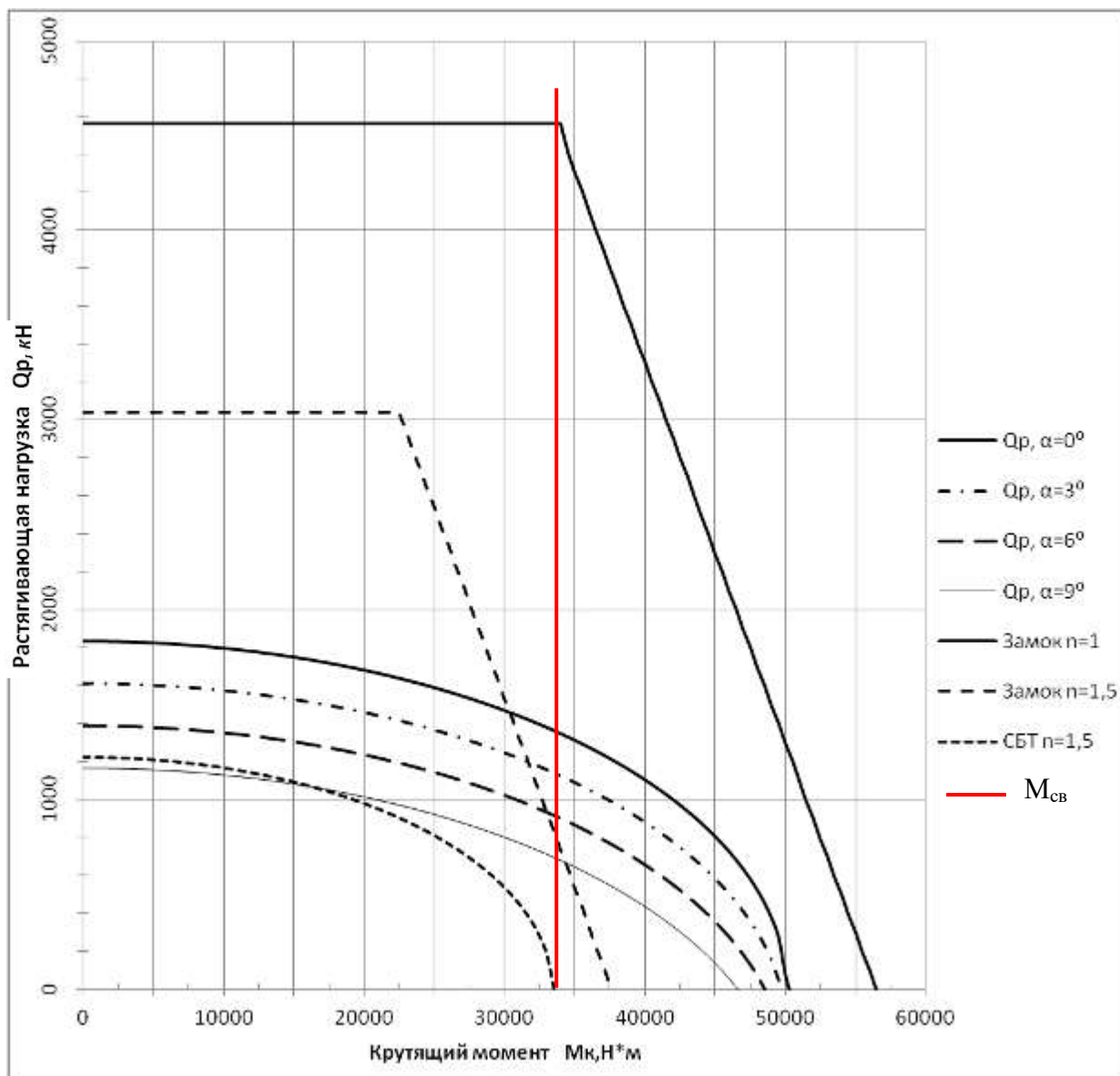


Рисунок 1.44 – Области применения трубы 114,3x10,9 Е,Е ЕУ,ПН NC50(168,3/92,1) при запасах прочности $n=1$; 1,5

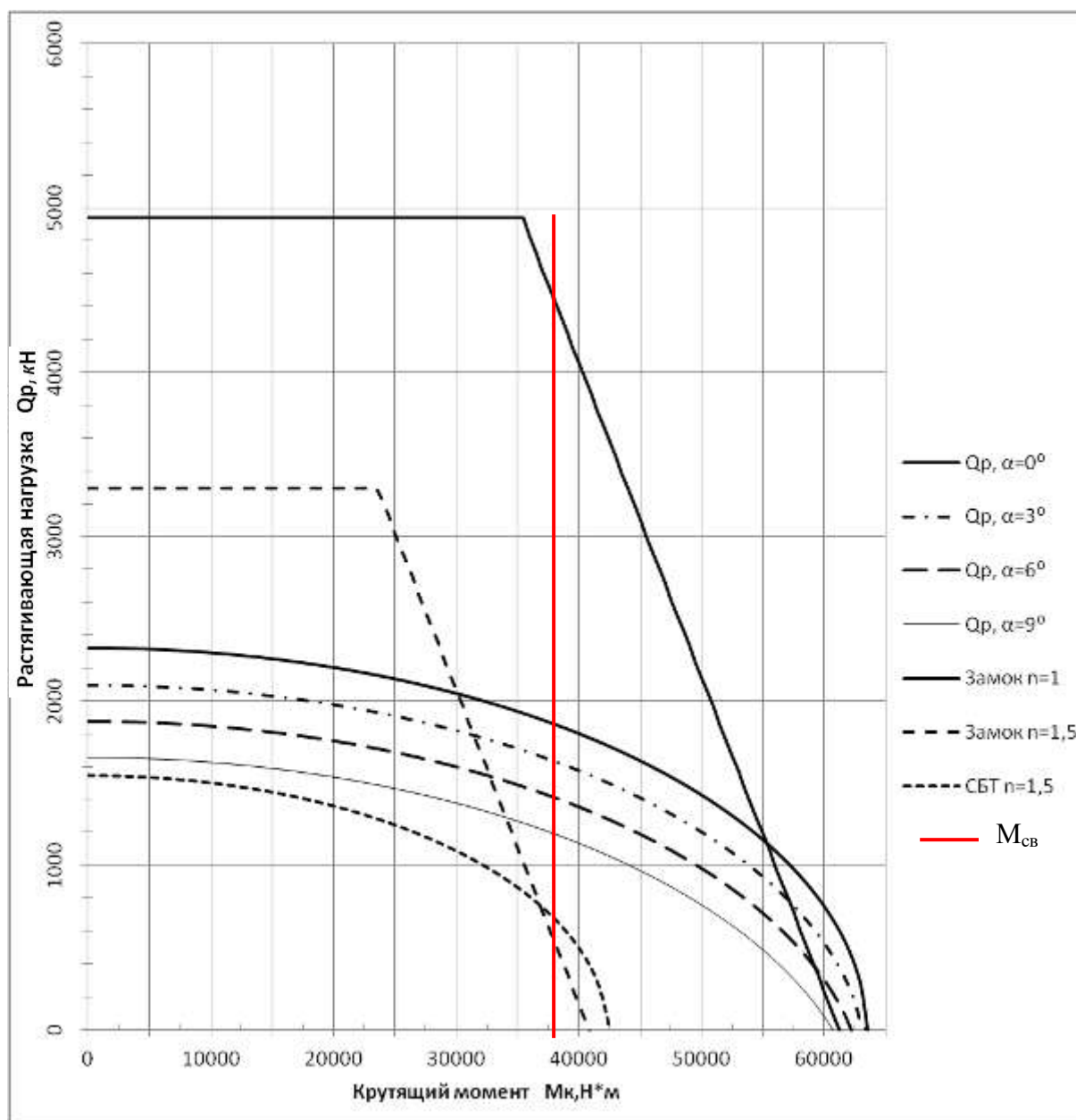


Рисунок 1.45 – Области применения трубы 114,3x10,9 Х,Л ЕУ,ПН NC50(168,3/88,9) при запасах прочности $n=1; 1,5$

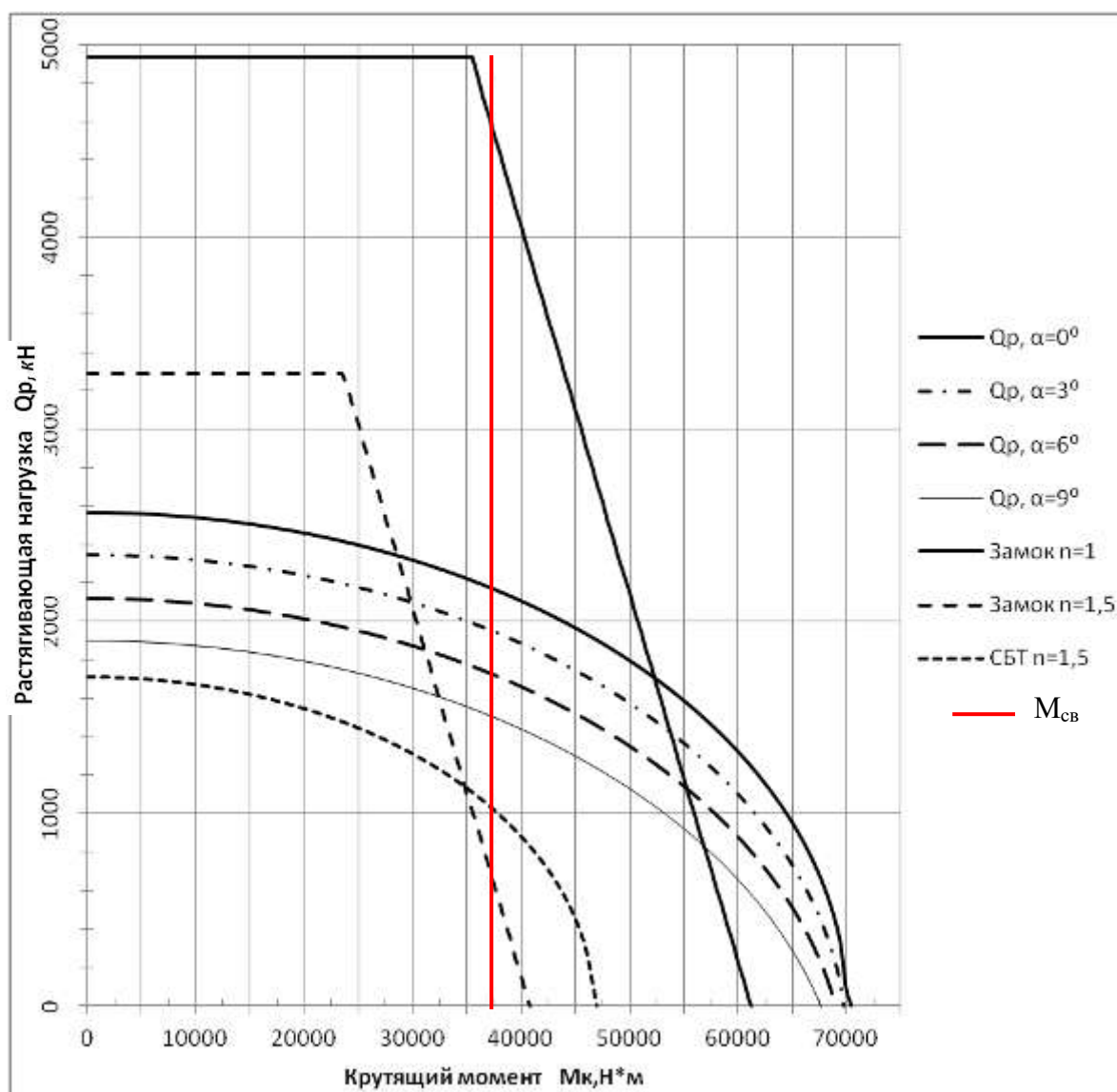


Рисунок 1.46 – Области применения трубы 114,3x10,9 G,М EU,ПН NC50(168,3/88,9) при запасах прочности $n=1$; 1,5

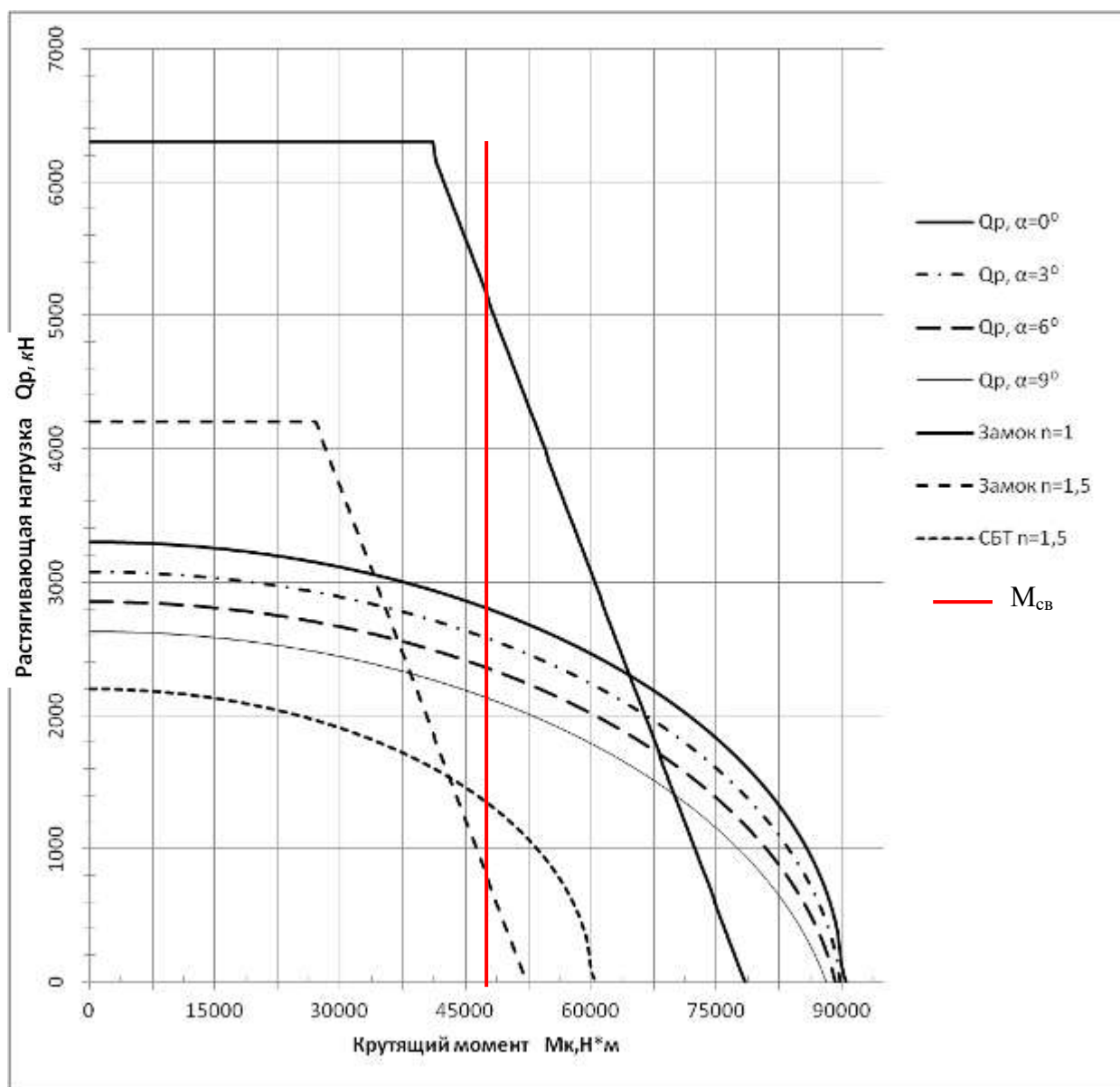


Рисунок 1.47 – Области применения трубы 114,3x10,9 S,P EU,ПН NC50(168,3/76,2) при запасах прочности $n=1; 1,5$

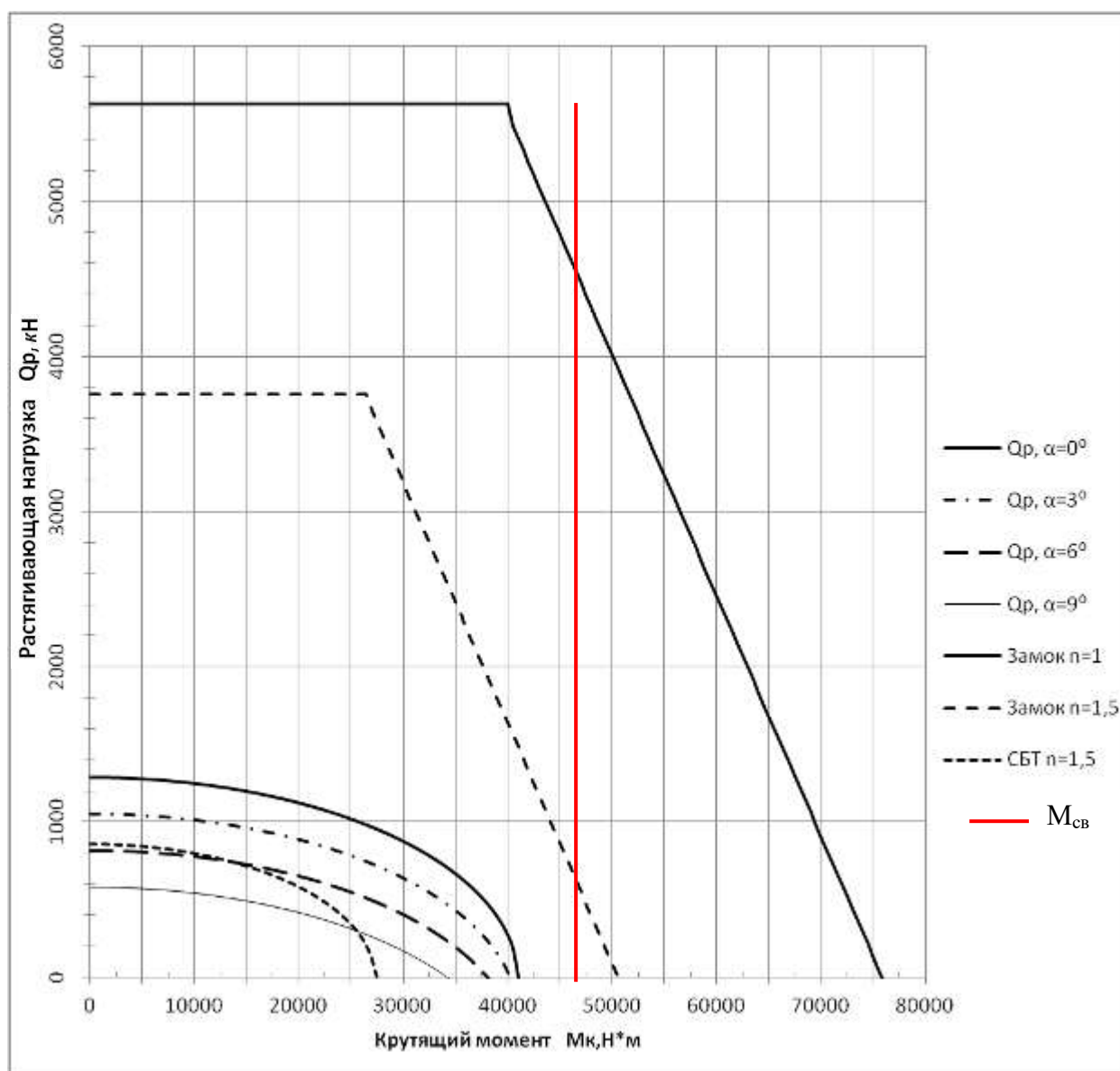


Рисунок 1.48 – Области применения трубы 127х9,2 Д ПН 5 ½FH(177,8/101,6) при запасах прочности $n=1; 1,5$

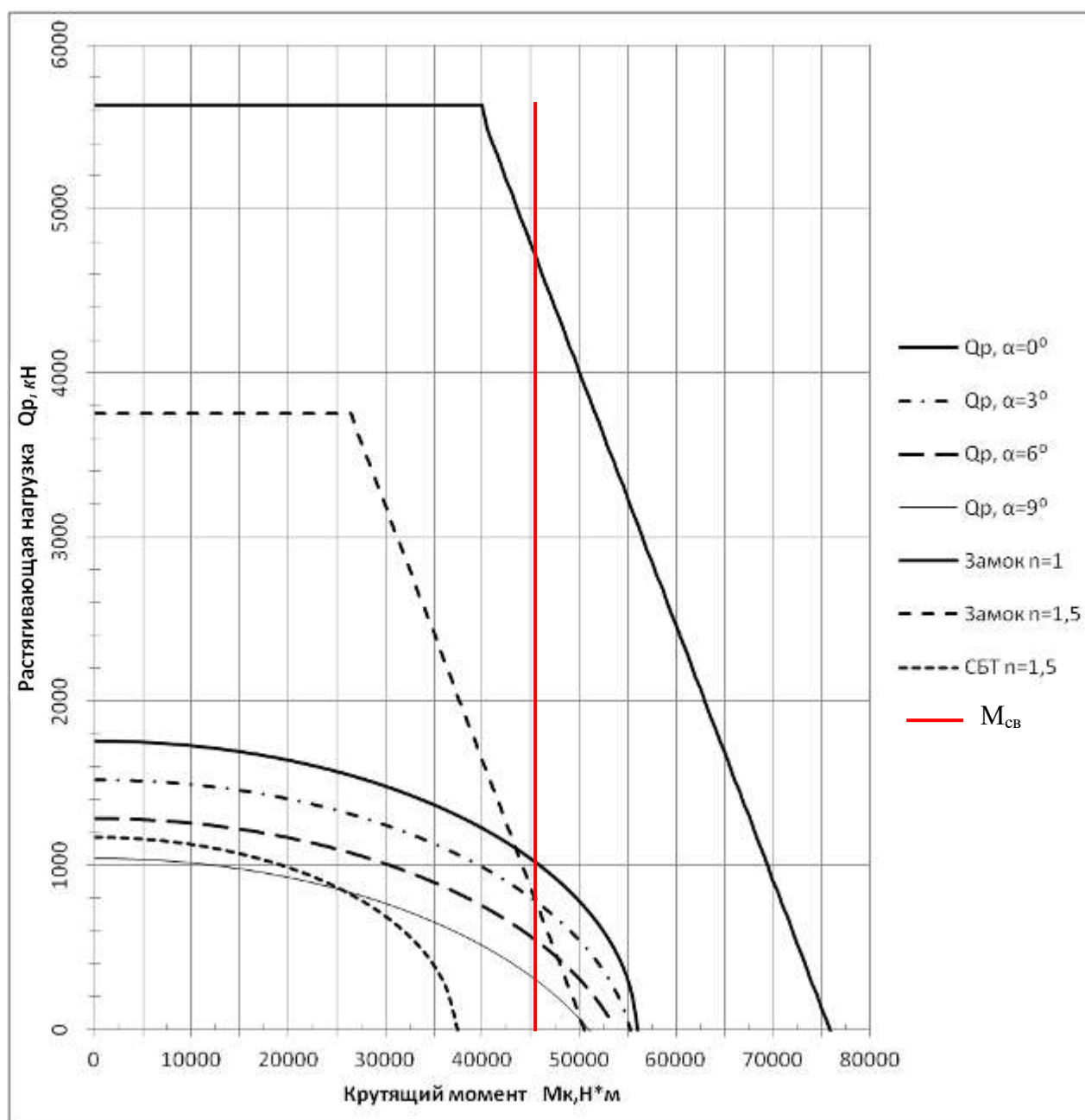


Рисунок 1.49 – Области применения трубы 127х9,2 Е ПН 5 ½FH(177,8/101,6) при запасах прочности $n=1; 1,5$

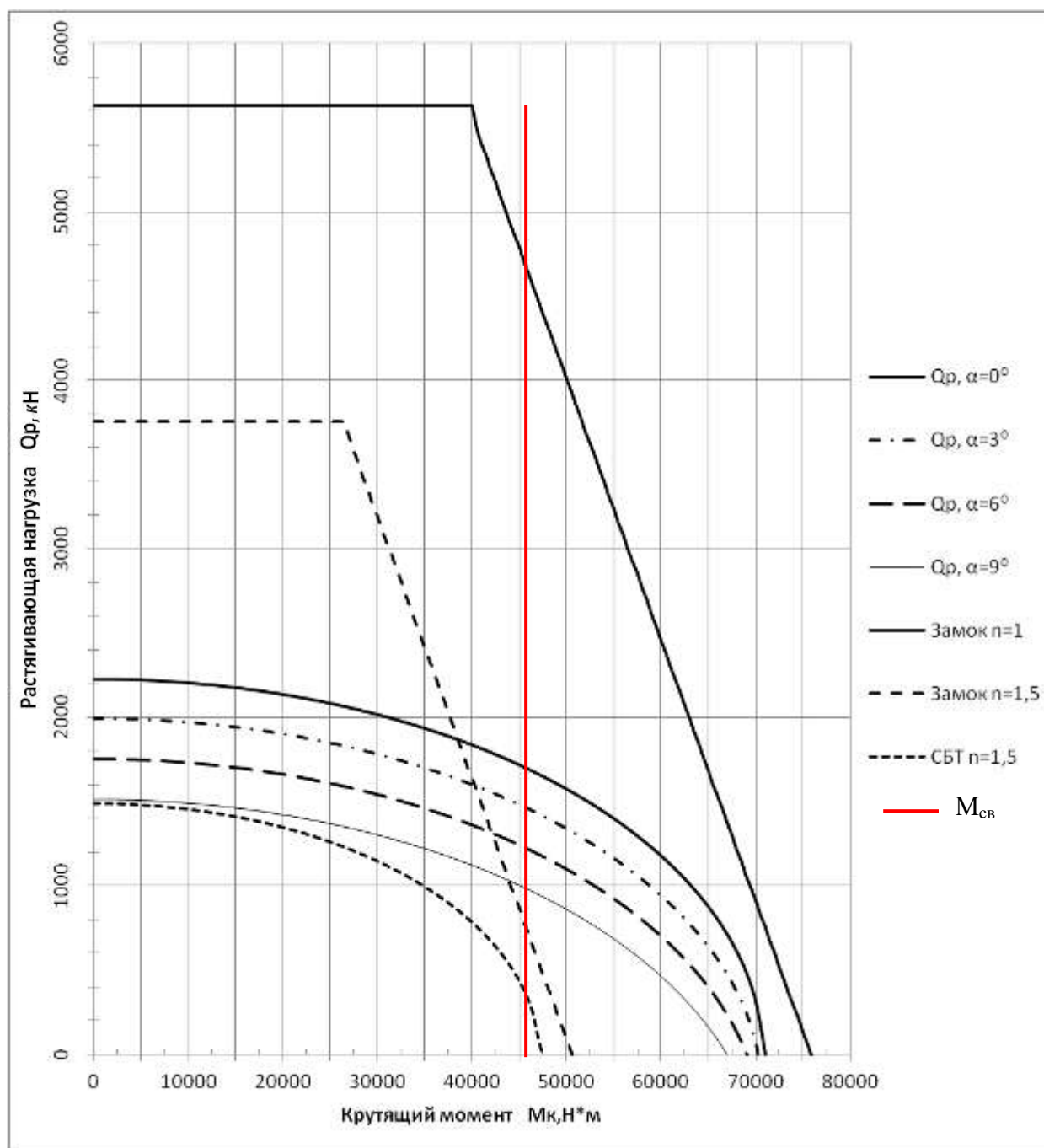


Рисунок 1.50 – Области применения трубы 127х9,2 Л ПН 5 ½FH(177,8/101,6) при запасах прочности $n=1; 1,5$

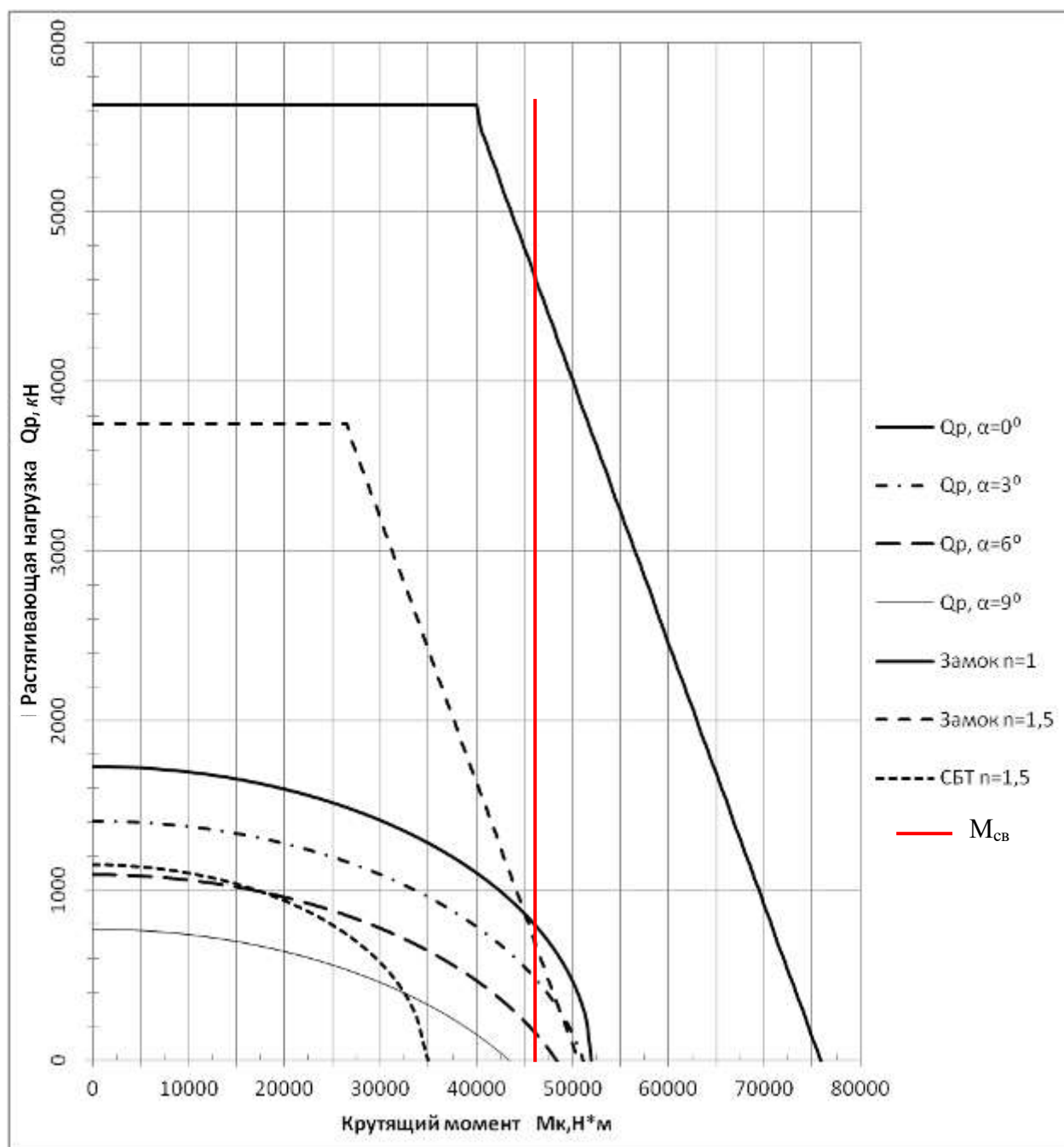


Рисунок 1.51 – Области применения трубы 127x12,7 Д ПН 5 ½FN(177,8/101,6) при запасах прочности $n=1; 1,5$

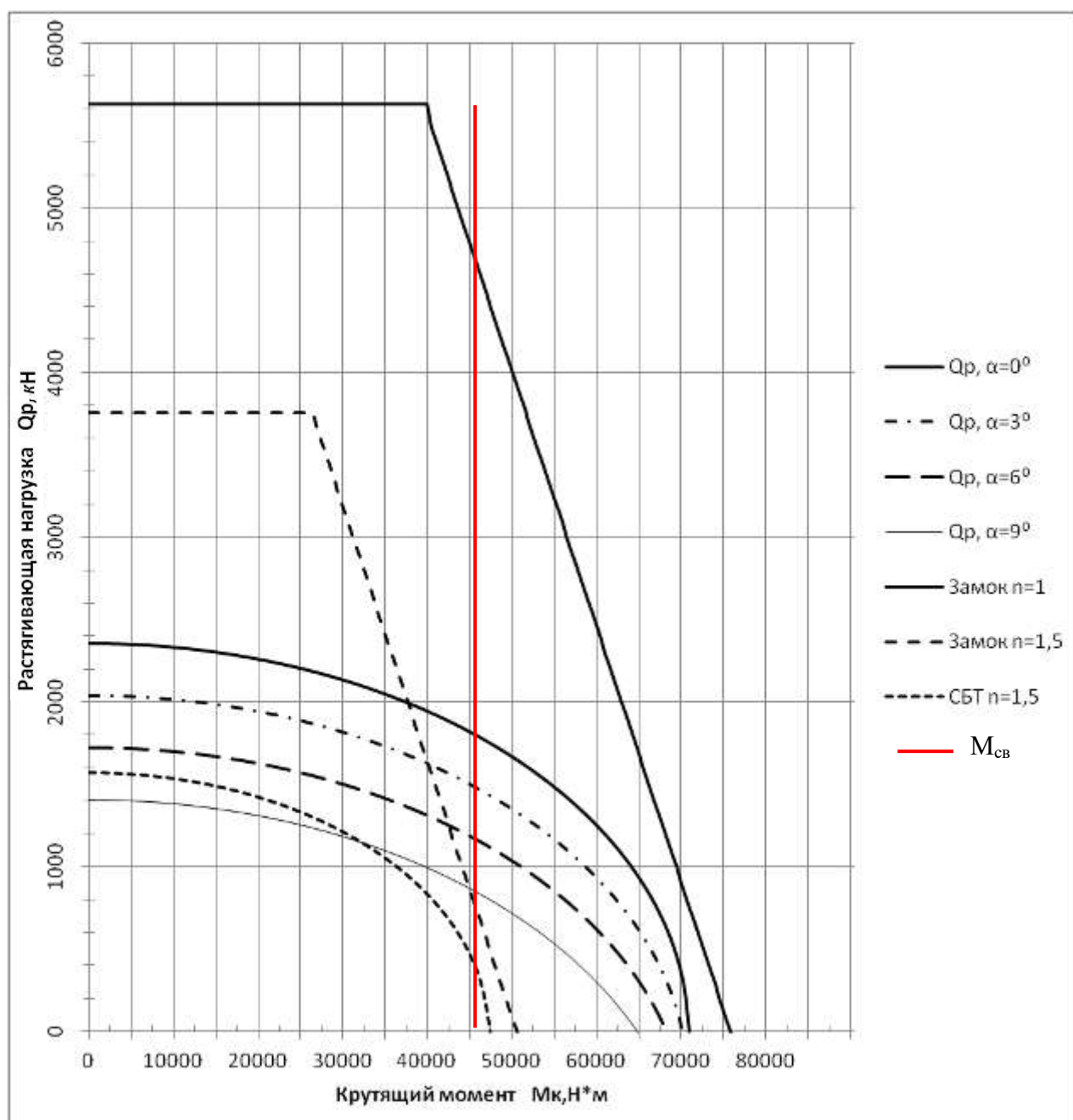


Рисунок 1.52 – Области применения трубы 127х12,7 Е ПН 5 ½FN(177,8/101,6) при запасах прочности $n=1; 1,5$

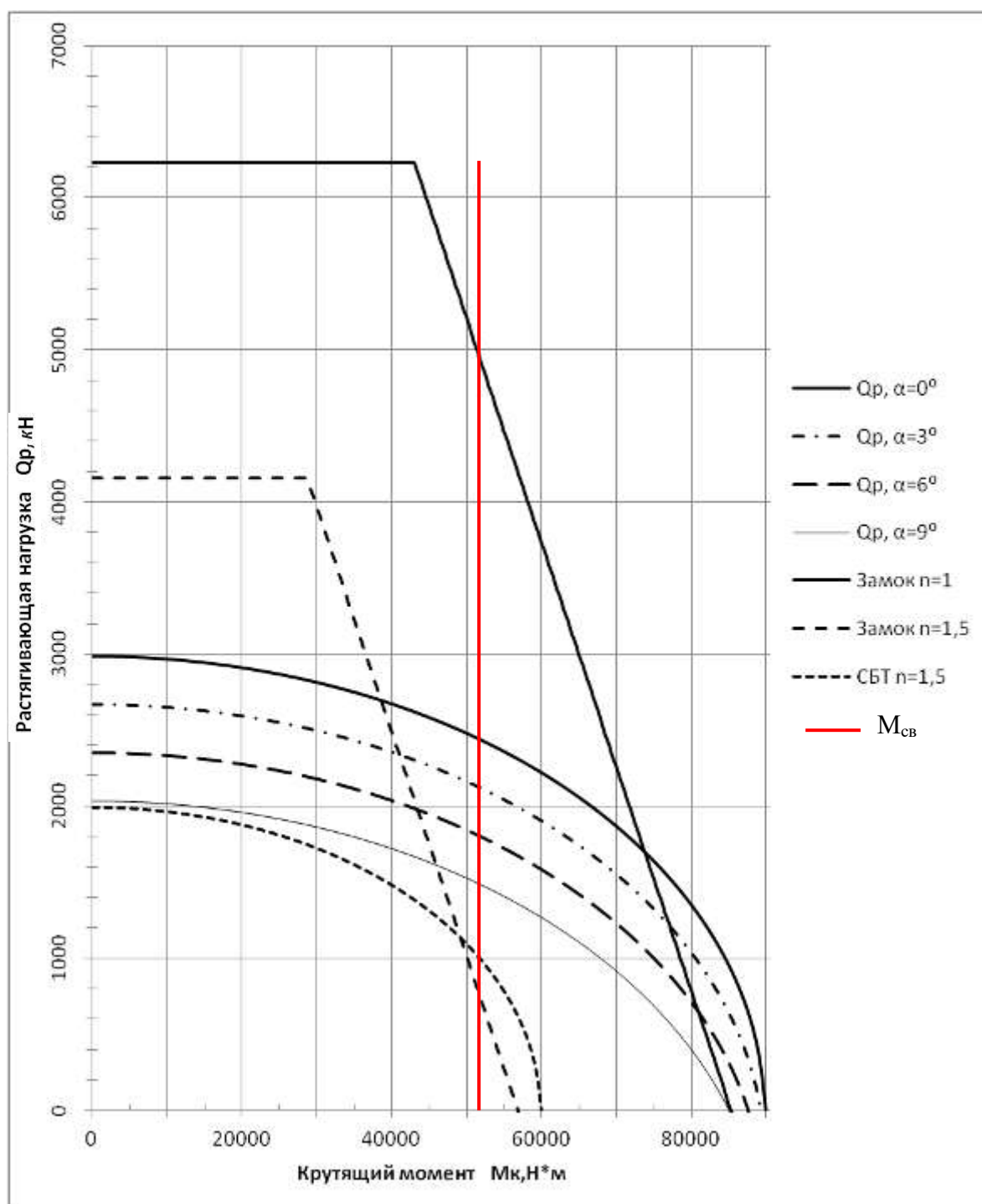


Рисунок 1.53 – Области применения трубы 127х12,7 Л ПН 5 ½FH(177,8/95,3) при запасах прочности $n=1; 1,5$

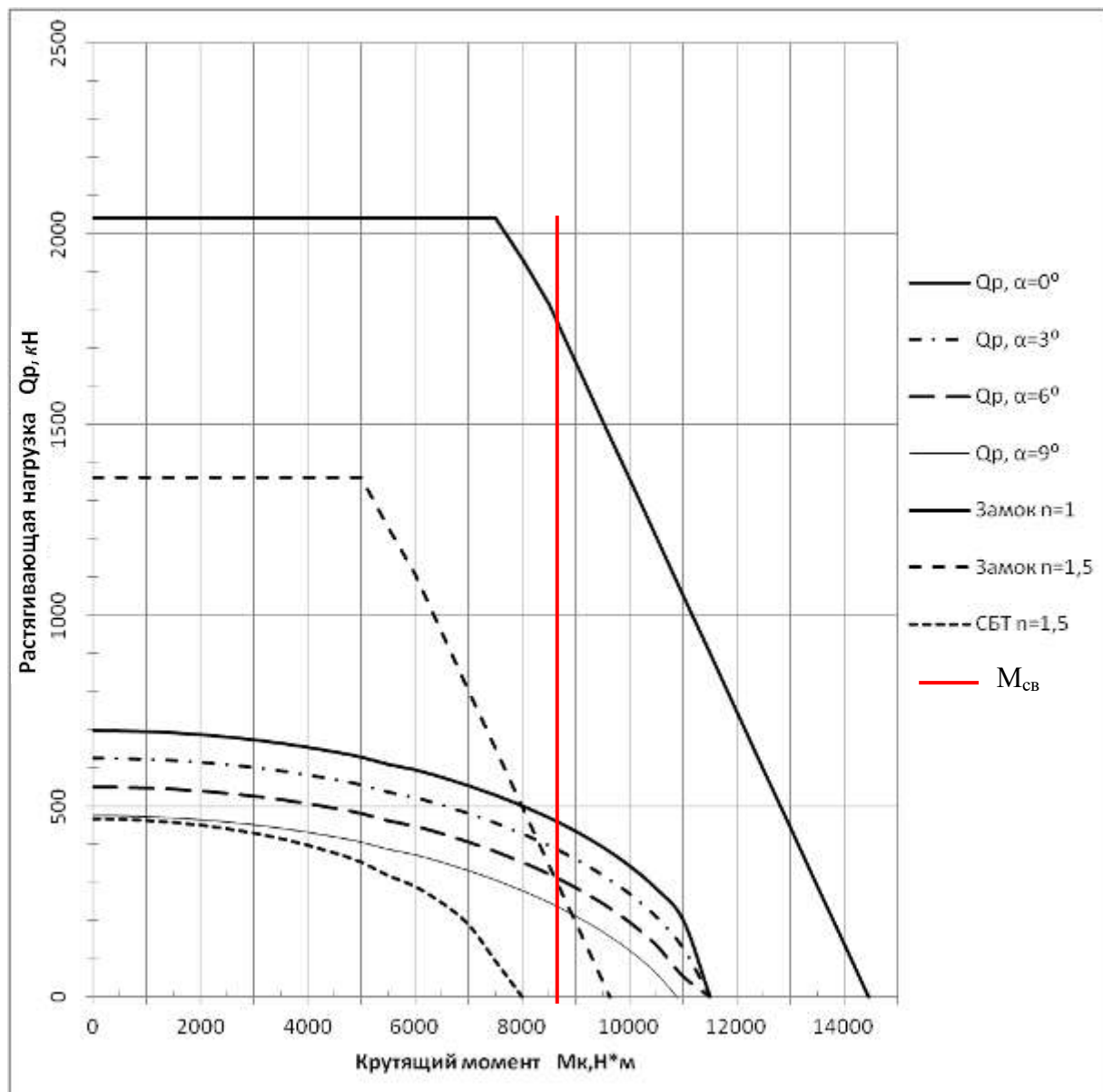


Рисунок 1.54 – Области применения трубы 73x9,19 D IU NC26(95,2/31,8) при запасах прочности $n=1; 1,5$

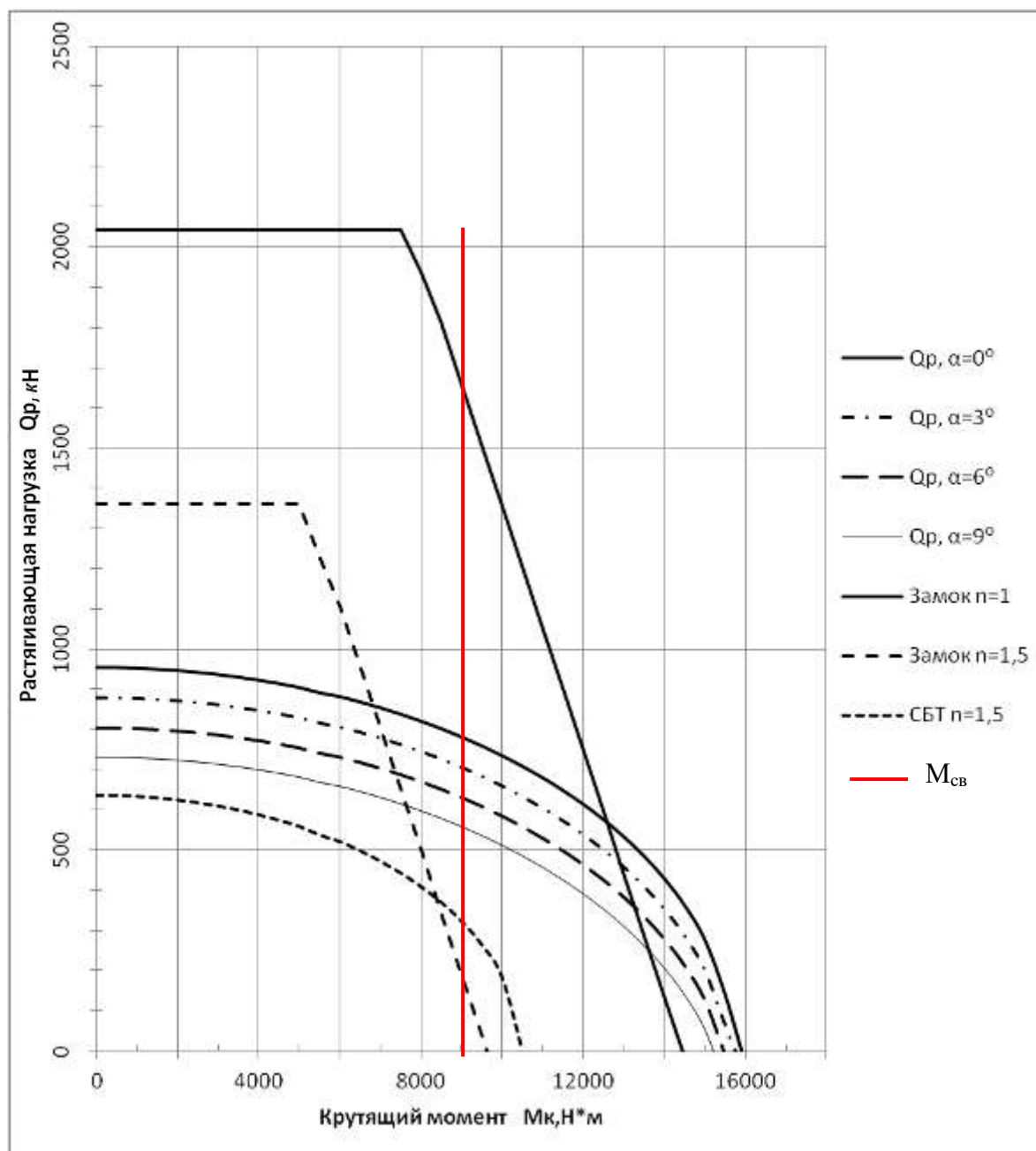


Рисунок 1.55 – Области применения трубы 73x9,19 Е IU NC26(95,2/31,8) при запасах прочности $n=1; 1,5$

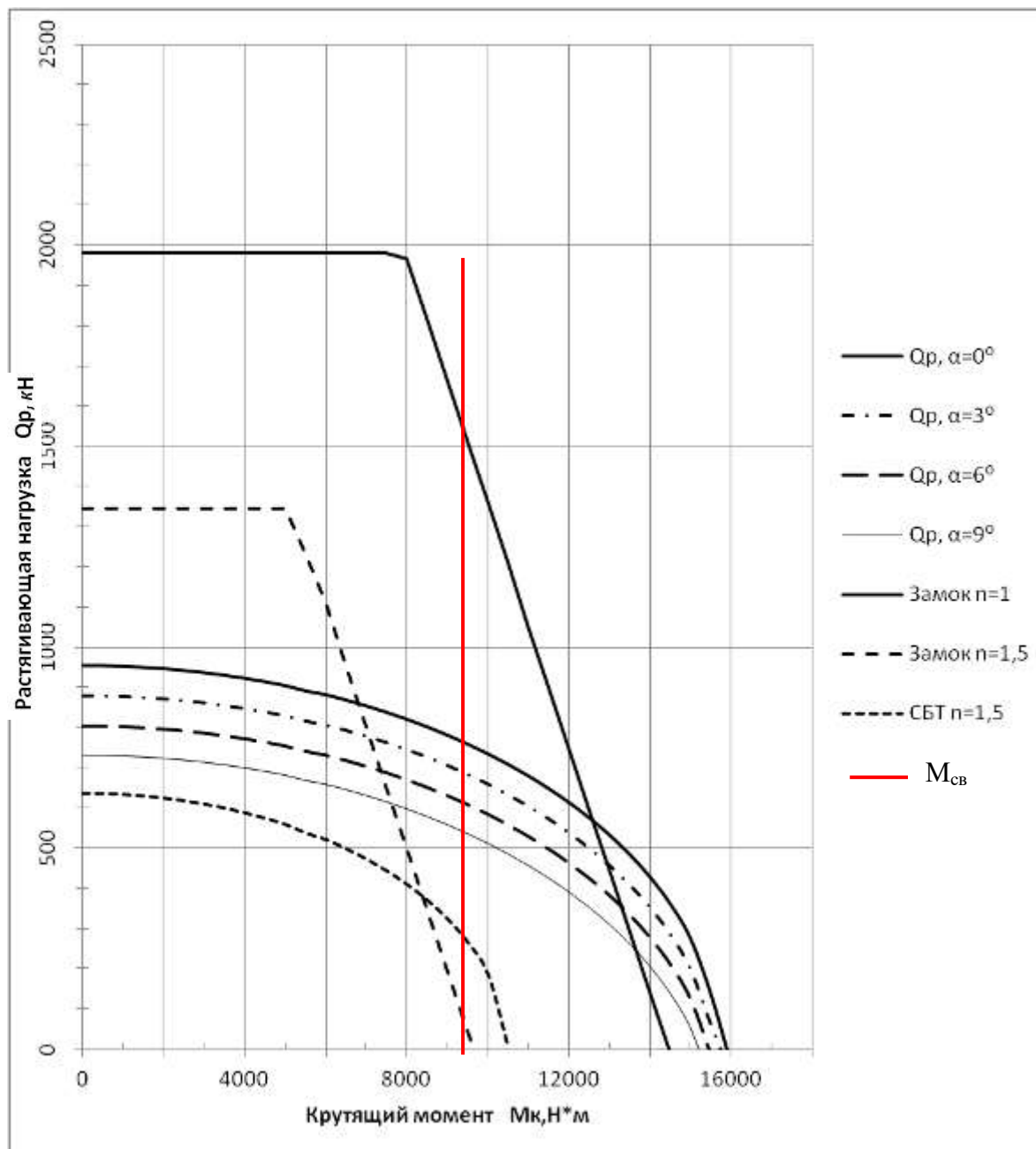


Рисунок 1.56 – Области применения трубы 73x9,19 E IU NC26(95,2/31,8) при запасах прочности $n=1; 1,5$

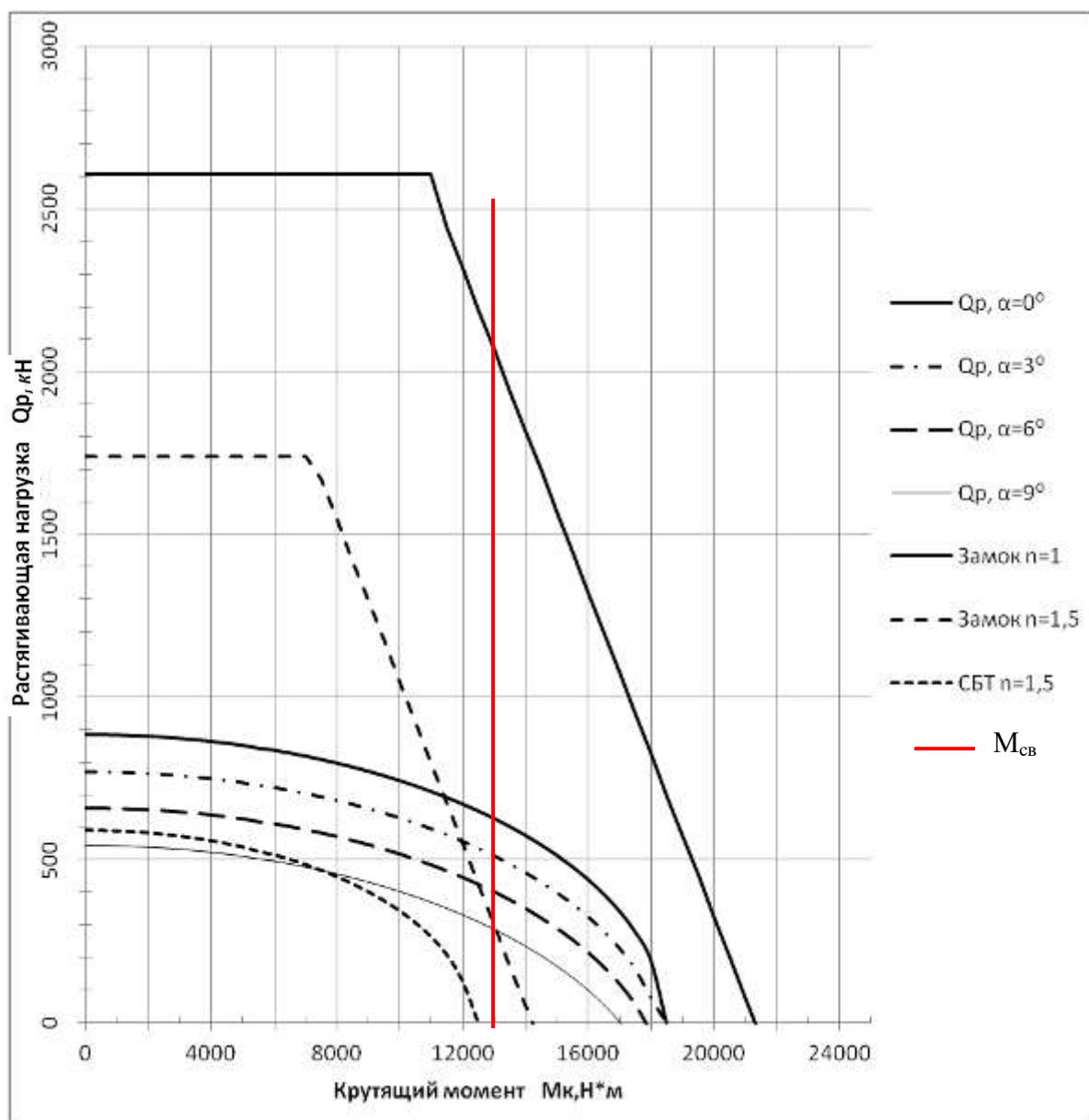


Рисунок 1.57 – Области применения трубы 88,9х9,35 D IU NC31(108,0/44,5) при запасах прочности $n=1; 1,5$

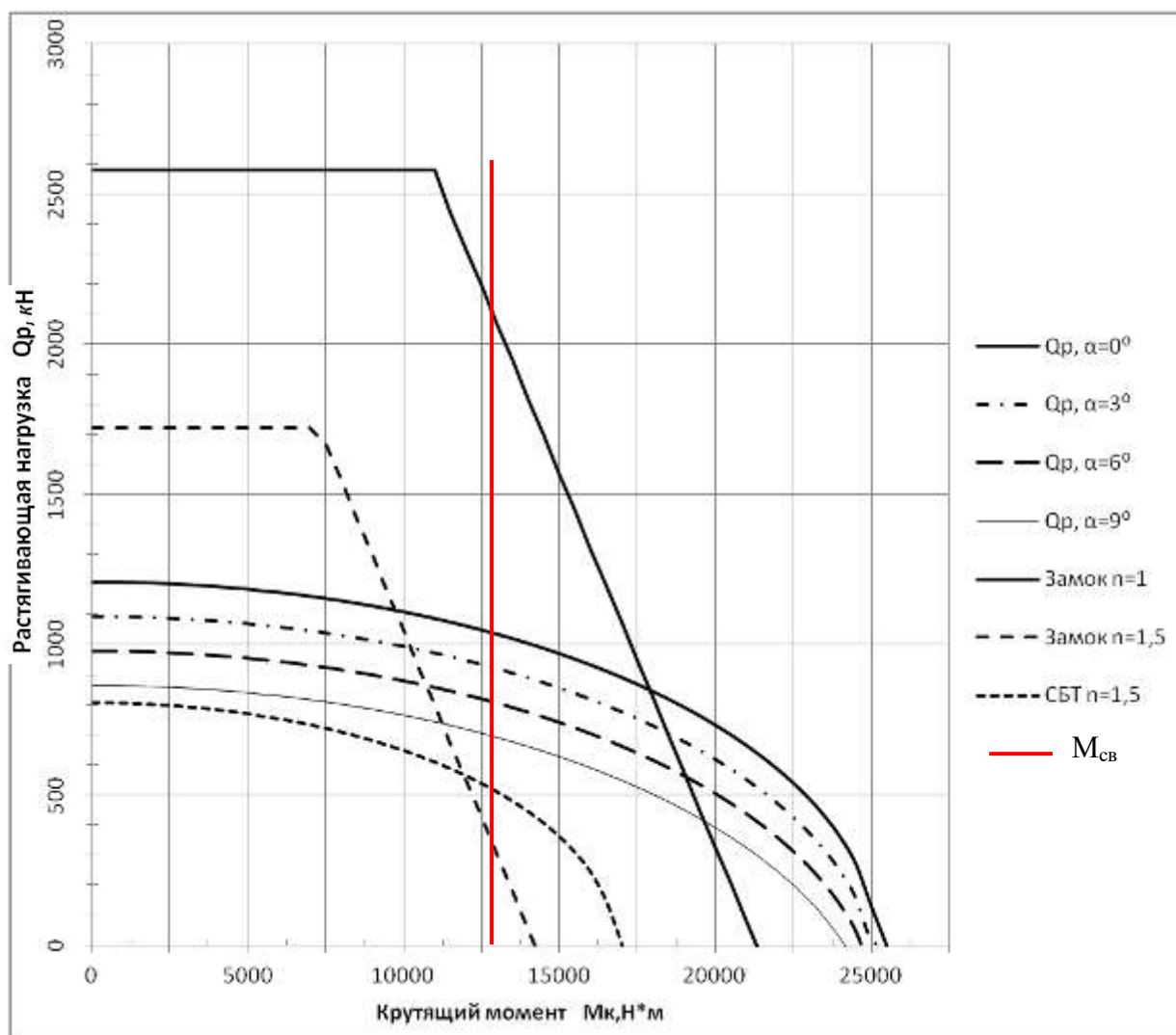


Рисунок 1.58 – Области применения трубы 88,9х9,35 Е IУ NC31(108,0/44,5) при запасах прочности $n=1; 1,5$

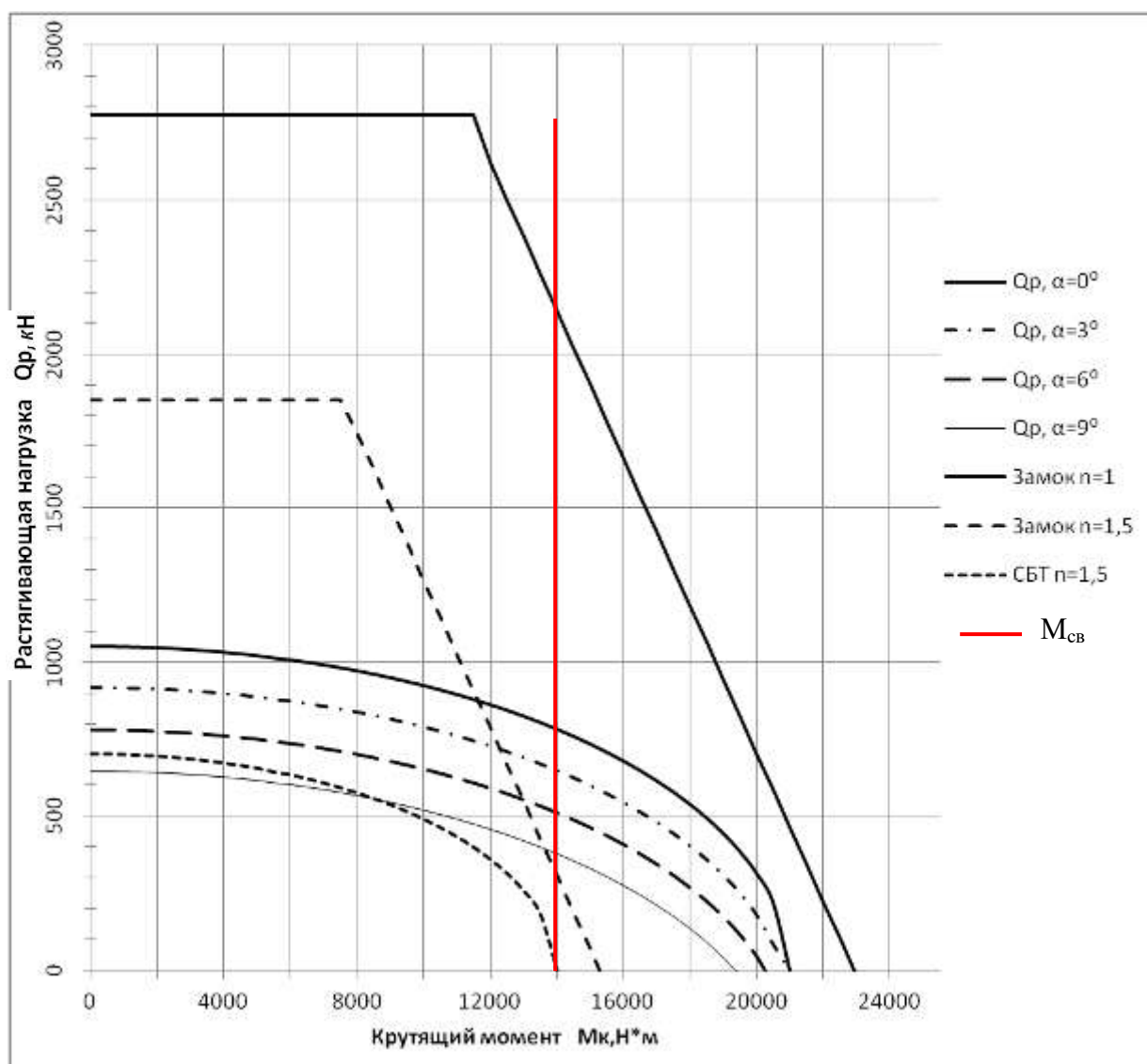


Рисунок 1.59 – Области применения трубы 88,9x11,4 D IU NC31(108,0/41,3) при запасах прочности $n=1; 1,5$

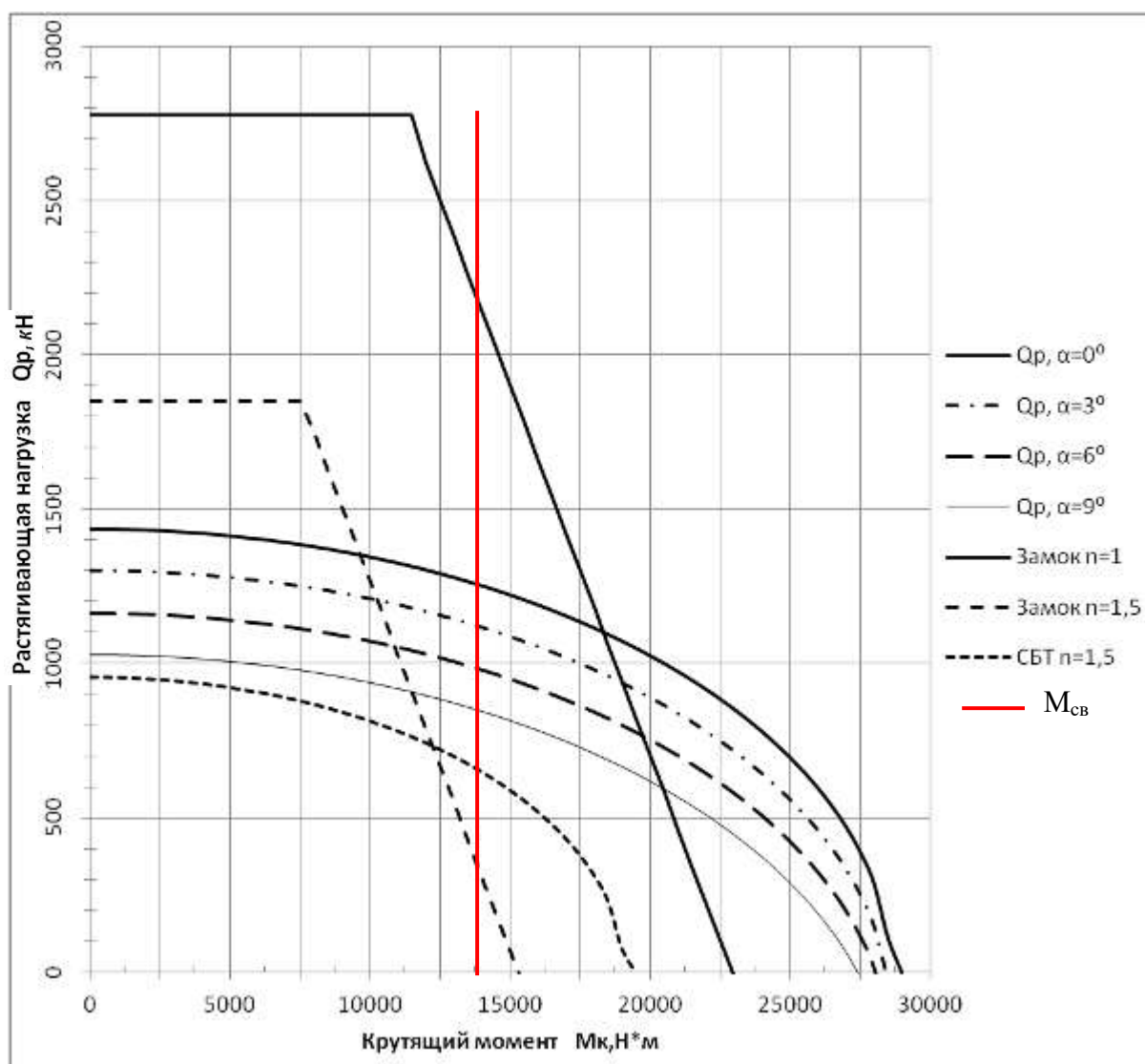


Рисунок 1.60 – Области применения трубы 88,9х11,4 Е IУ NC31(108,0/41,3) при запасах прочности $n=1; 1,5$

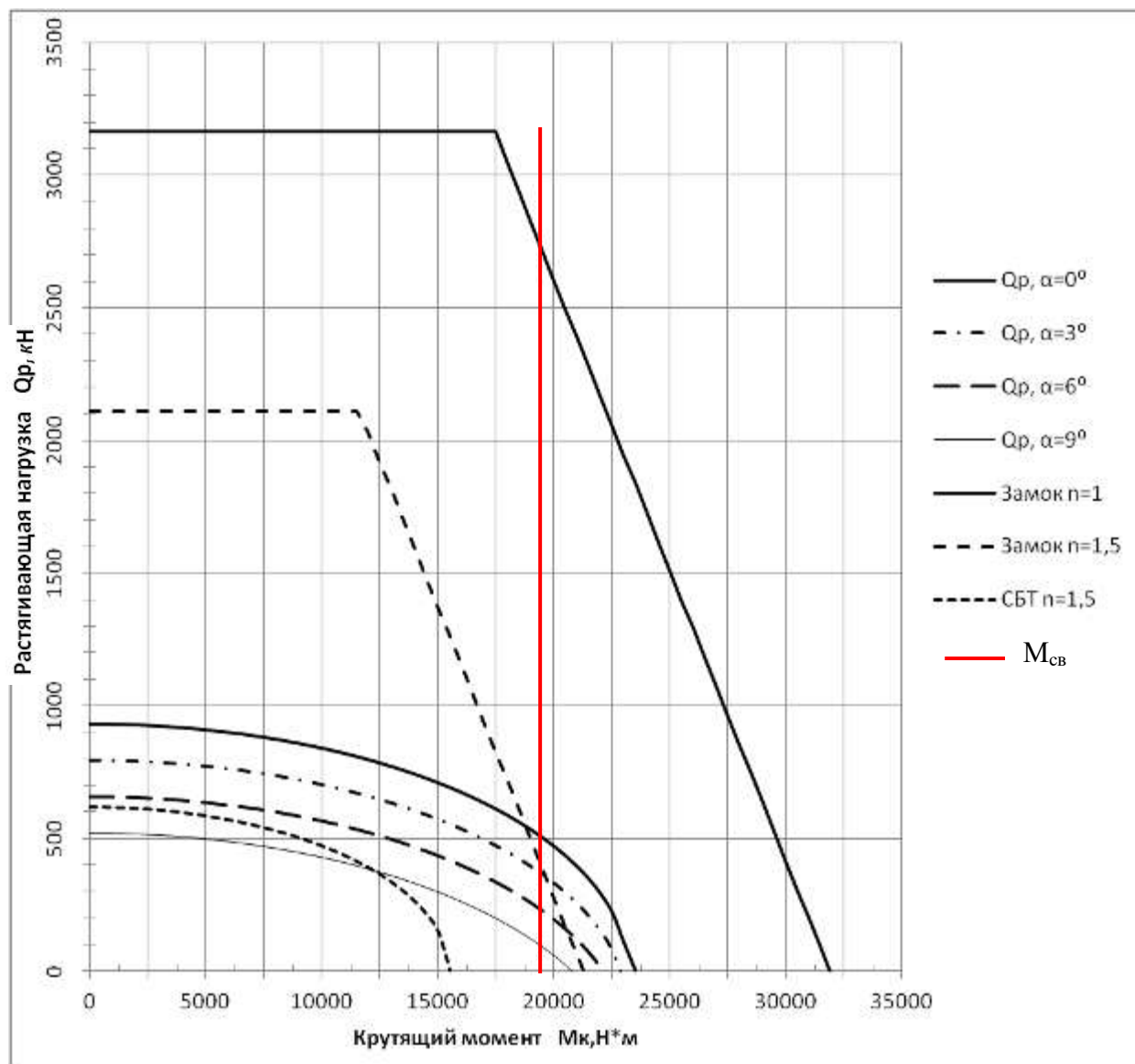


Рисунок 1.61 – Области применения трубы 101,6x8,38 D IU NC40(133,4/71,4) при запасах прочности $n=1; 1,5$

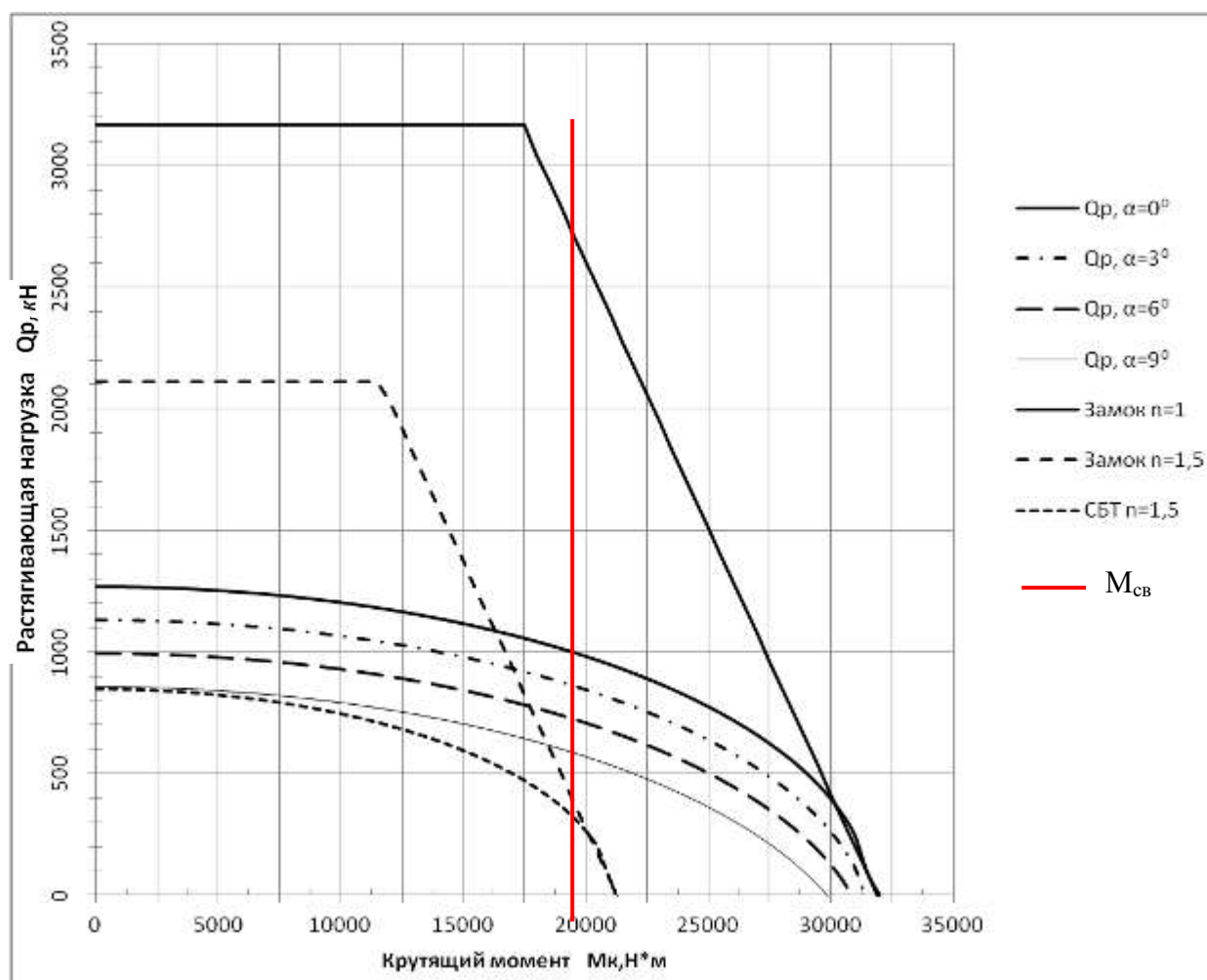


Рисунок 1.62 – Области применения трубы 101,6x8,38 Е,Е IУ,ПК NC40(133,4/71,4) при запасах прочности $n=1; 1,5$

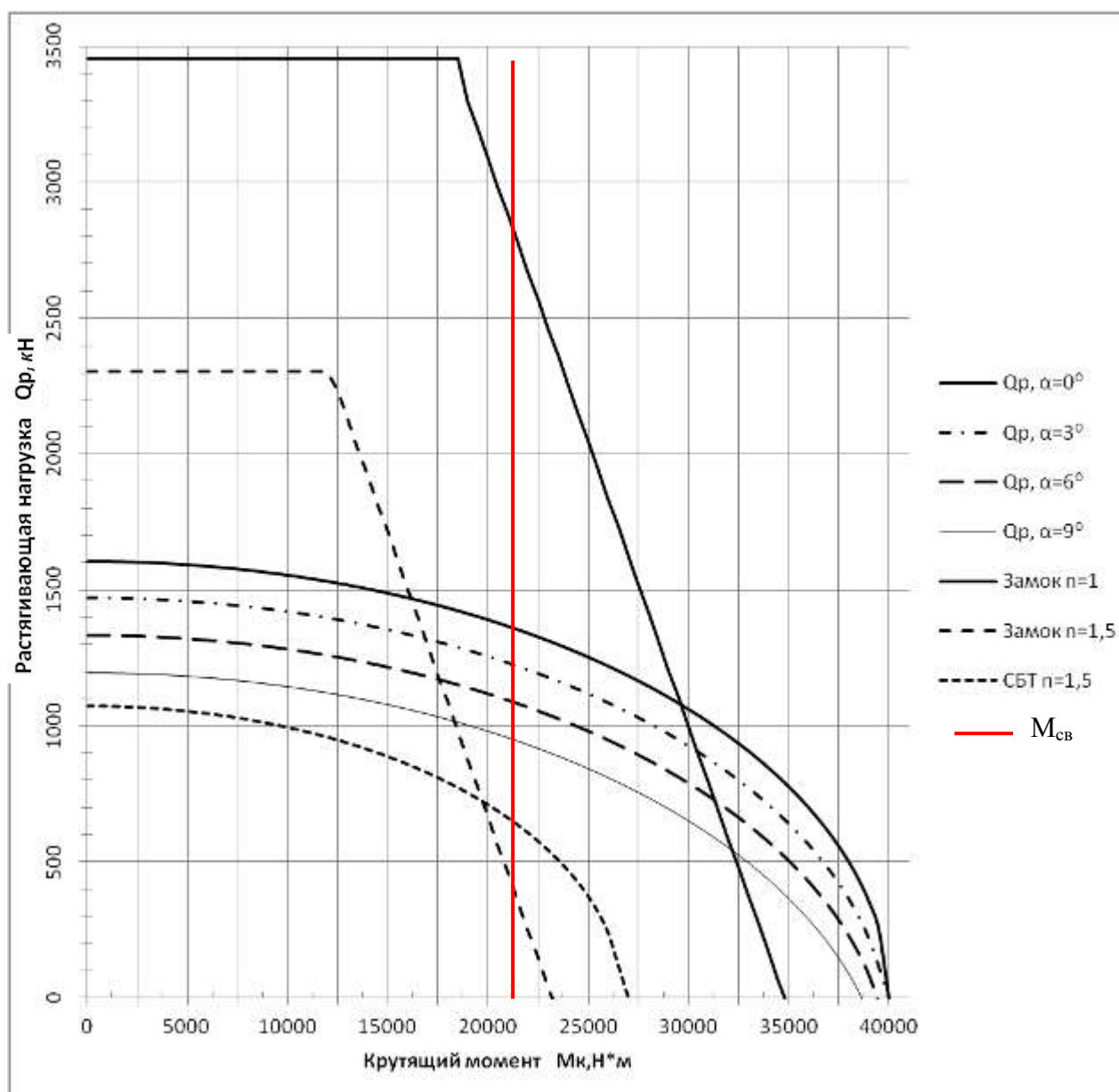


Рисунок 1.63 – Области применения трубы 101,6х8,38 Х,Л ПУ,ПВ NC40(133,4/68,3) при запасах прочности $n=1$; 1,5

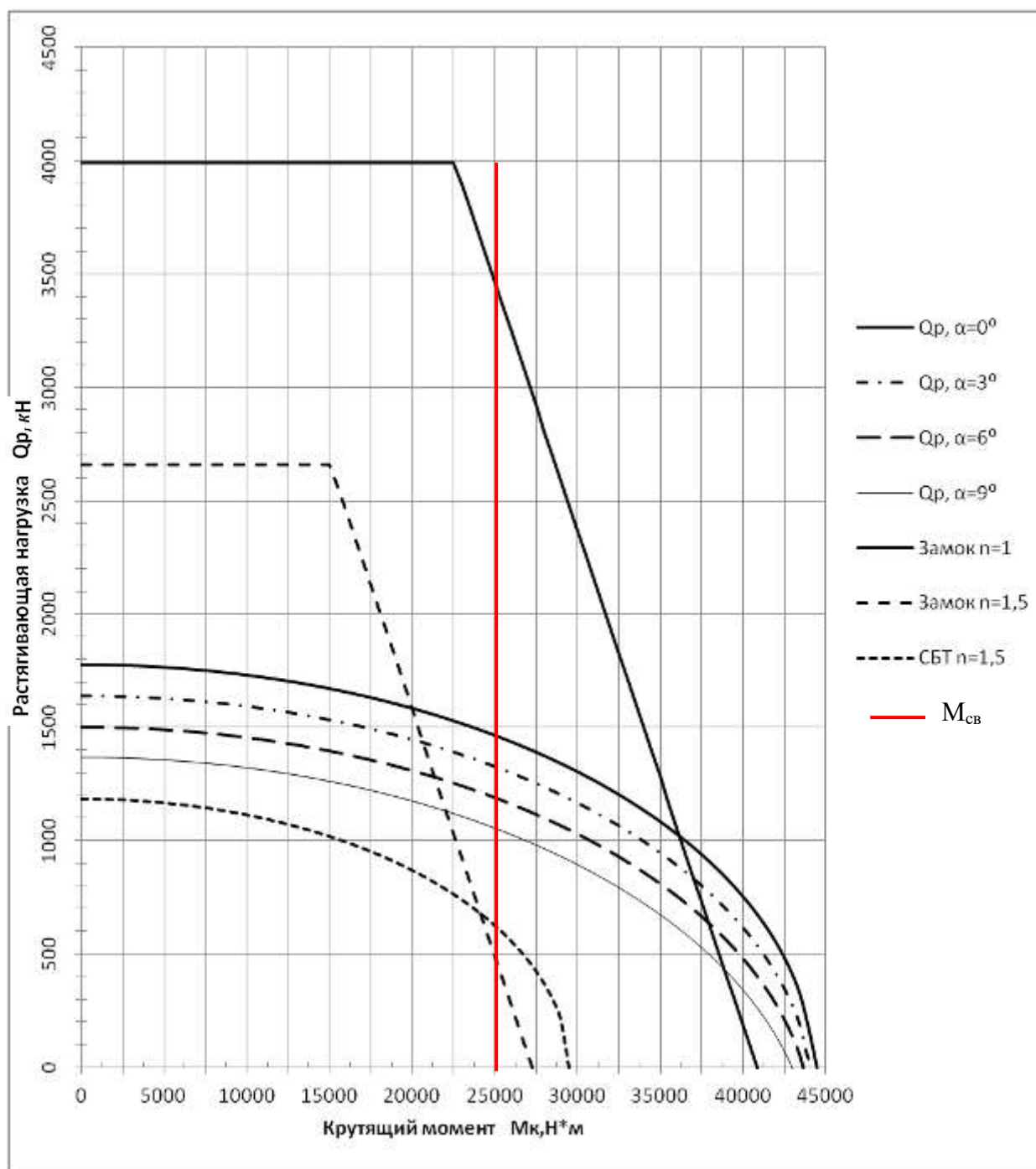


Рисунок 1.64 – Области применения трубы 101,6х8,38 G,М IУ,ПВ NC40(139,7/61,9) при запасах прочности $n=1$; 1,5

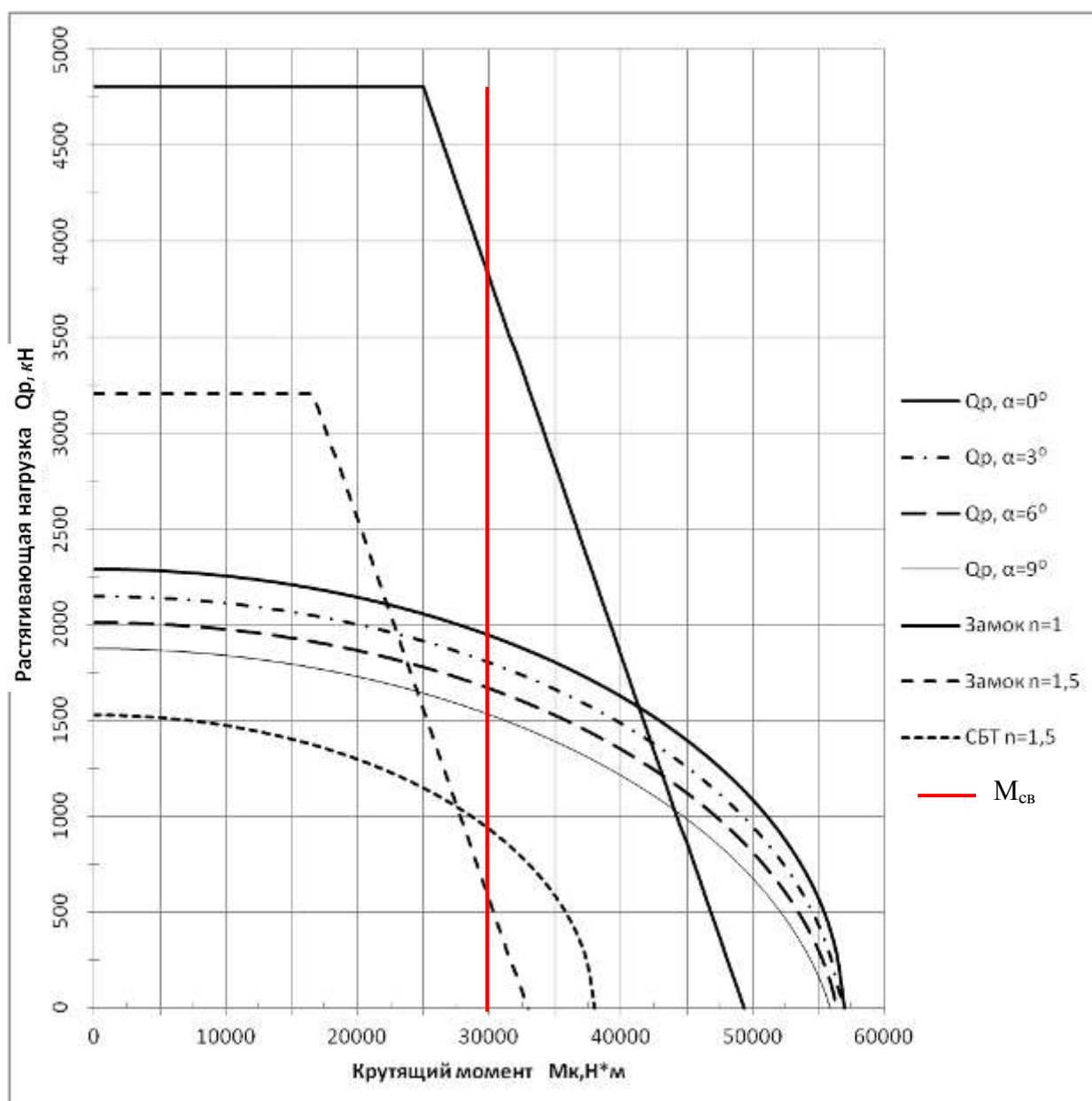


Рисунок 1.65 – Области применения трубы 101,6x8,38 S,P Ю,ПВ NC40(139,7/50,8) при запасах прочности $n=1; 1,5$

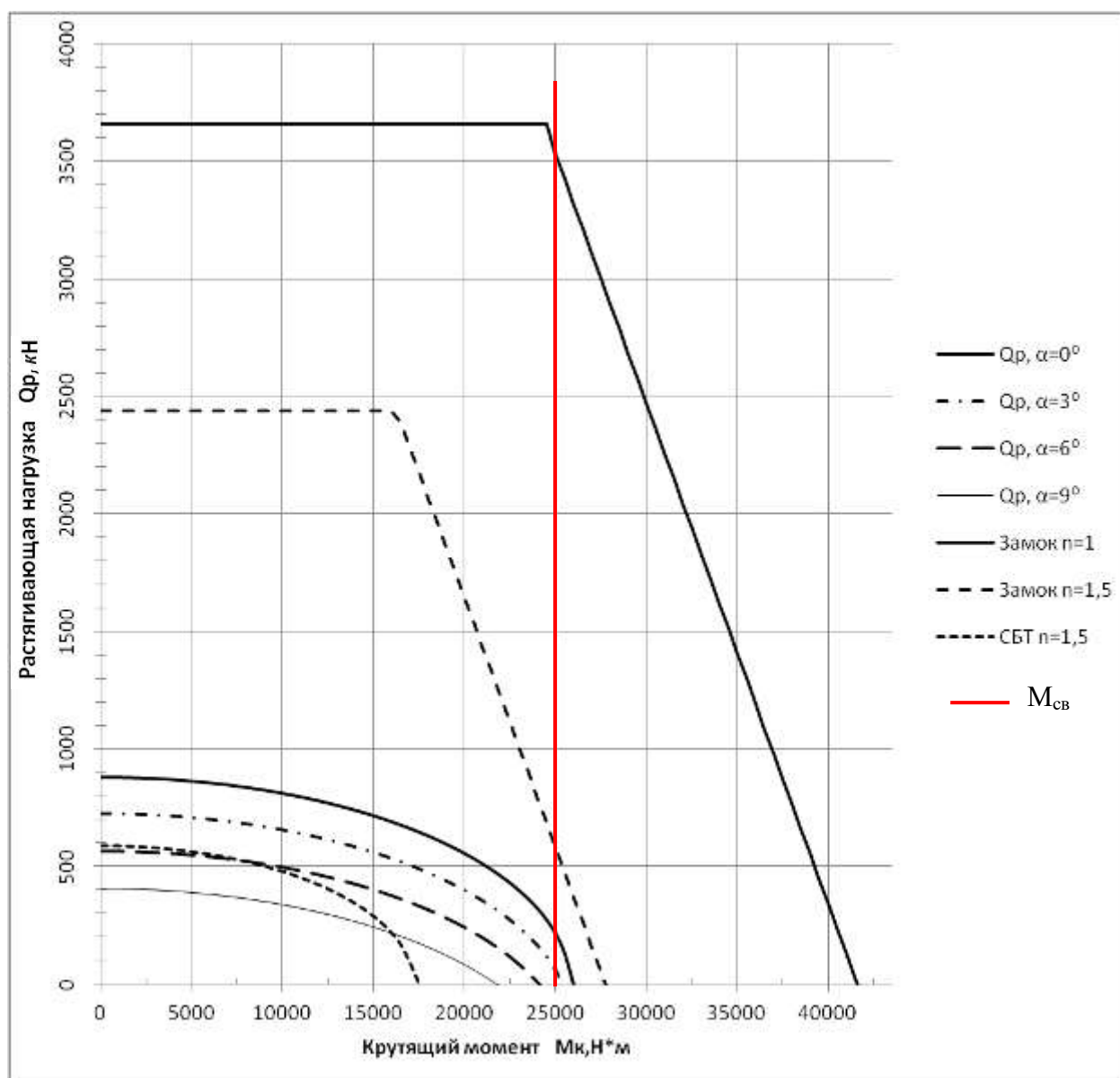


Рисунок 1.66 – Области применения трубы 114,3x6,88 D IU NC46(152,4/85,7) при запасах прочности $n=1; 1,5$

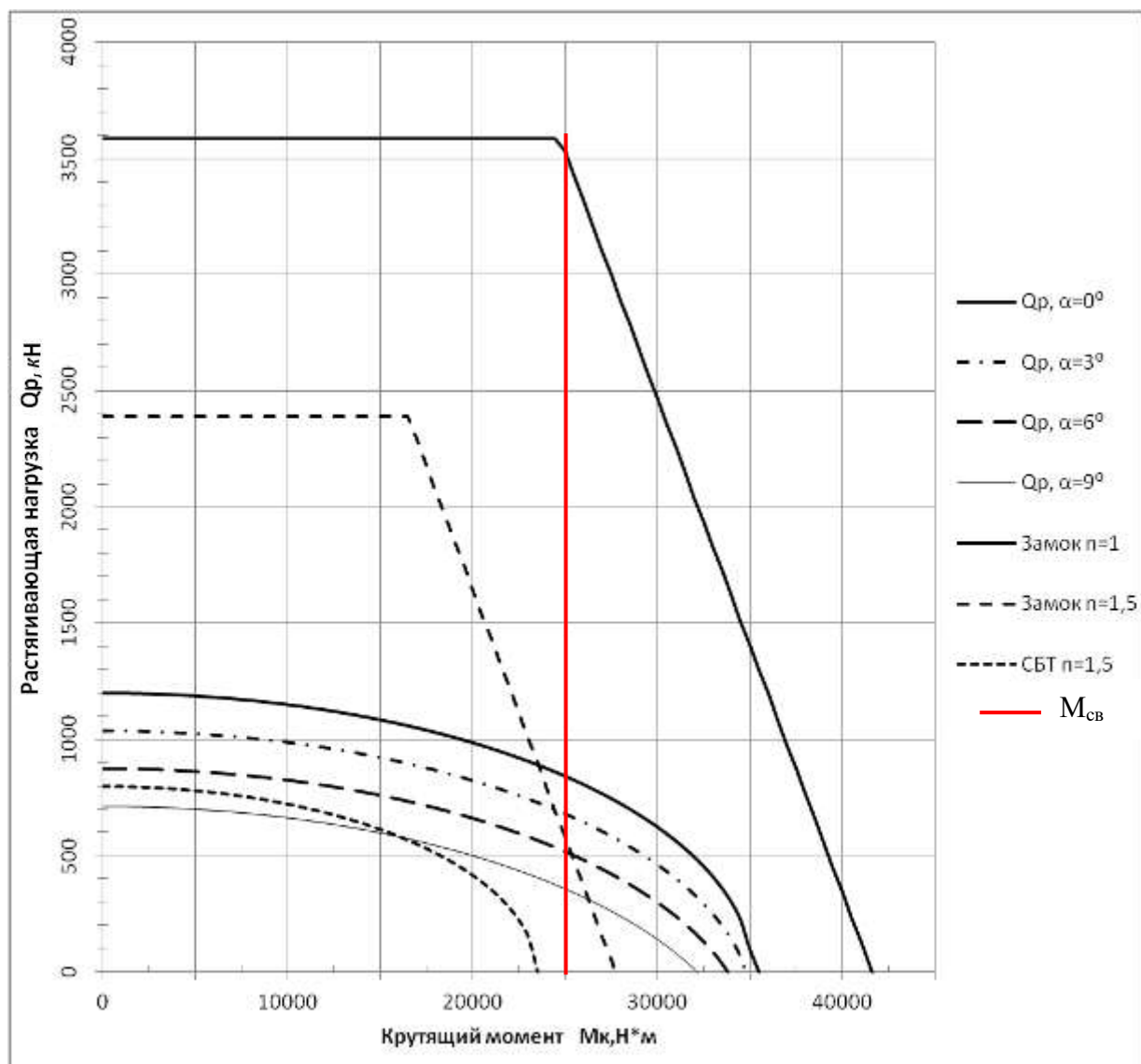


Рисунок 1.67 – Области применения трубы 114,3х6,88 Е,Е IУ NC46(152,4/85,7) при запасах прочности $n=1; 1,5$

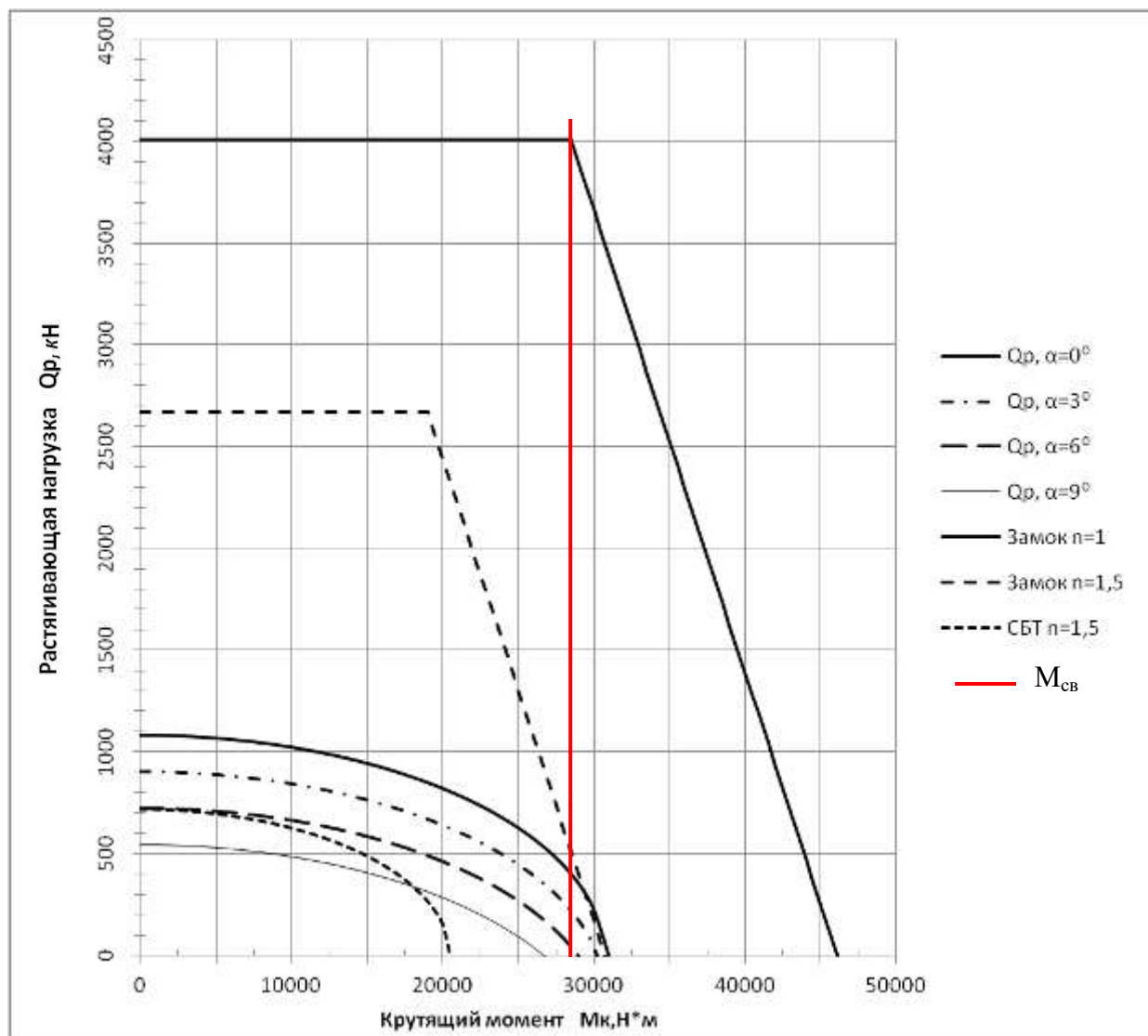


Рисунок 1.68 – Области применения трубы 114,3x8,56 D IEU NC46(158,8/82,6) при запасах прочности $n=1; 1,5$

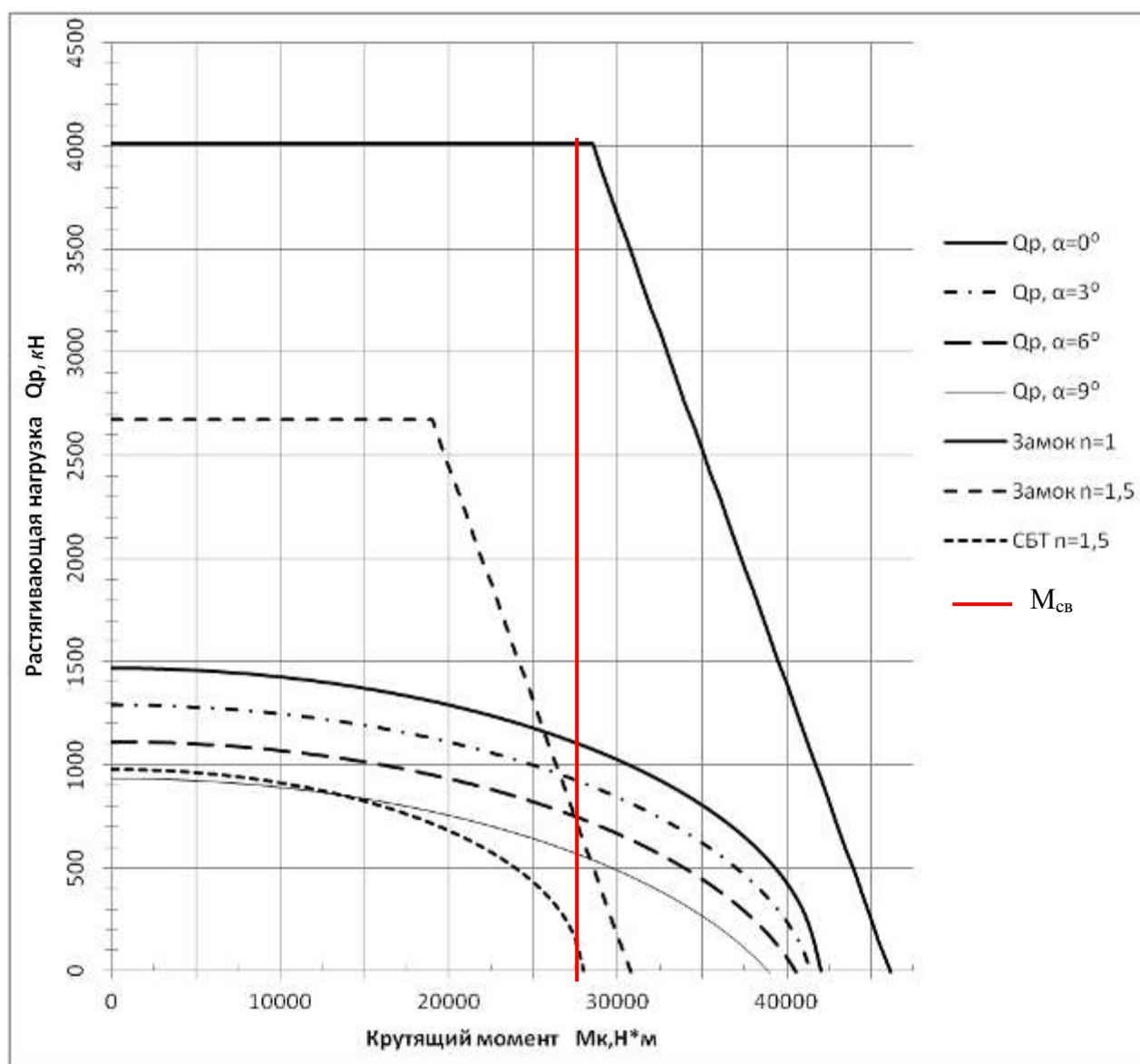


Рисунок 1.69 – Области применения трубы 114,3x8,56 Е,Е IЕU,ПК NC46(158,8/82,6) при запасах прочности $n=1; 1,5$

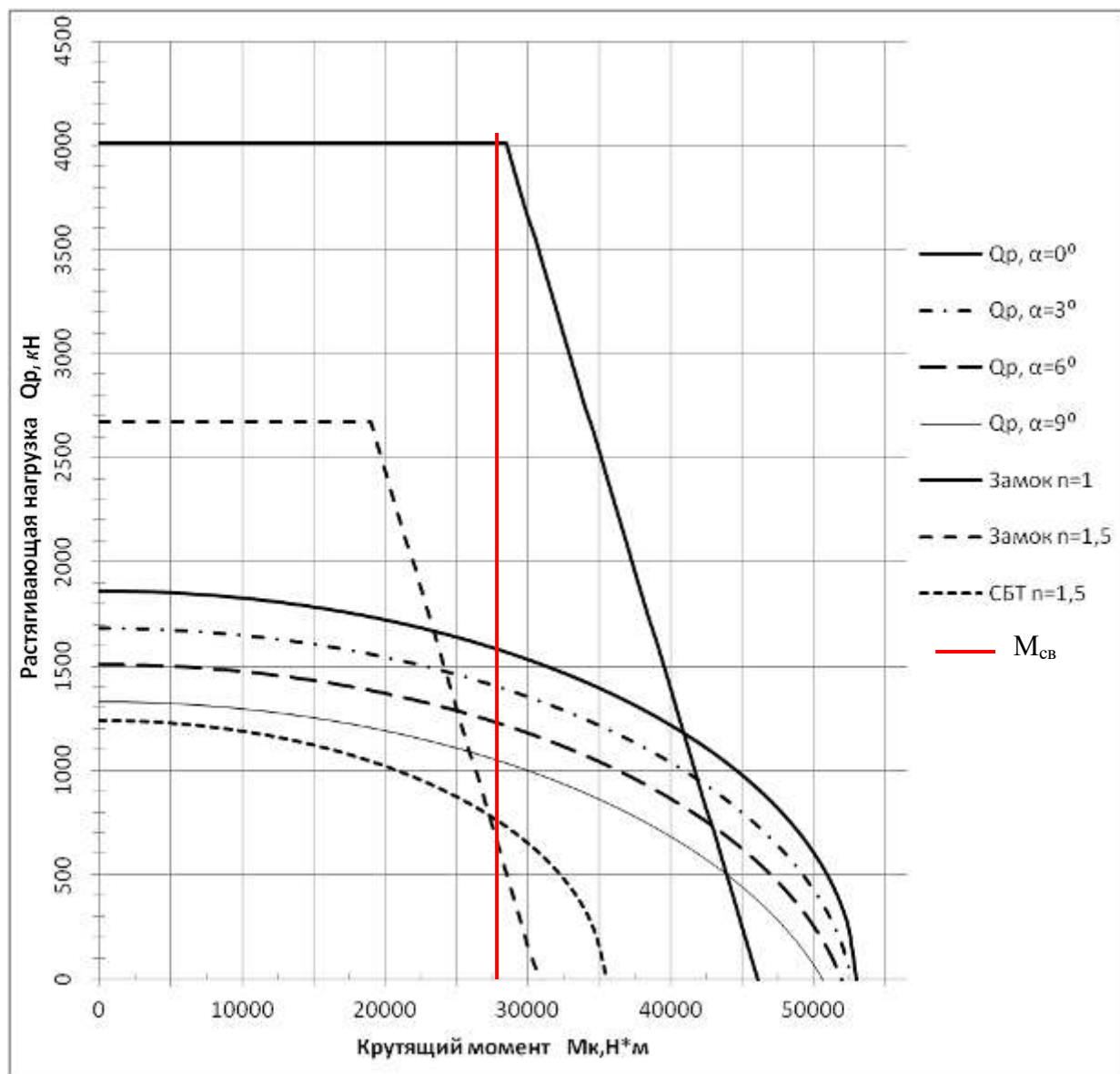


Рисунок 1.70 – Области применения трубы 114,3x8,56 Х,Л ИЕУ,ПК NC46(158,8/82,6) при запасах прочности $n=1; 1,5$

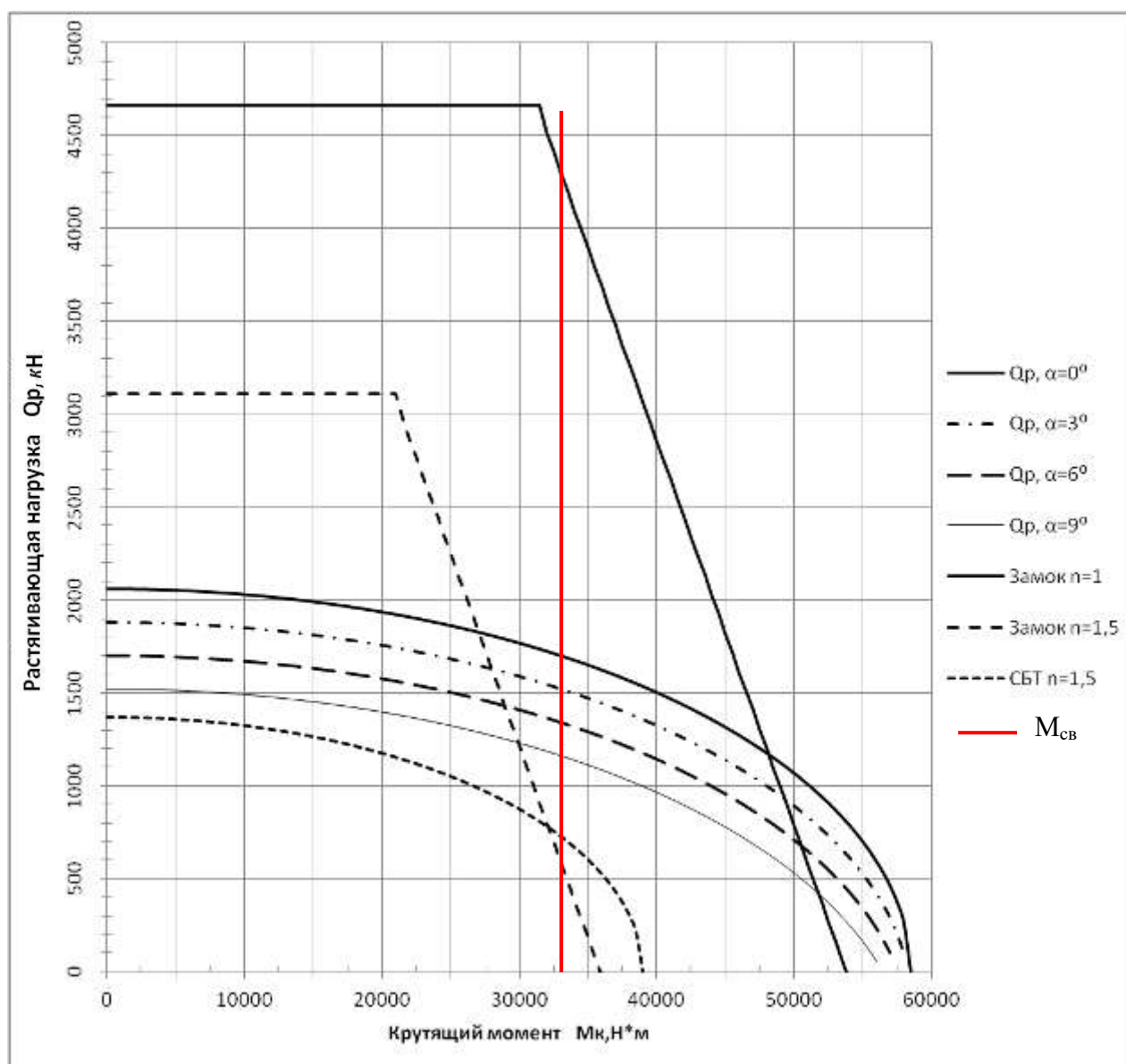


Рисунок 1.71 – Области применения трубы 114,3х8,56 G,М ИЕУ,ПК NC46(158,8/76,2) при запасах прочности $n=1; 1,5$

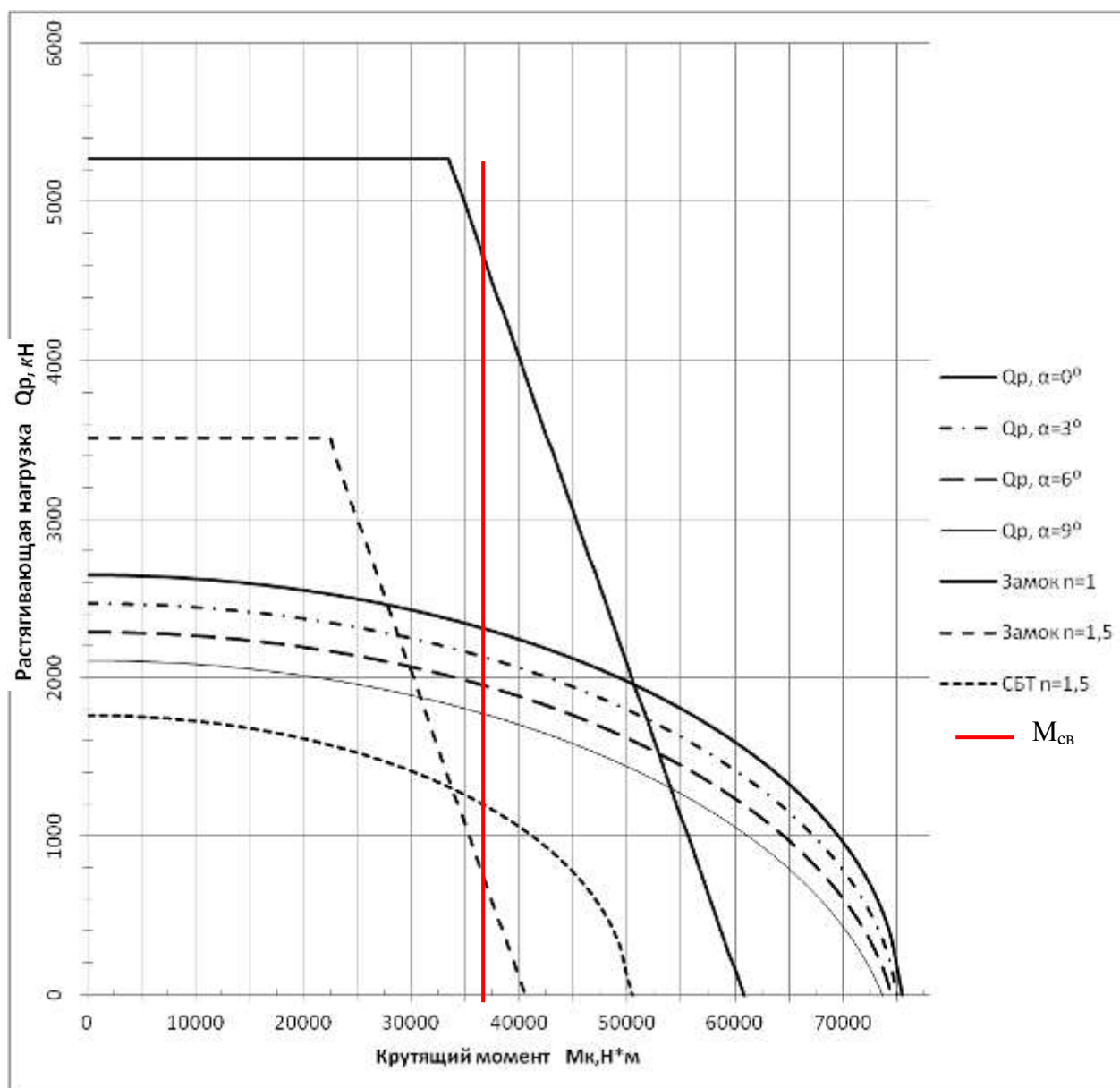


Рисунок 1.72 – Области применения трубы 114,3x8,56 S,P IEU,ПК NC46(158,8/69,9) при запасах прочности $n=1; 1,5$

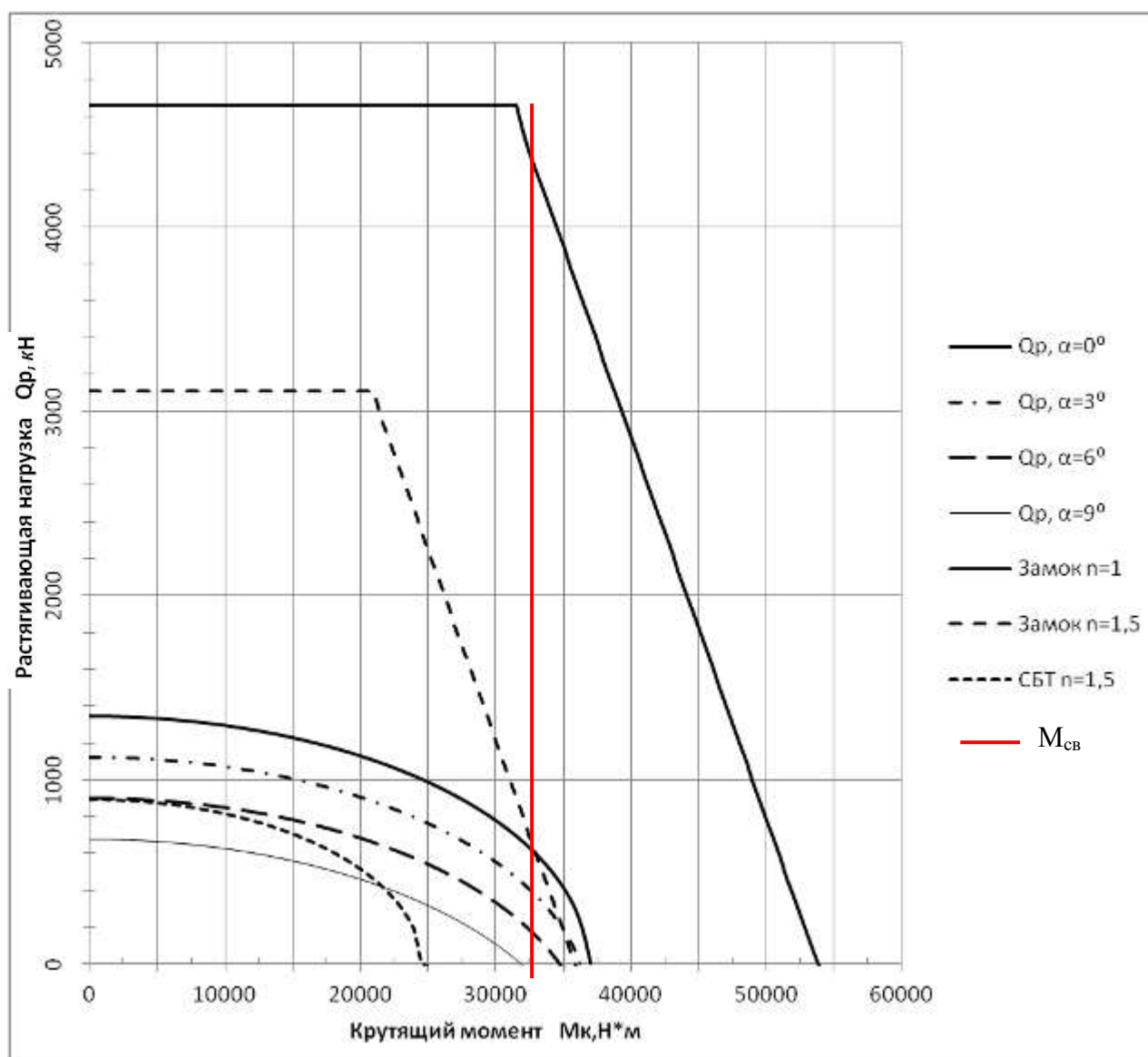


Рисунок 1.73 – Области применения трубы 114,3x10,92 D IEU NC46(158,8/76,2) при запасах прочности $n=1; 1,5$

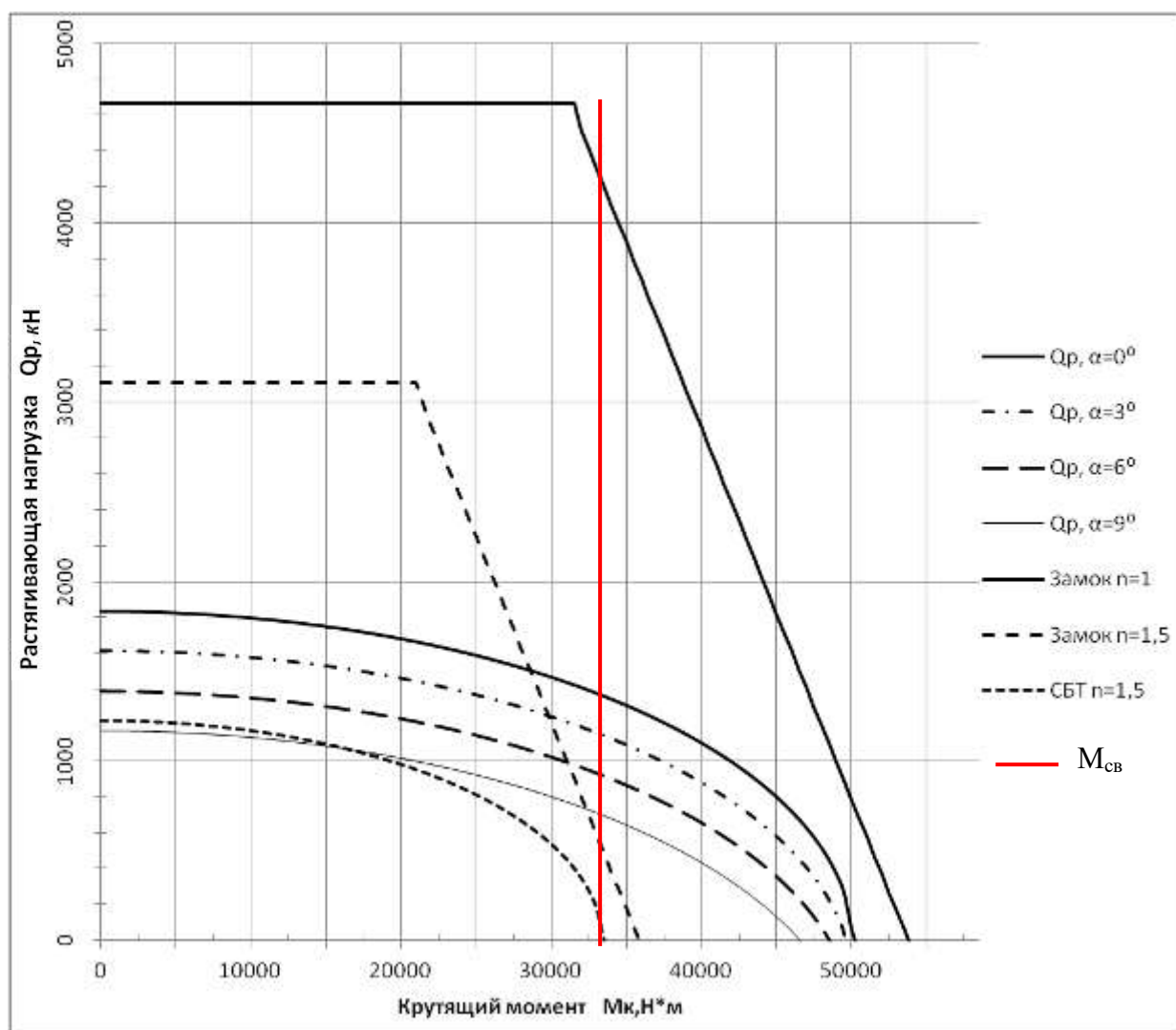


Рисунок 1.74 – Области применения трубы 114,3x10,92 Е,Е ІЕУ,ПК NC46(158,8/76,2) при запасах прочности $n=1; 1,5$

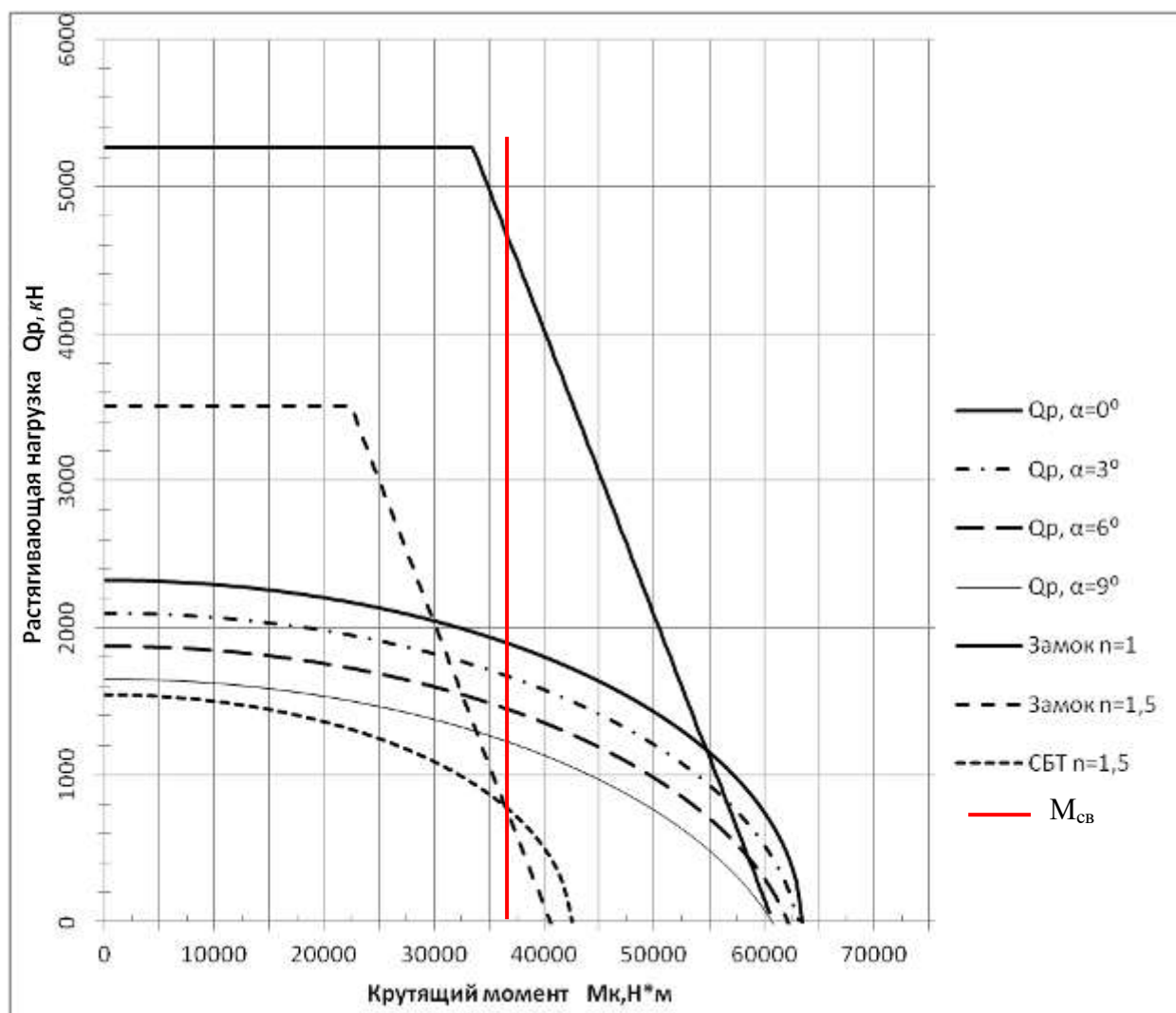


Рисунок 1.75 – Области применения трубы 114,3x10,92 Х,Л ИЕУ,ПК NC46(158,8/69,9) при запасах прочности $n=1; 1,5$

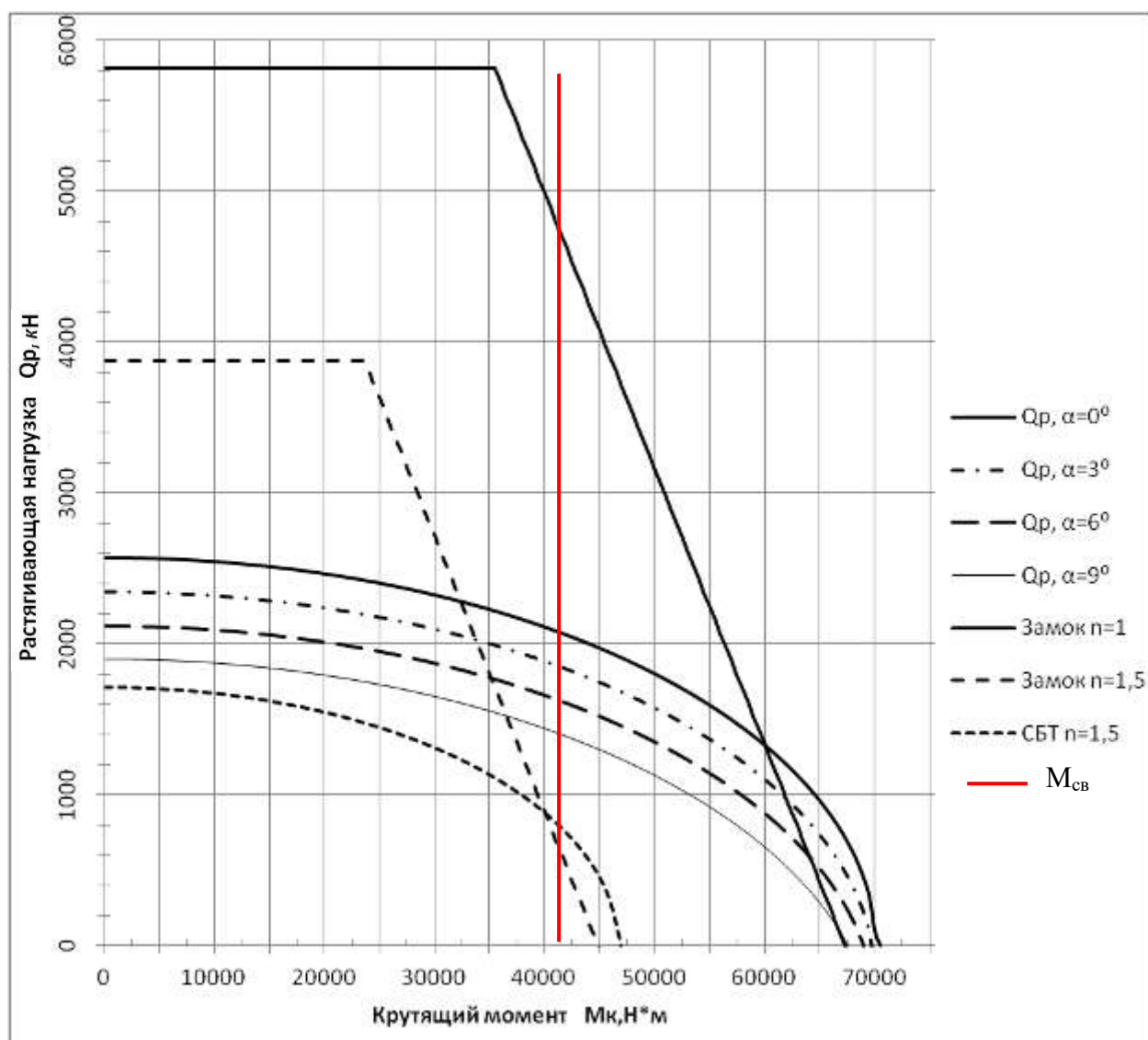


Рисунок 1.76 – Области применения трубы 114,3x10,92 G,М ИЕУ,ПК NC46(158,8/63,5) при запасах прочности $n=1; 1,5$

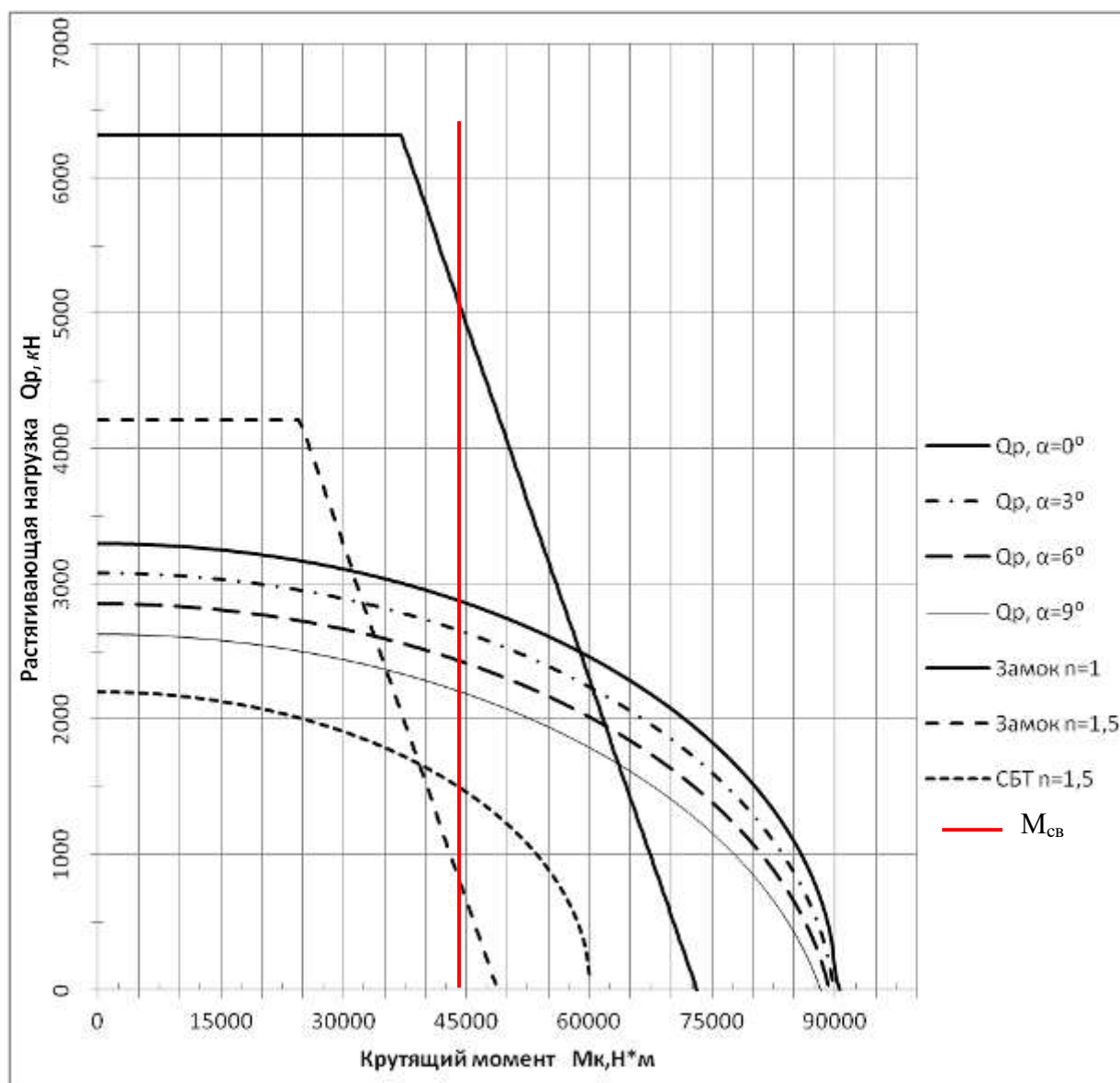


Рисунок 1.77 – Области применения трубы 114,3x10,92 S,P IEU,ПК NC46(158,8/57,2) при запасах прочности $n=1; 1,5$

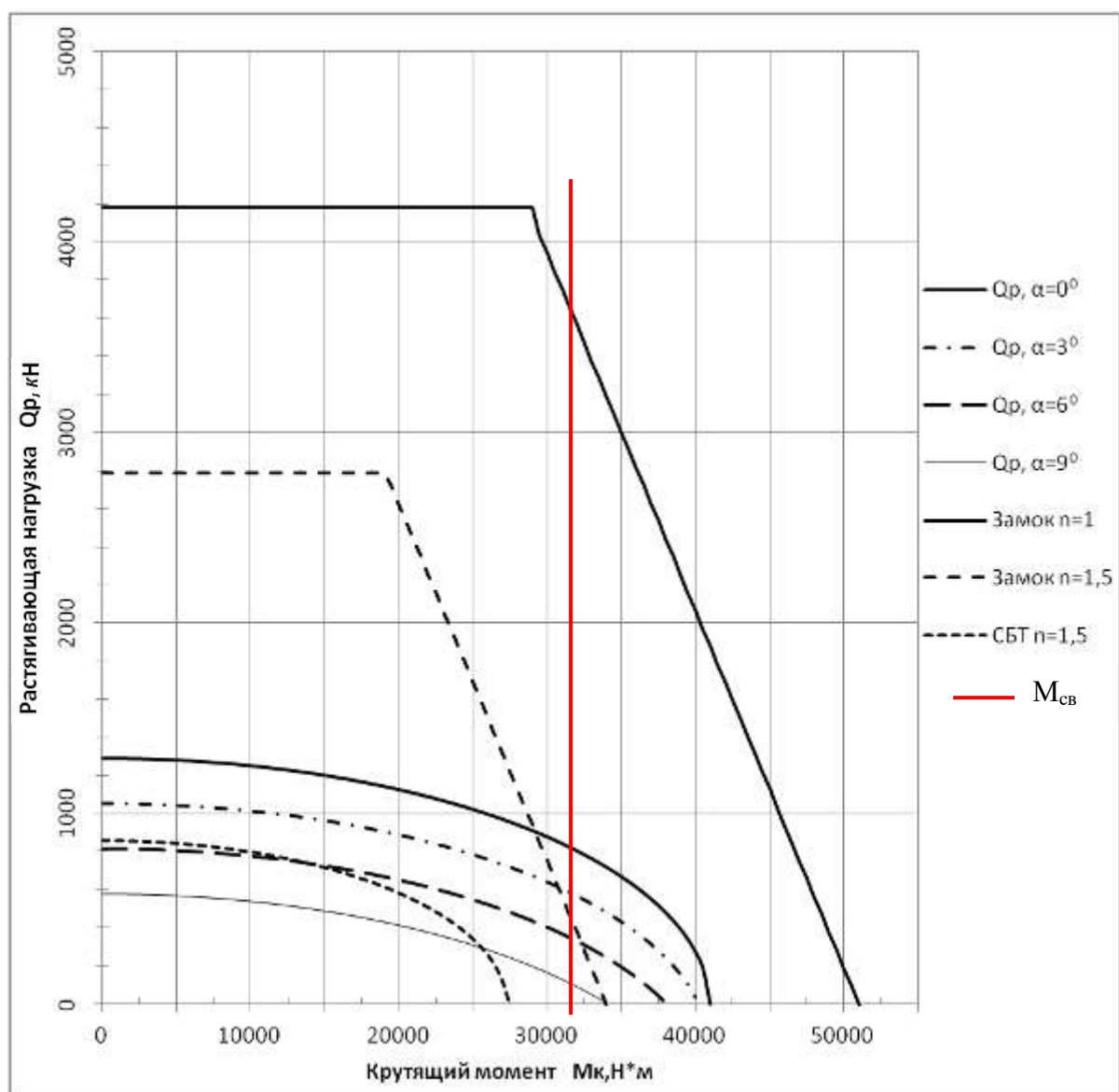


Рисунок 1.78 – Области применения трубы 127x9,2 Д ПК NC50(161,9/95,3) при запасах прочности $n=1; 1,5$

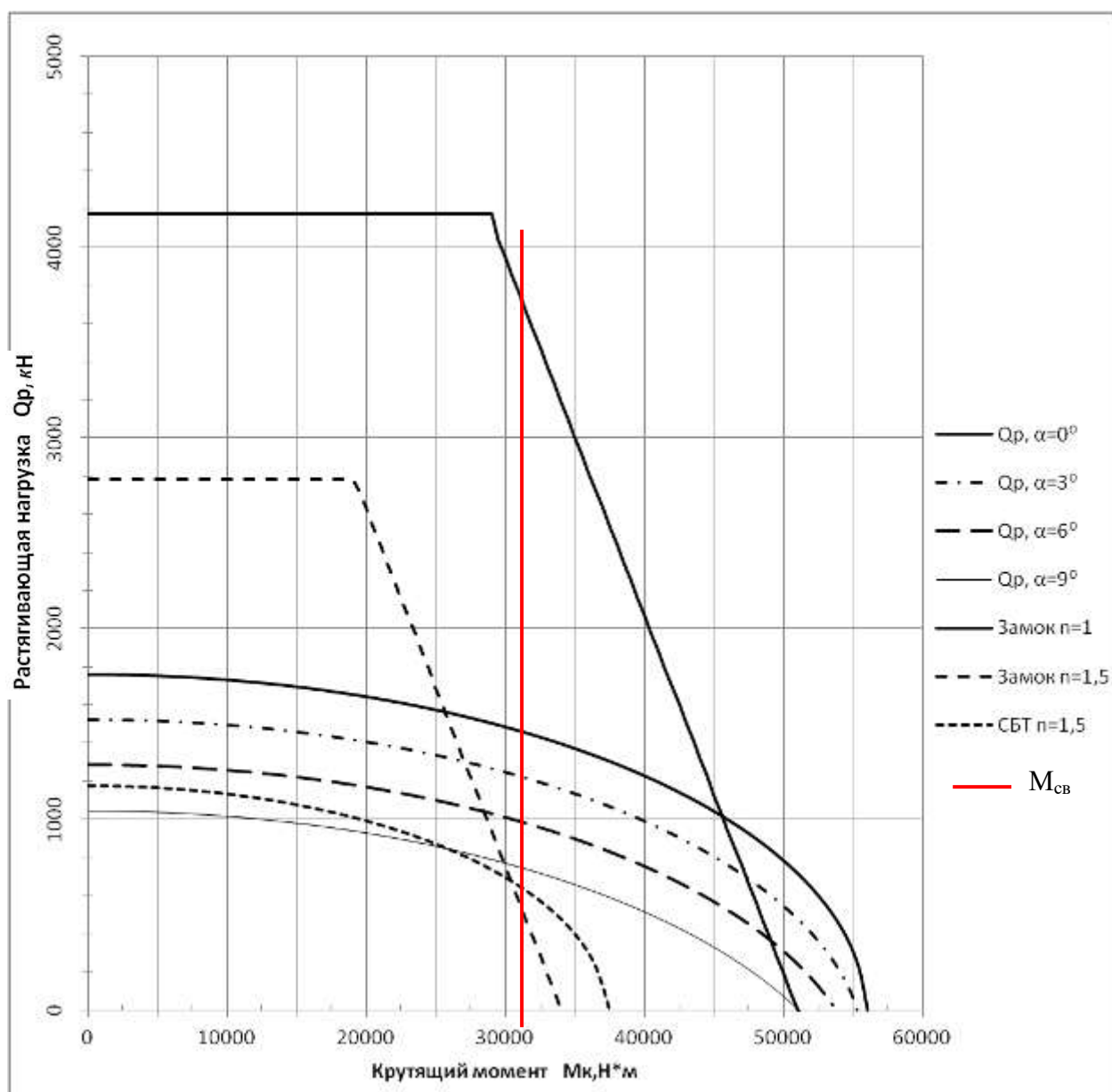


Рисунок 1.79 – Области применения трубы 127x9,2 Е ПК NC50(161,9/95,3) при запасах прочности $n=1$; 1,5

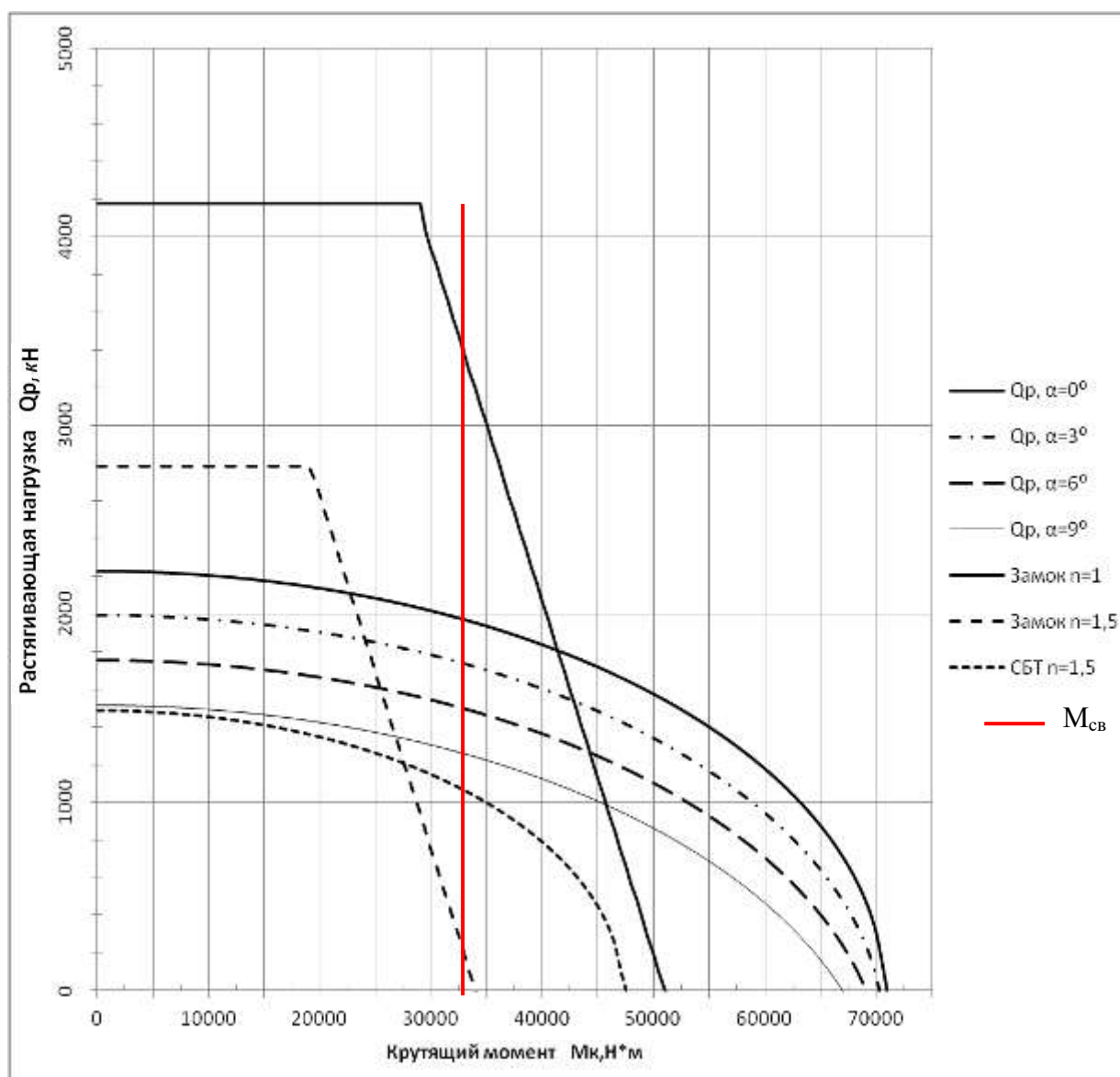


Рисунок 1.80 – Области применения трубы 127х9,2 Л ПК NC50(161,9/95,3) при запасах прочности $n=1; 1,5$

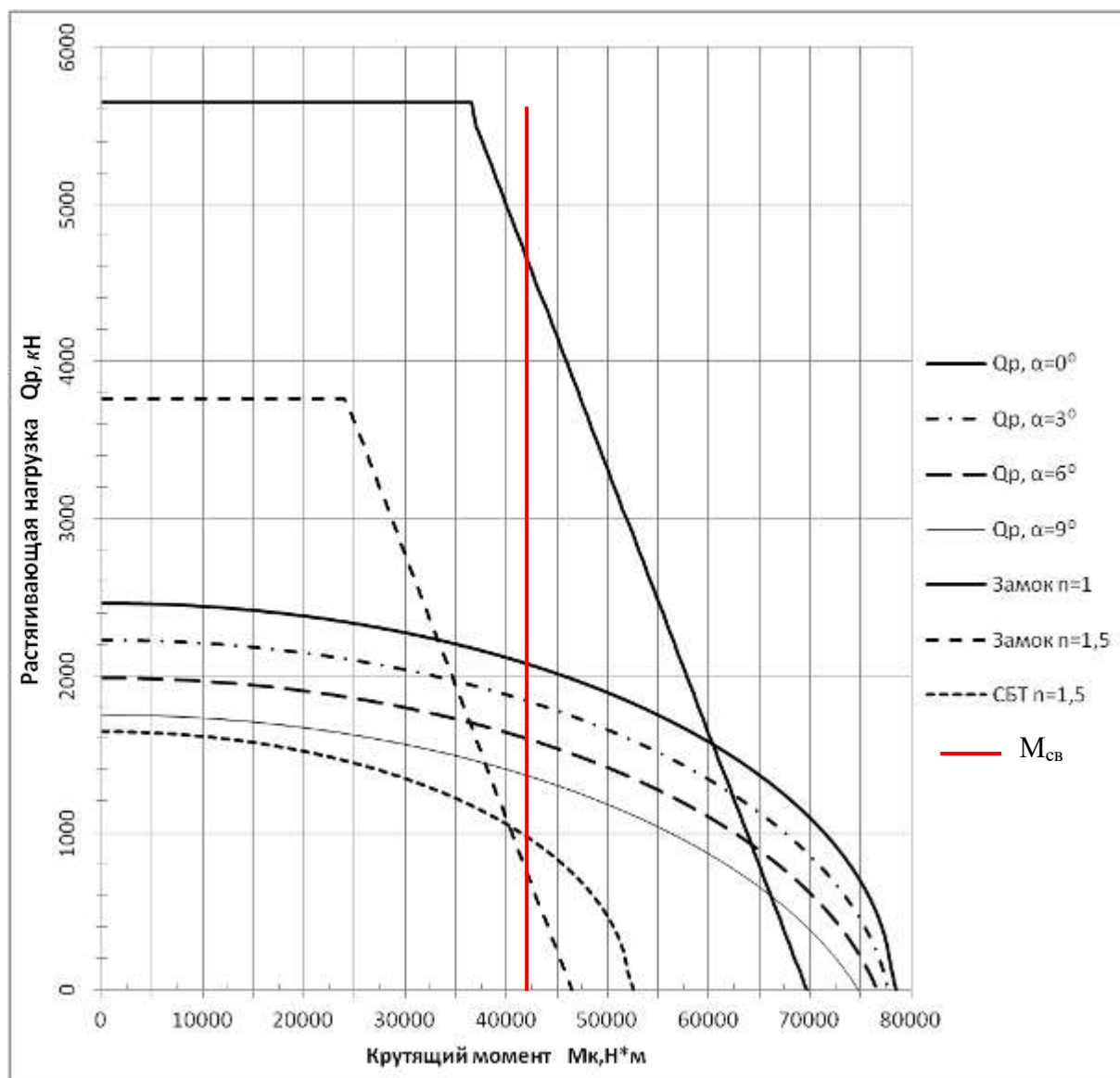


Рисунок 1.81 – Области применения трубы 127х9,2 М ПК NC50(165,1/82,6) при запасах прочности $n=1; 1,5$

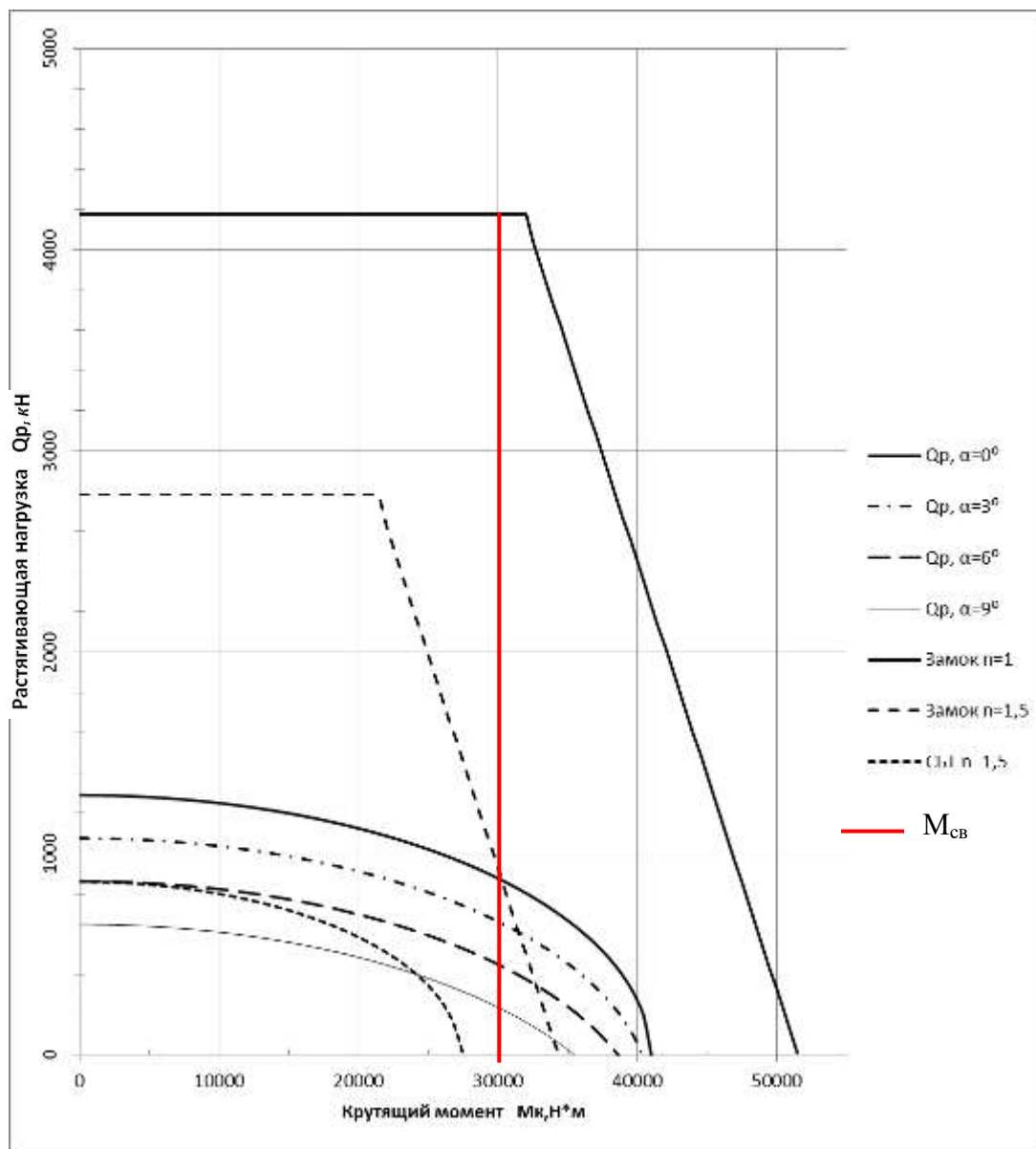


Рисунок 1.82 – Области применения трубы 127,0x9,19 D IEU NC50 (168,3/95,3) при запасах прочности $n=1; 1,5$

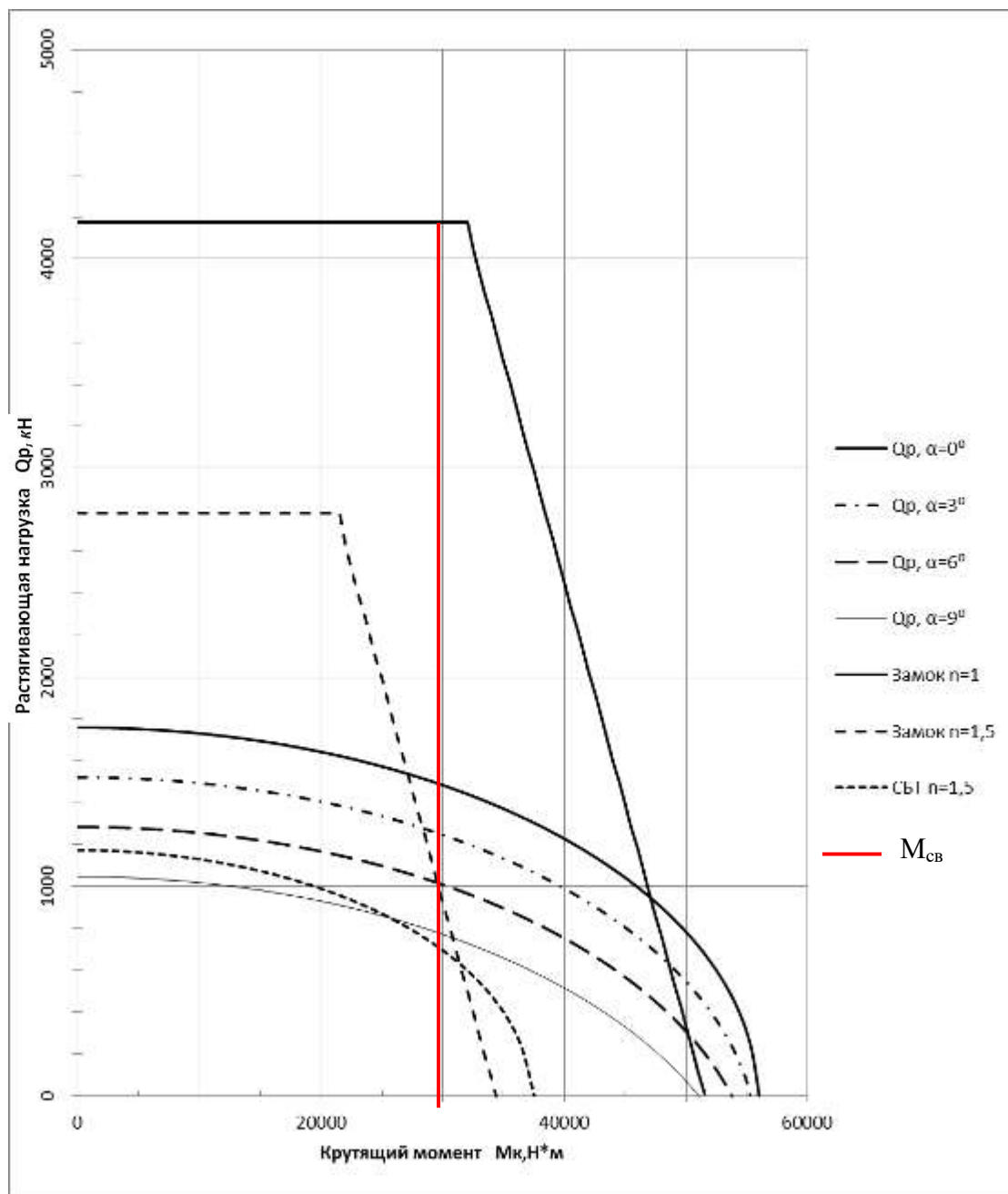


Рисунок 1.83 – Области применения трубы 127,0x9,19 Е,Е ІЕУ,ПК NC50(168,3/95,3) при запасах прочности $n=1; 1,5$

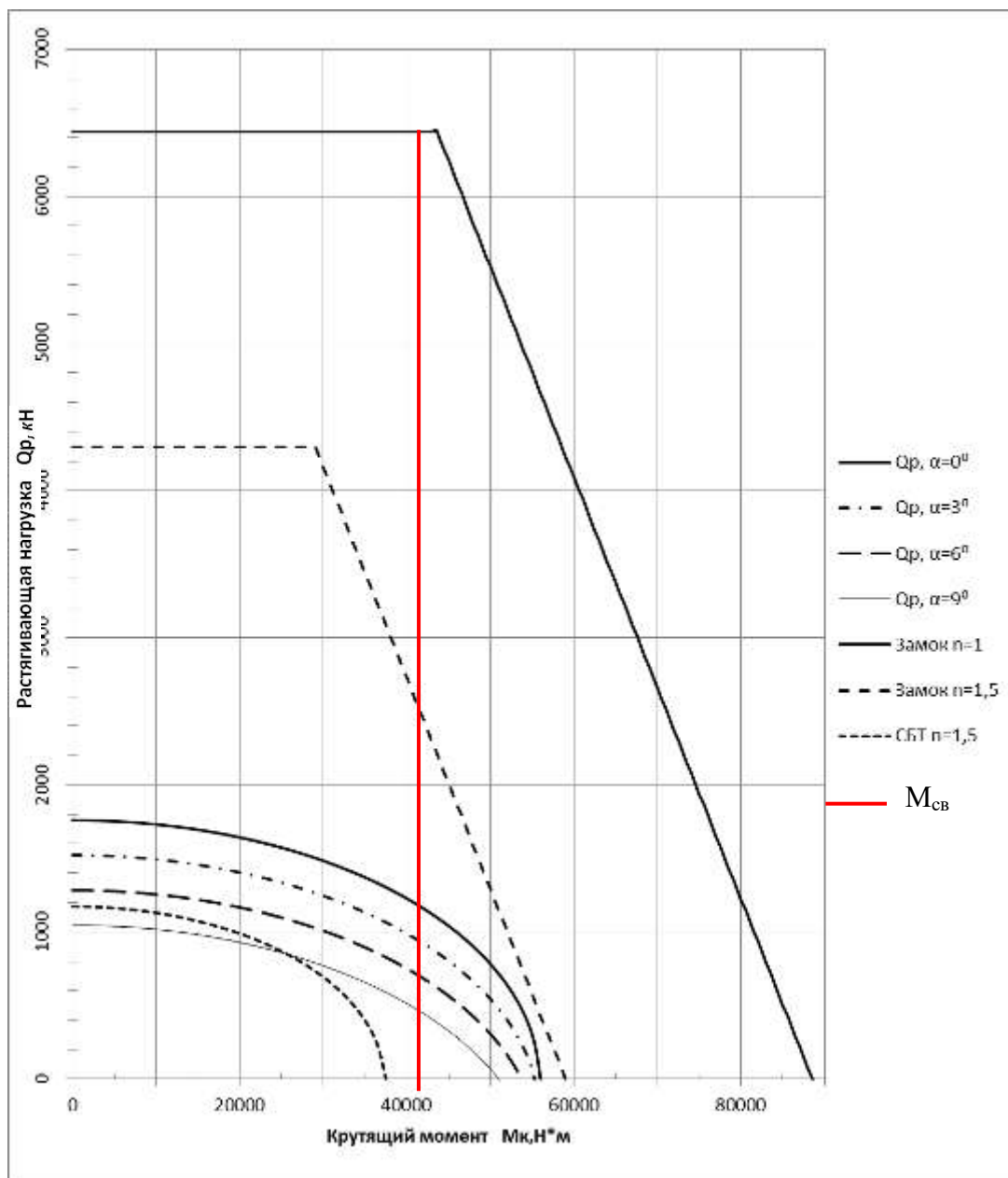


Рисунок 1.84 – Области применения трубы 127,0x9,19 Е,Е IЕU,ПК 5 ½ FH (177,8/95,3) при запасах прочности $n=1$; 1,5

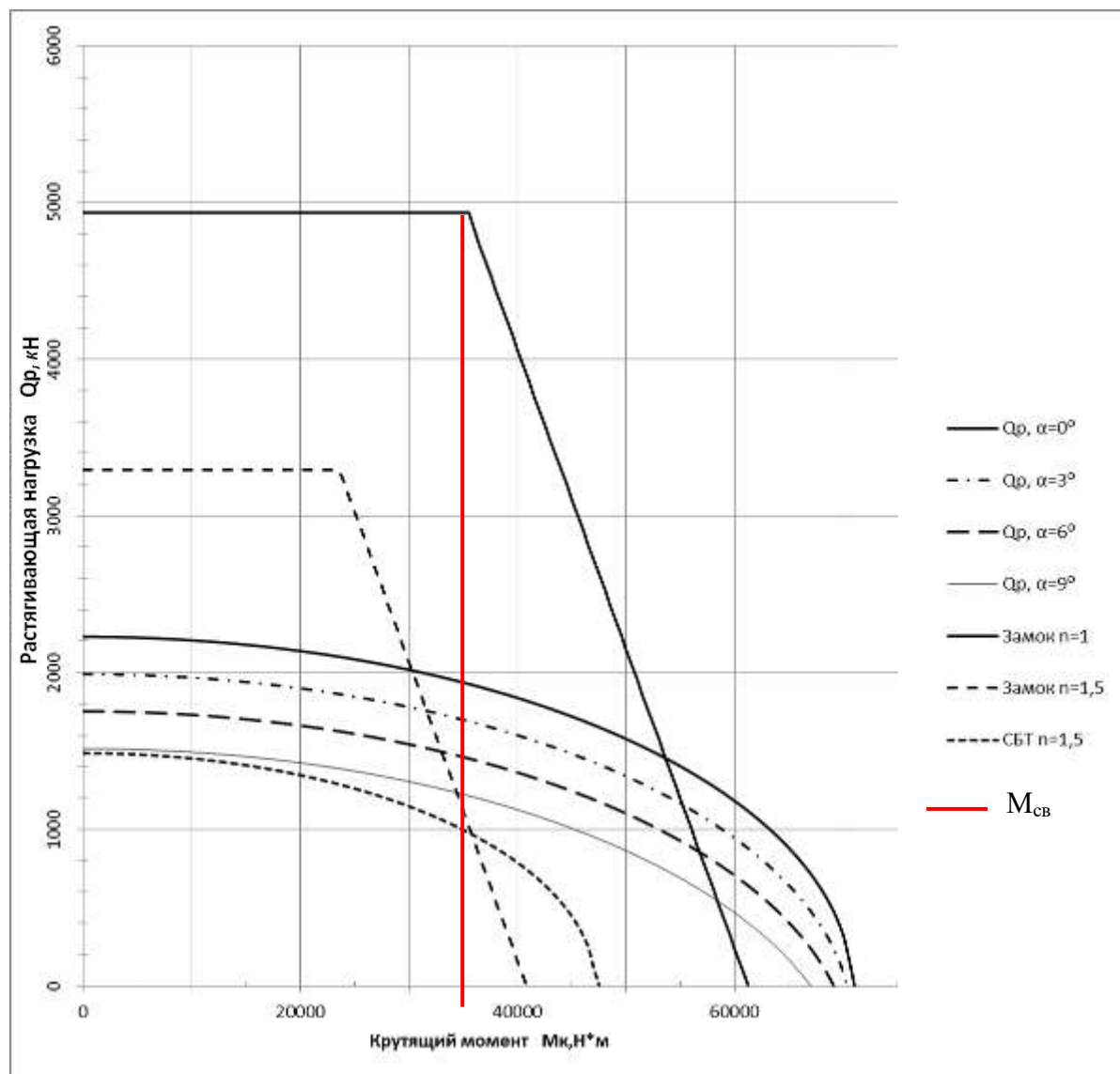


Рисунок 1.85 – Области применения трубы 127,0x9,19 Х,Л ИЕУ,ПК NC50 (168,3/88,9) при запасах прочности $n=1$; 1,5

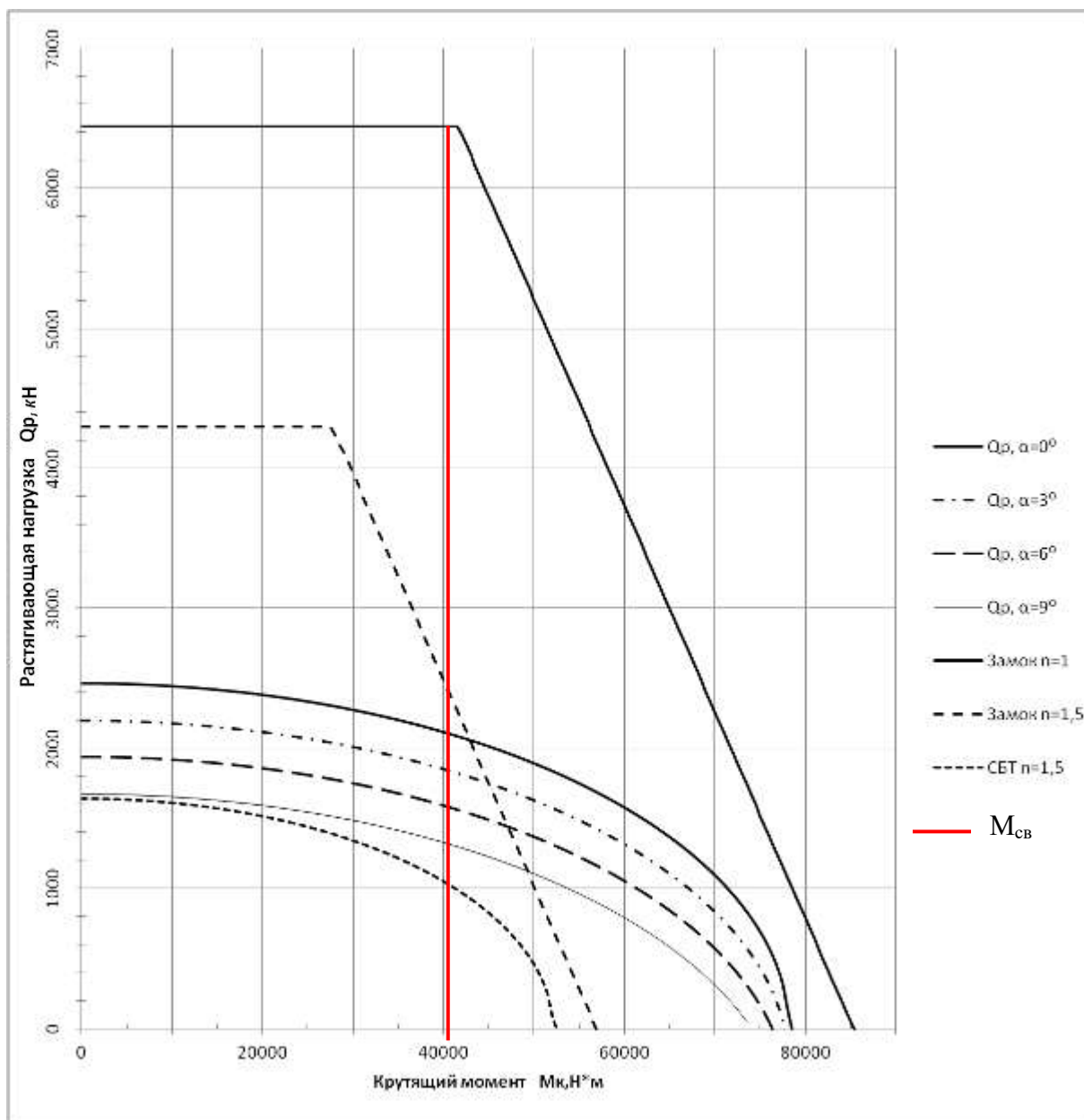


Рисунок 1.86 – Области применения трубы 127,0x9,19 X,L IEU,ПК 5 ½ FH (177,8/95,3) при запасах прочности $n=1; 1,5$

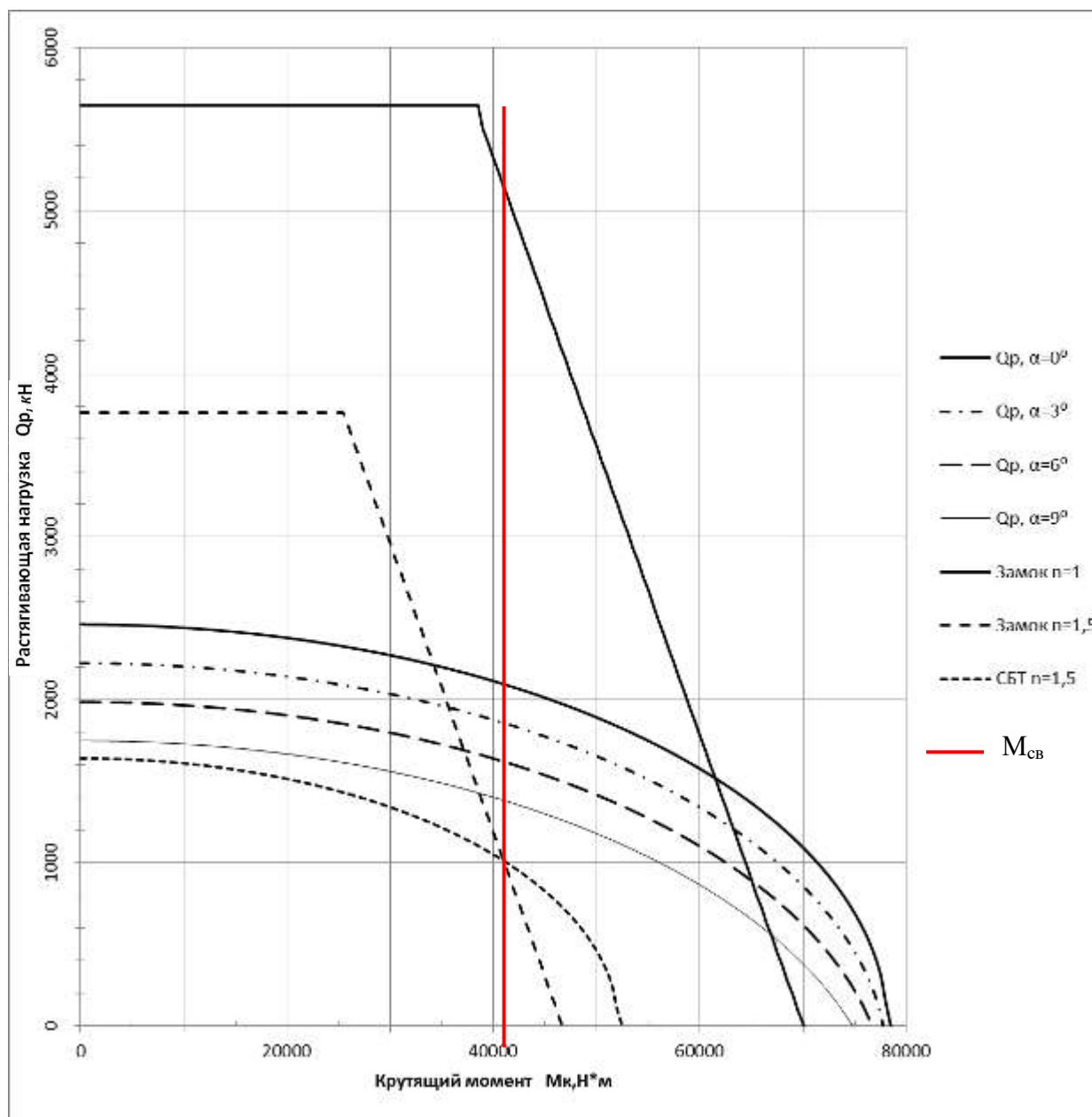


Рисунок 1.87 – Области применения трубы 127,0х9,19 G,М IEU,ПК NC50 (168,3/82,6) при запасах прочности $n=1; 1,5$

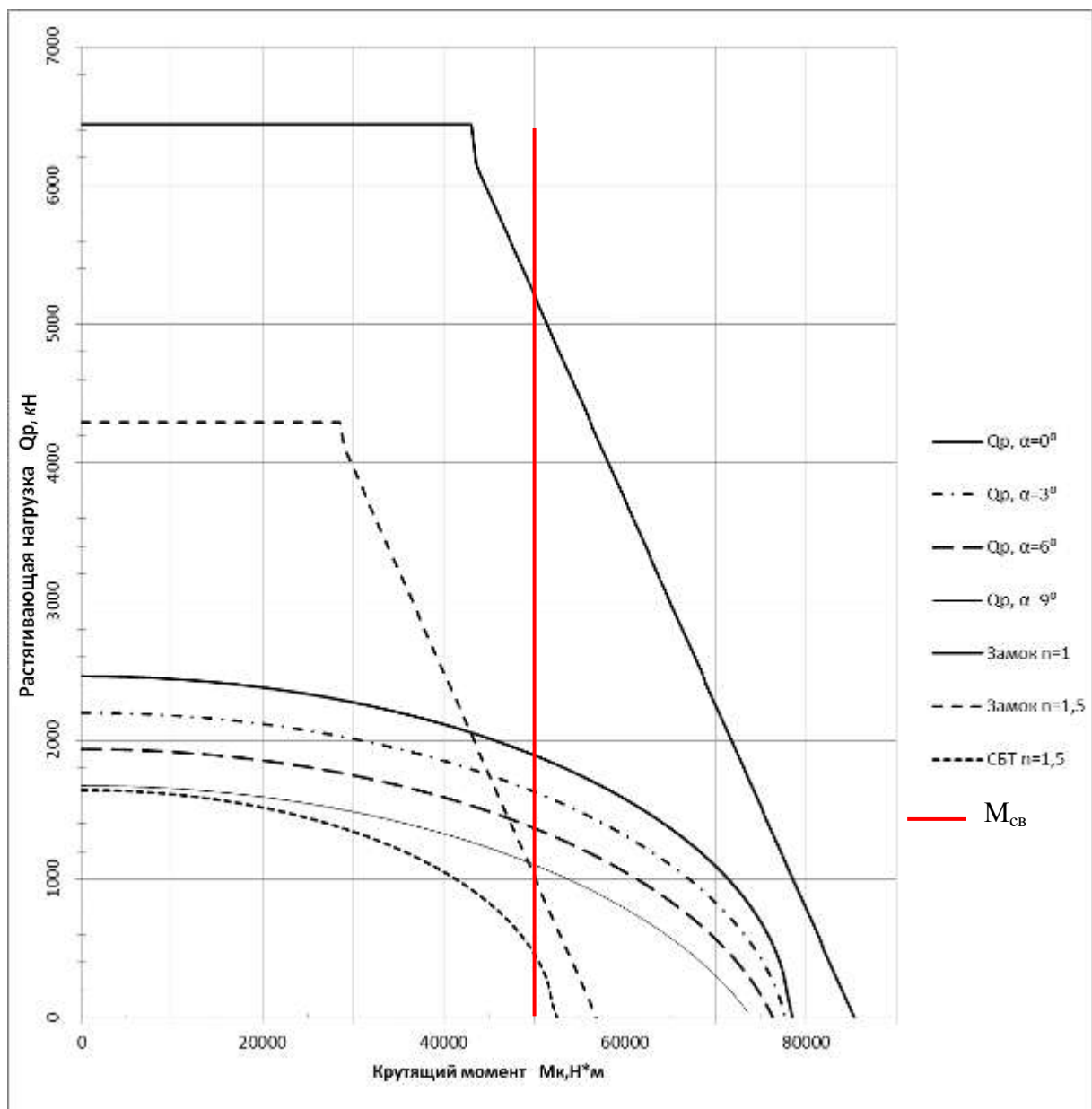


Рисунок 1.88 – Области применения трубы 127,0x9,19 G,М ИЕУ,ПК 5 ½ FH (177,8/95,3) при запасах прочности $n=1; 1,5$

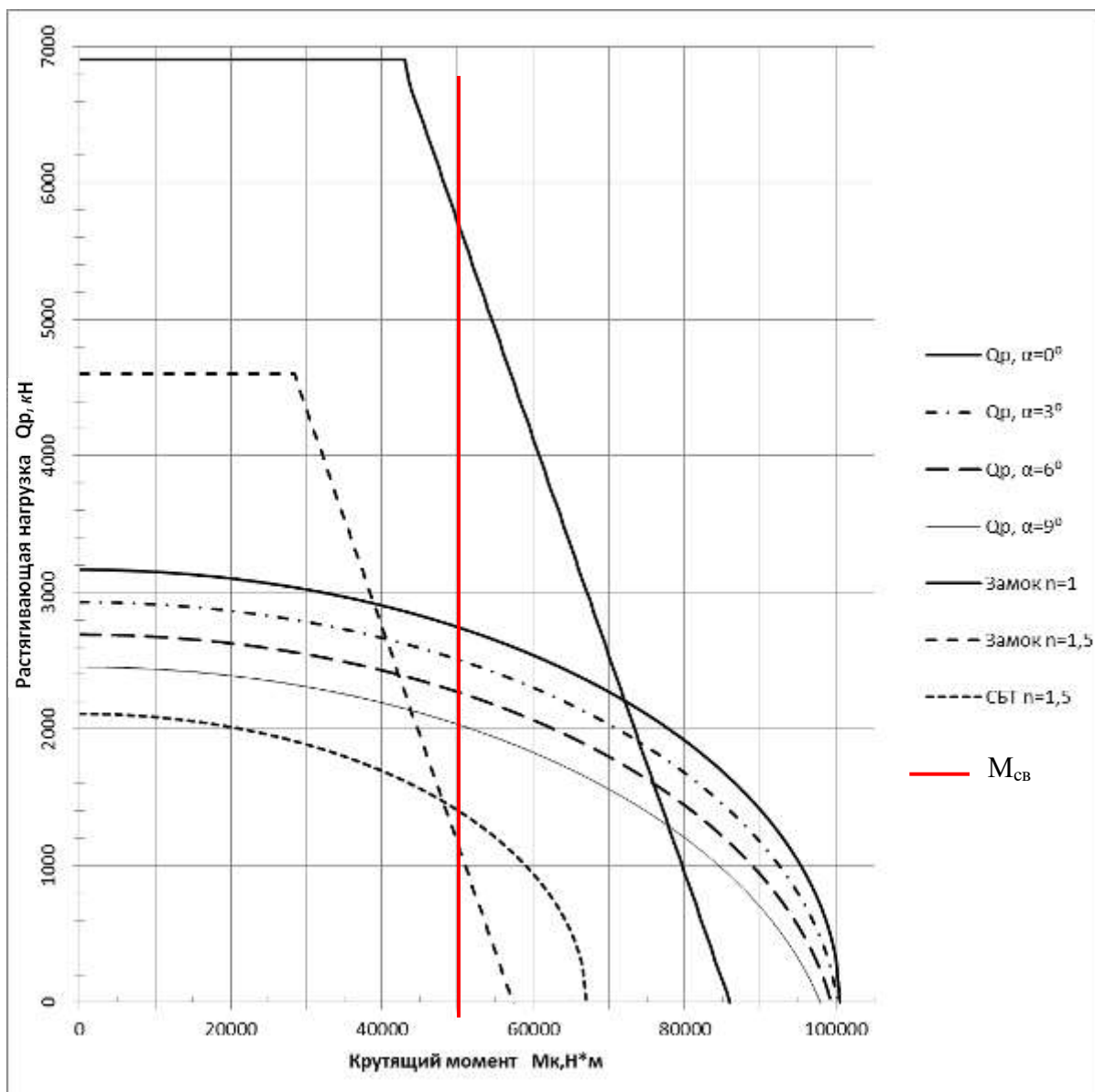


Рисунок 1.89 – Области применения трубы 127,0x9,19 S,P IEU,ПК NC50 (168,3/69,9) при запасах прочности $n=1; 1,5$

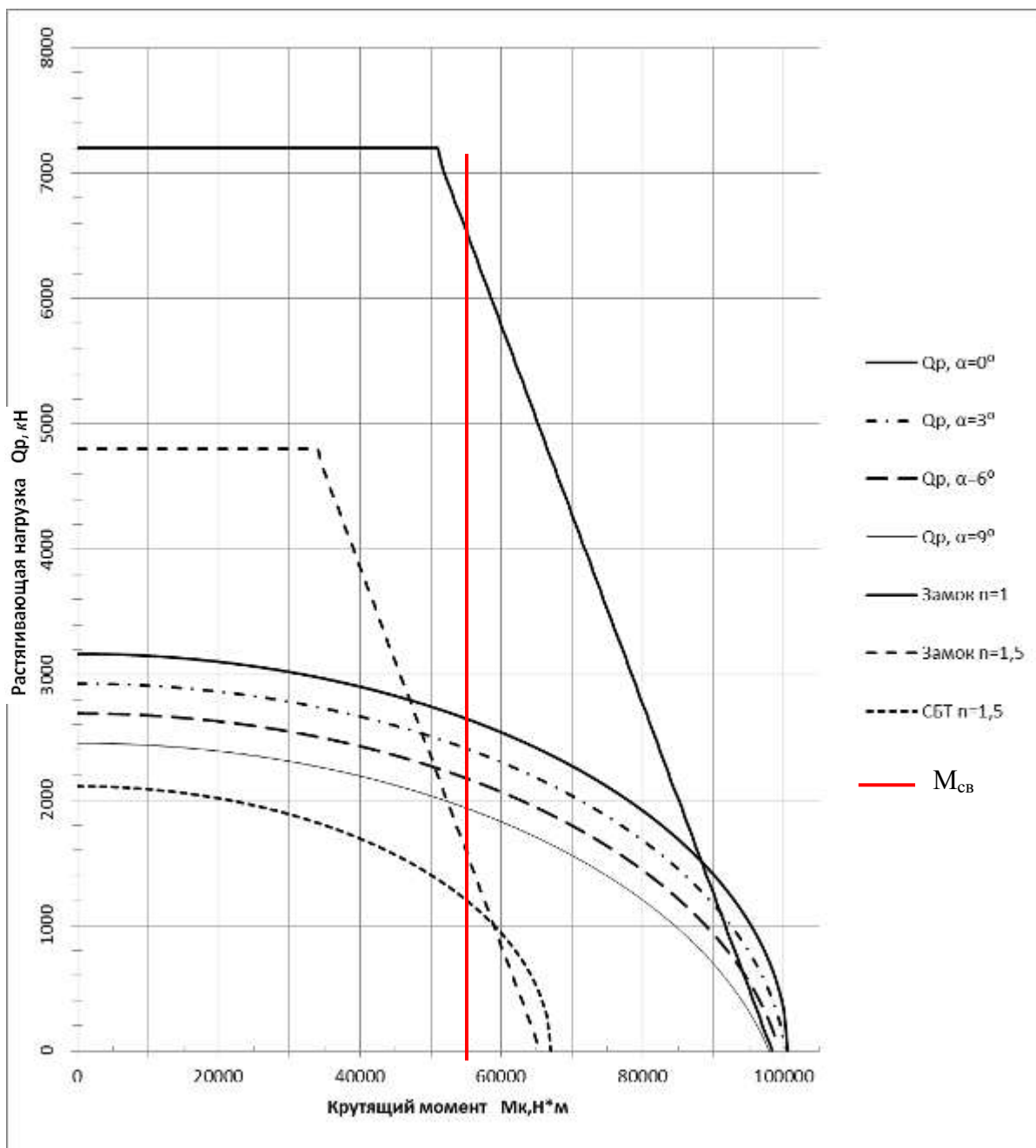


Рисунок 1.90 – Области применения трубы 127,0x9,19 S,P IEU,ПК 5 ½ FH (184,2/88,9) при запасах прочности $n=1; 1,5$

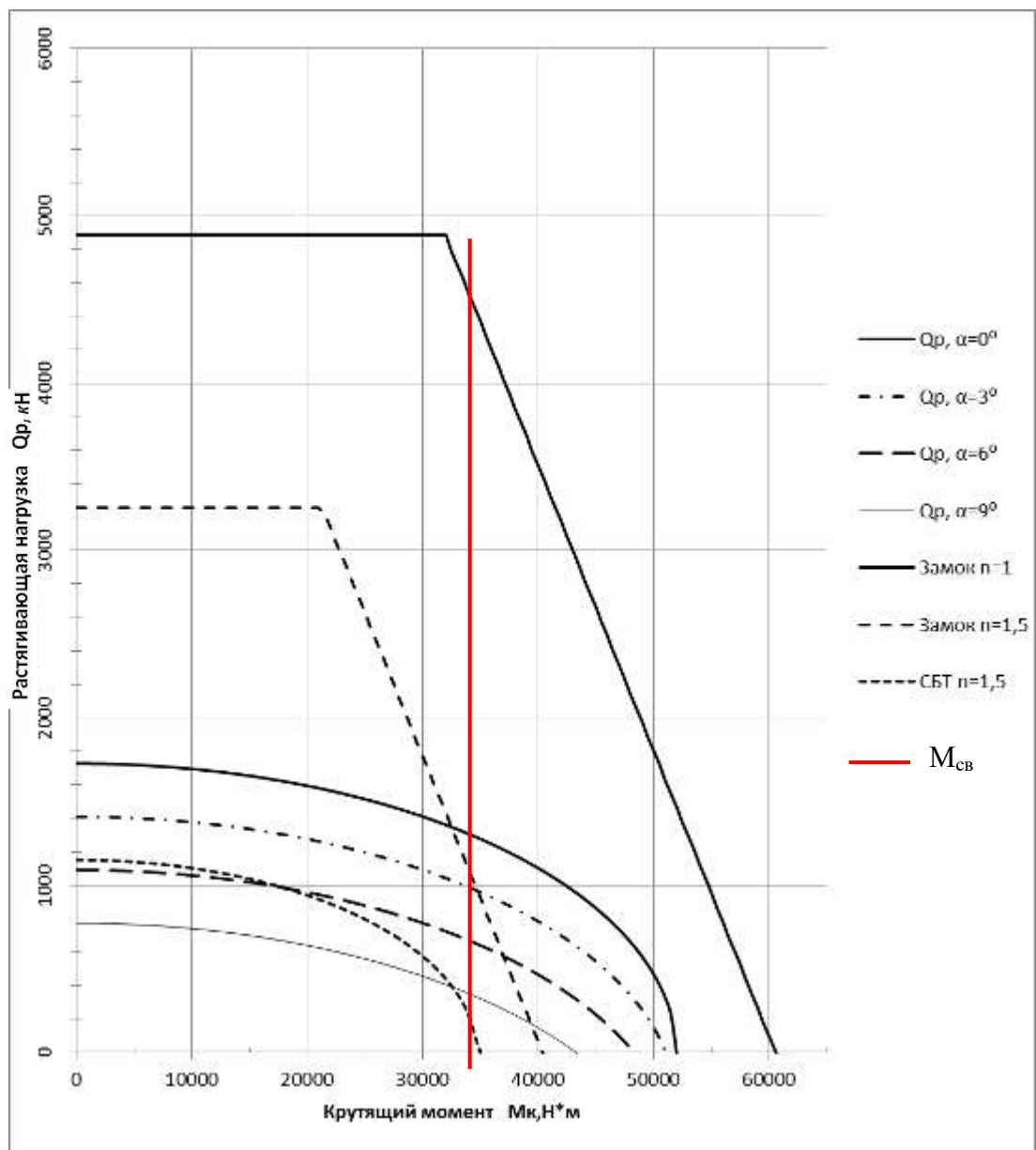


Рисунок 1.91– Области применения трубы 127,0х12,7 Д ПК NC50 (161,9/88,9) при запасах прочности $n=1; 1,5$

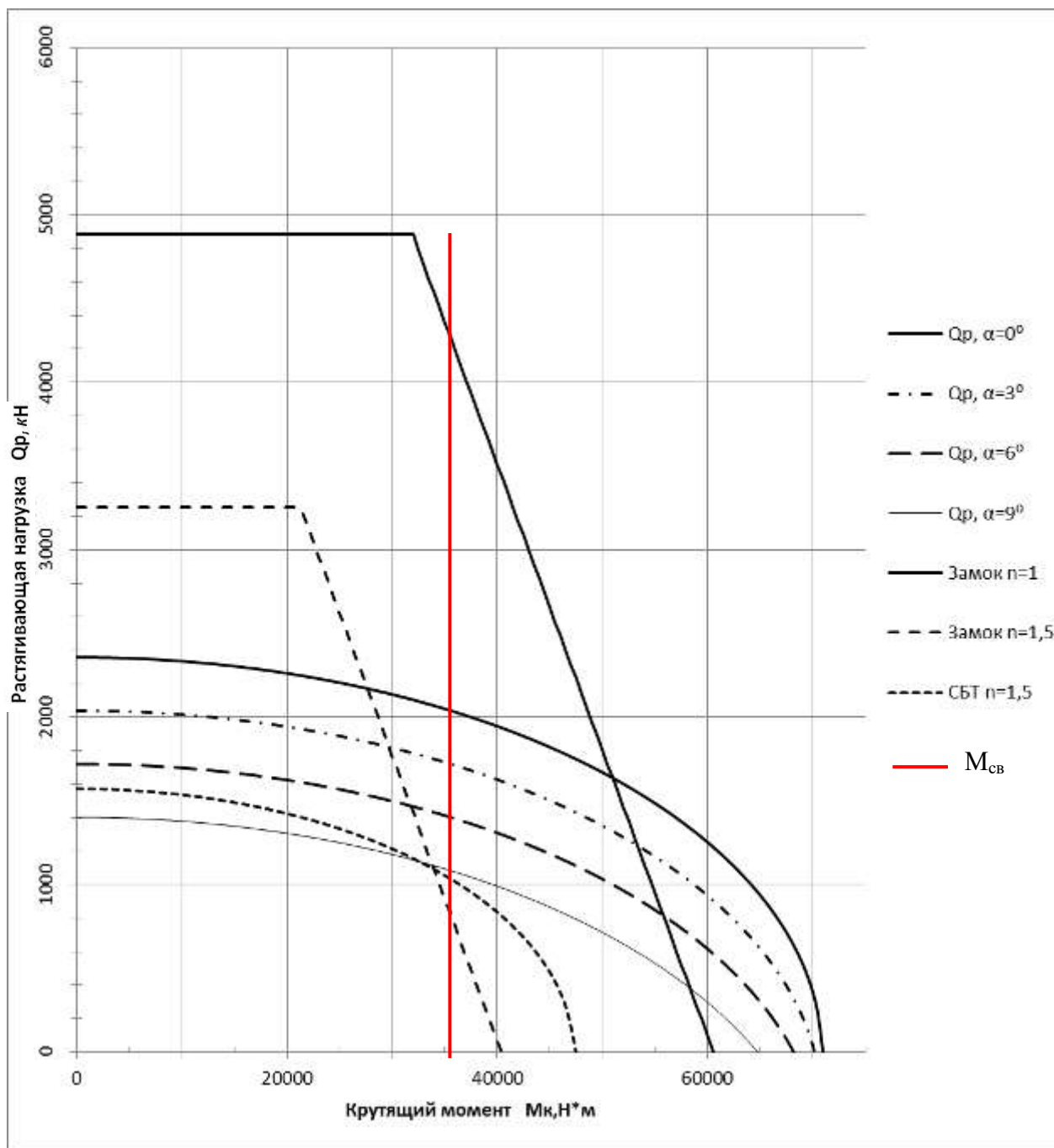


Рисунок 1.92– Области применения трубы 127,0х12,7 Е ПК NC50 (161,9/88,9) при запасах прочности $n=1$; 1,5

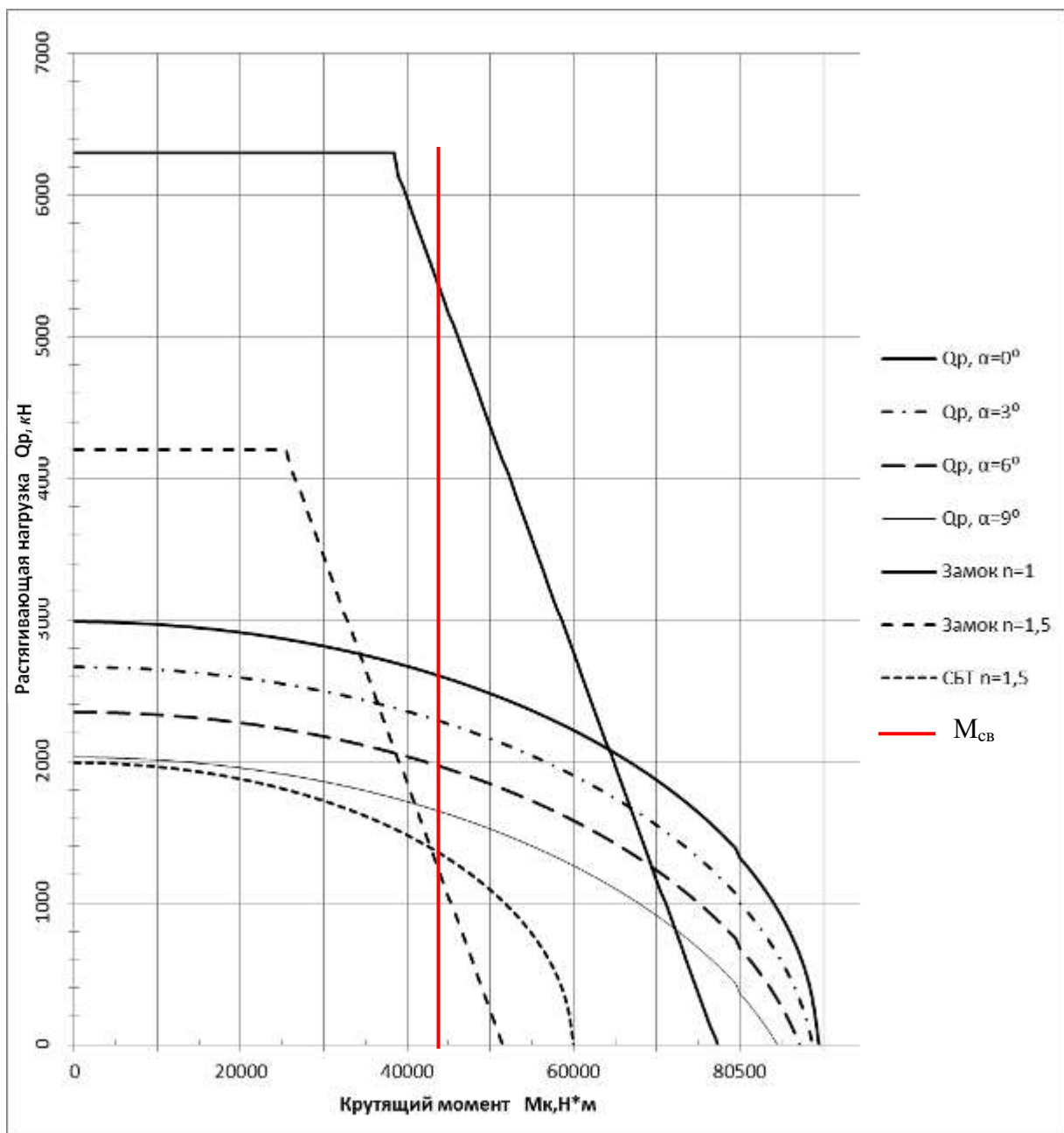


Рисунок 1.93– Области применения трубы 127,0x12,7 Л ПК NC50 (165,1/76,2) при запасах прочности $n=1; 1,5$

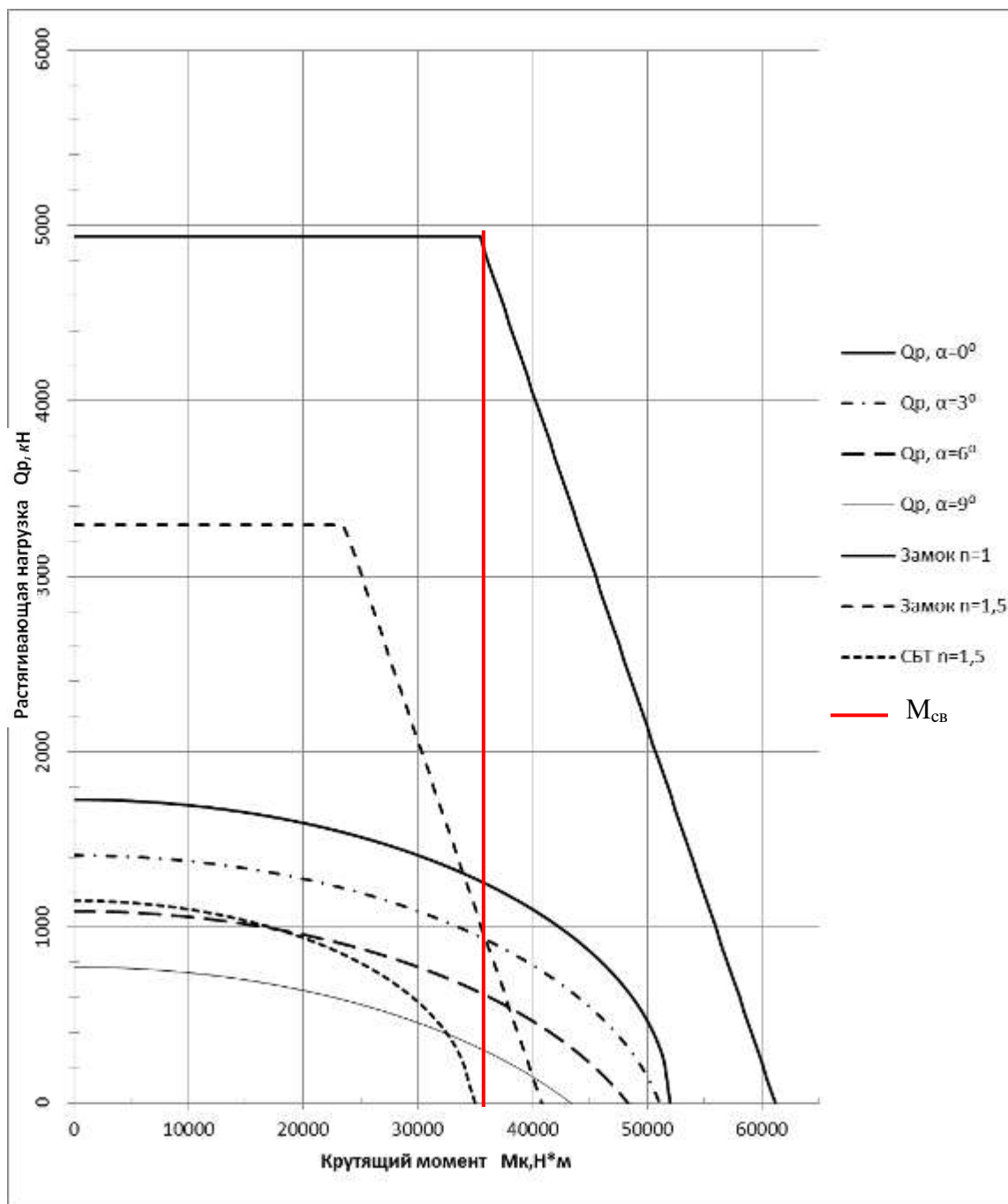


Рисунок 1.94 – Области применения трубы 127,0x12,7 D IEU NC50 (168,28/88,9) при запасах прочности $n=1; 1,5$

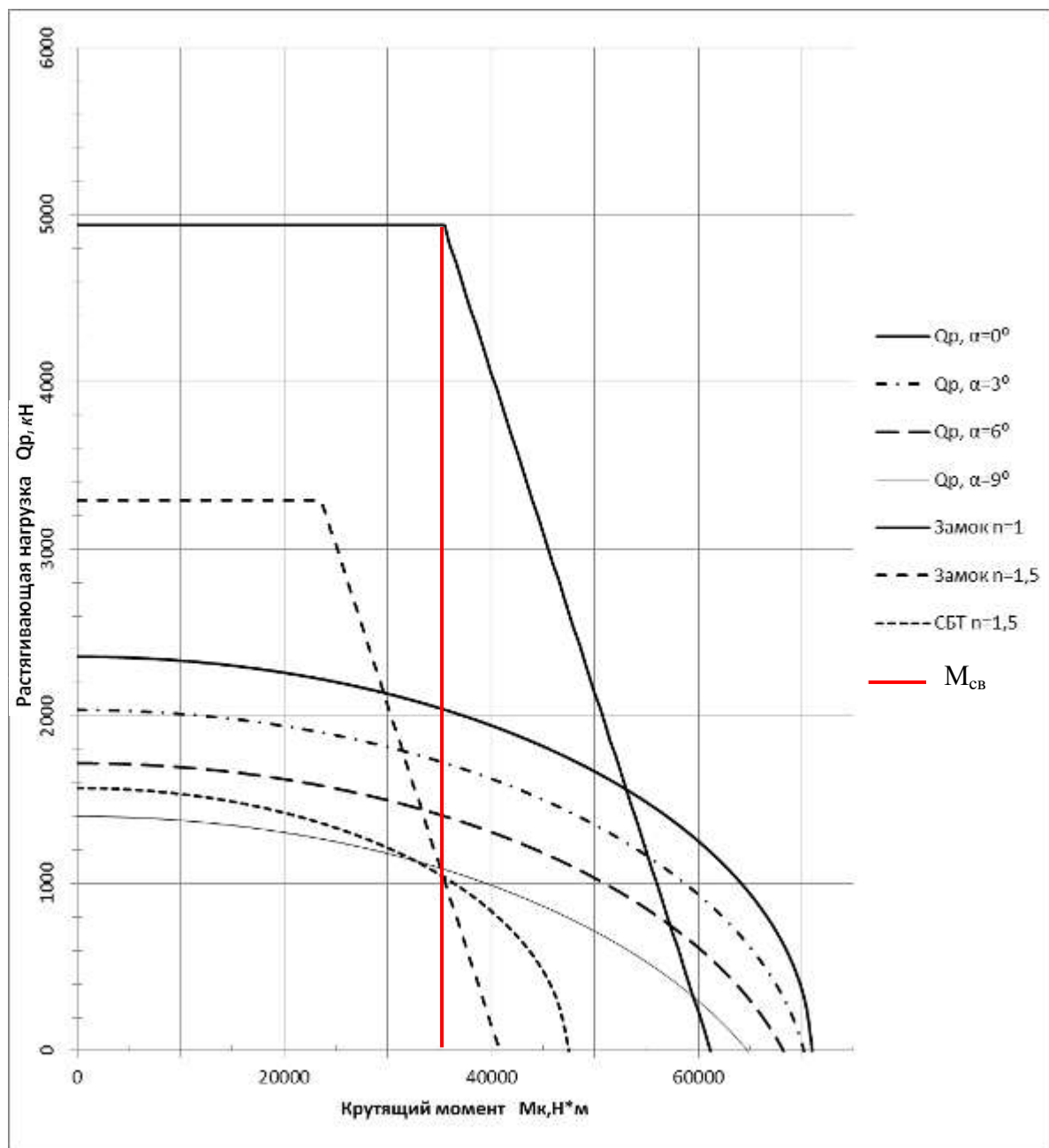


Рисунок 1.95 – Области применения трубы 127,0x12,7 Е,Е IЕU NC50 (168,3/88,9) при запасах прочности $n=1; 1,5$

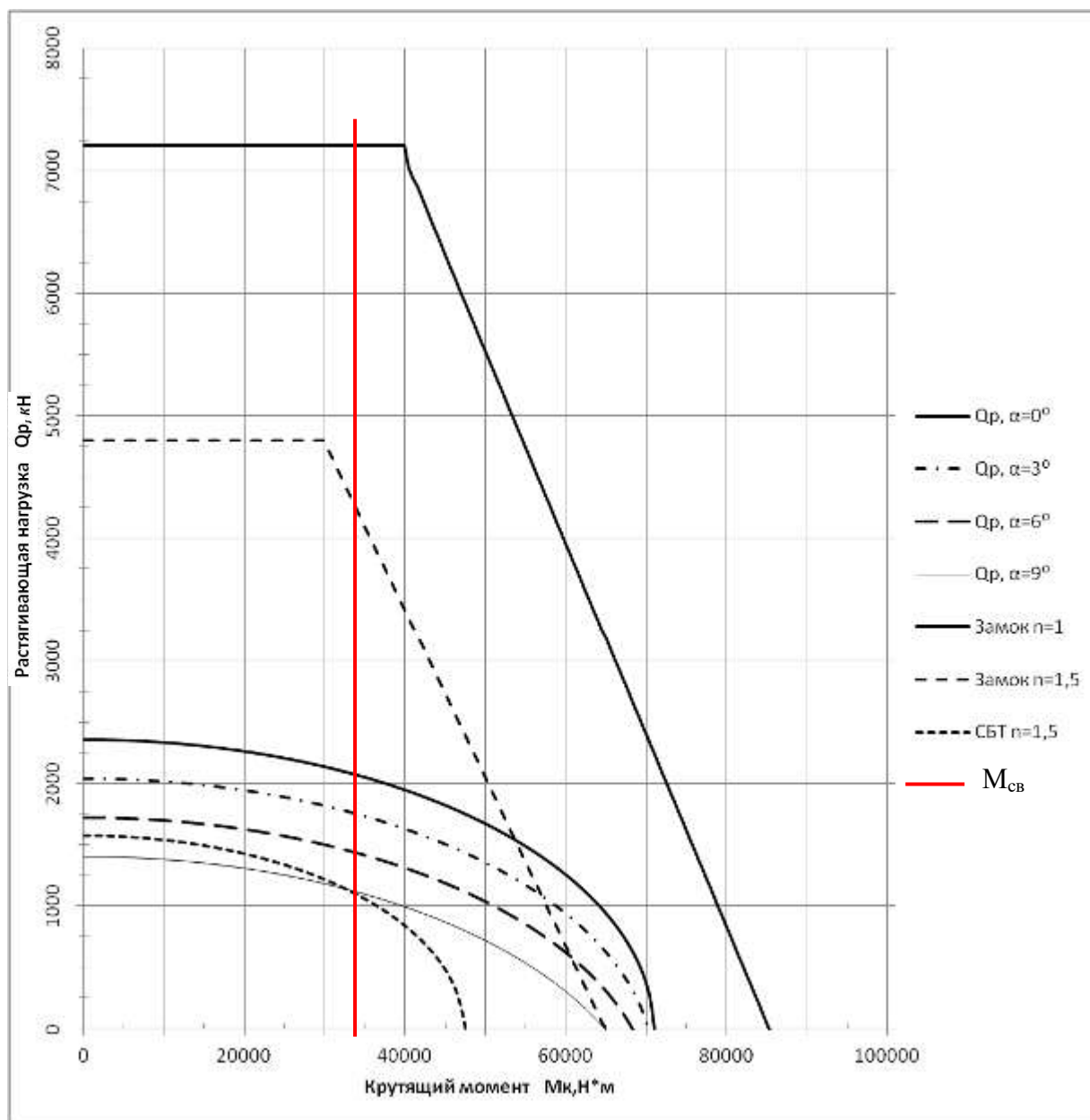


Рисунок 1.96 – Области применения трубы 127,0x12,7 Е,Е IЕU 5 ½ FH (177,8/88,9) при запасах прочности $n=1; 1,5$

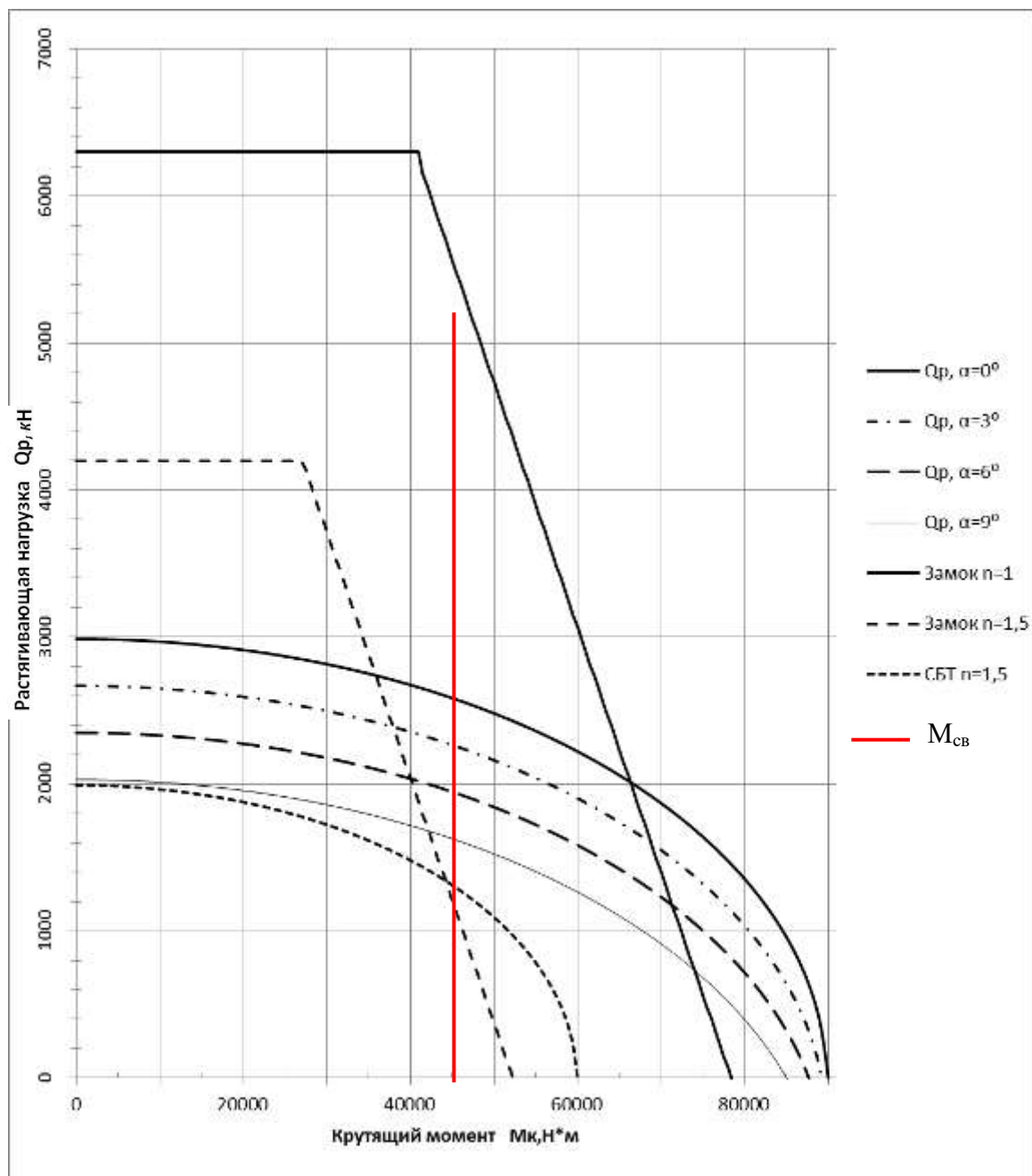


Рисунок 1.97 – Области применения трубы 127,0x12,7 Х,Л ИЕУ NC50 (168,3/76,2) при запасах прочности $n=1; 1,5$

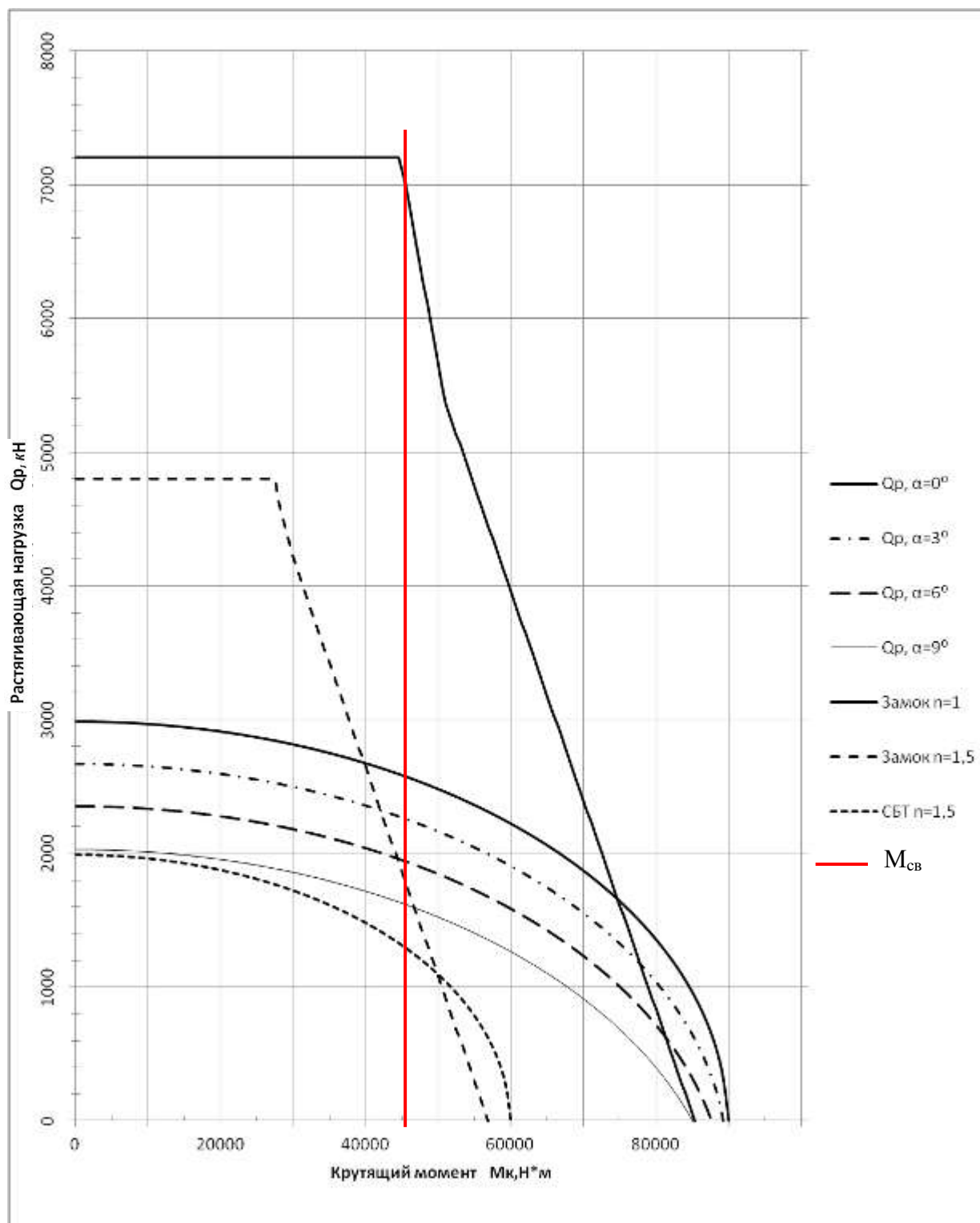


Рисунок 1.98 – Области применения трубы 127,0x12,7 X IEU 5 ½ FH(177,8/88,9) при запасах прочности $n=1; 1,5$

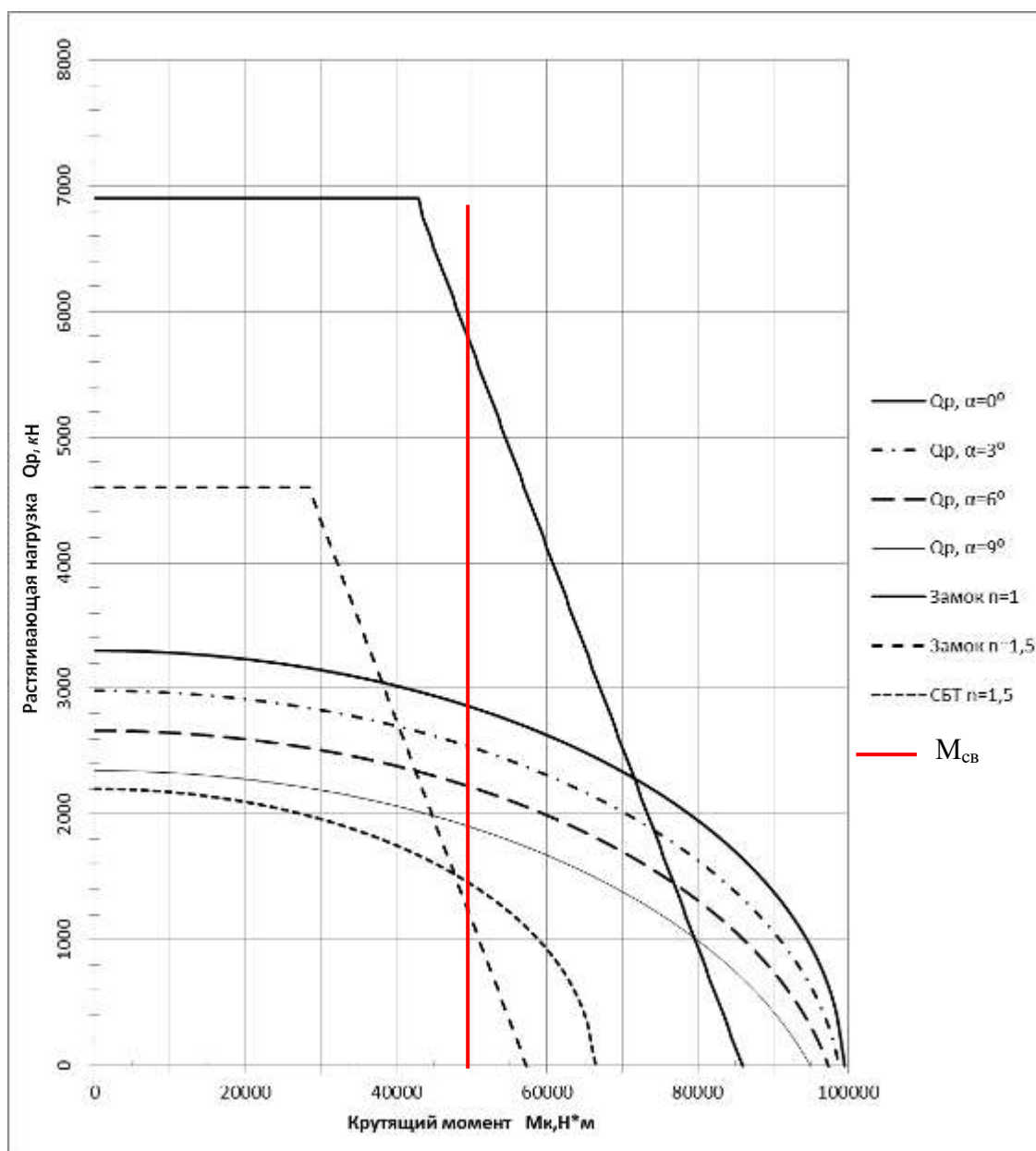


Рисунок 1.99 – Области применения трубы 127,0x12,7 G,M IEU NC50 (168,3/69,9) при запасах прочности $n=1; 1,5$

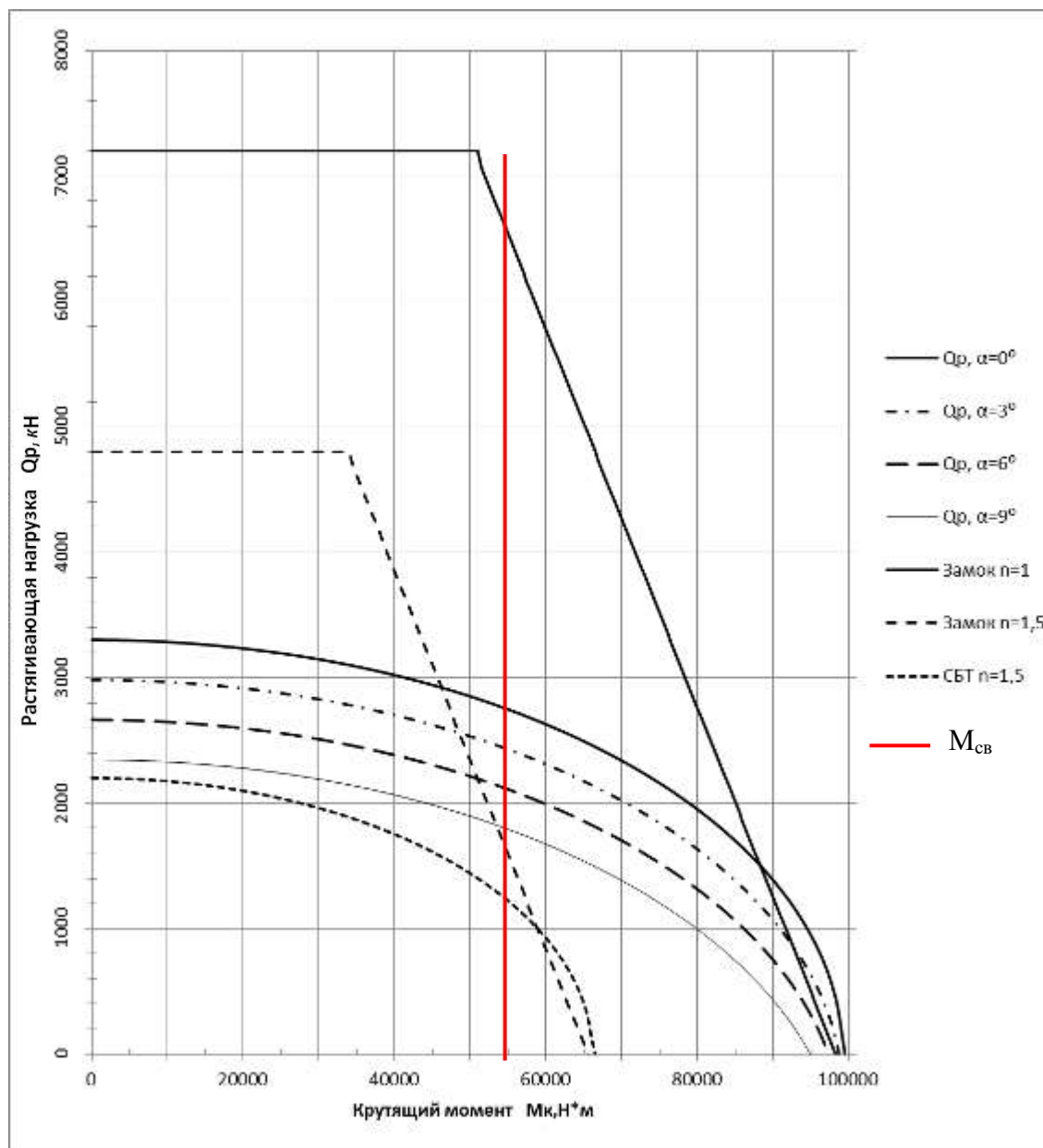


Рисунок 1.100 – Области применения трубы 127,0x12,7 G,М IЕU 5 ½ FH(184,2/88,9) при запасах прочности $n=1$; 1,5

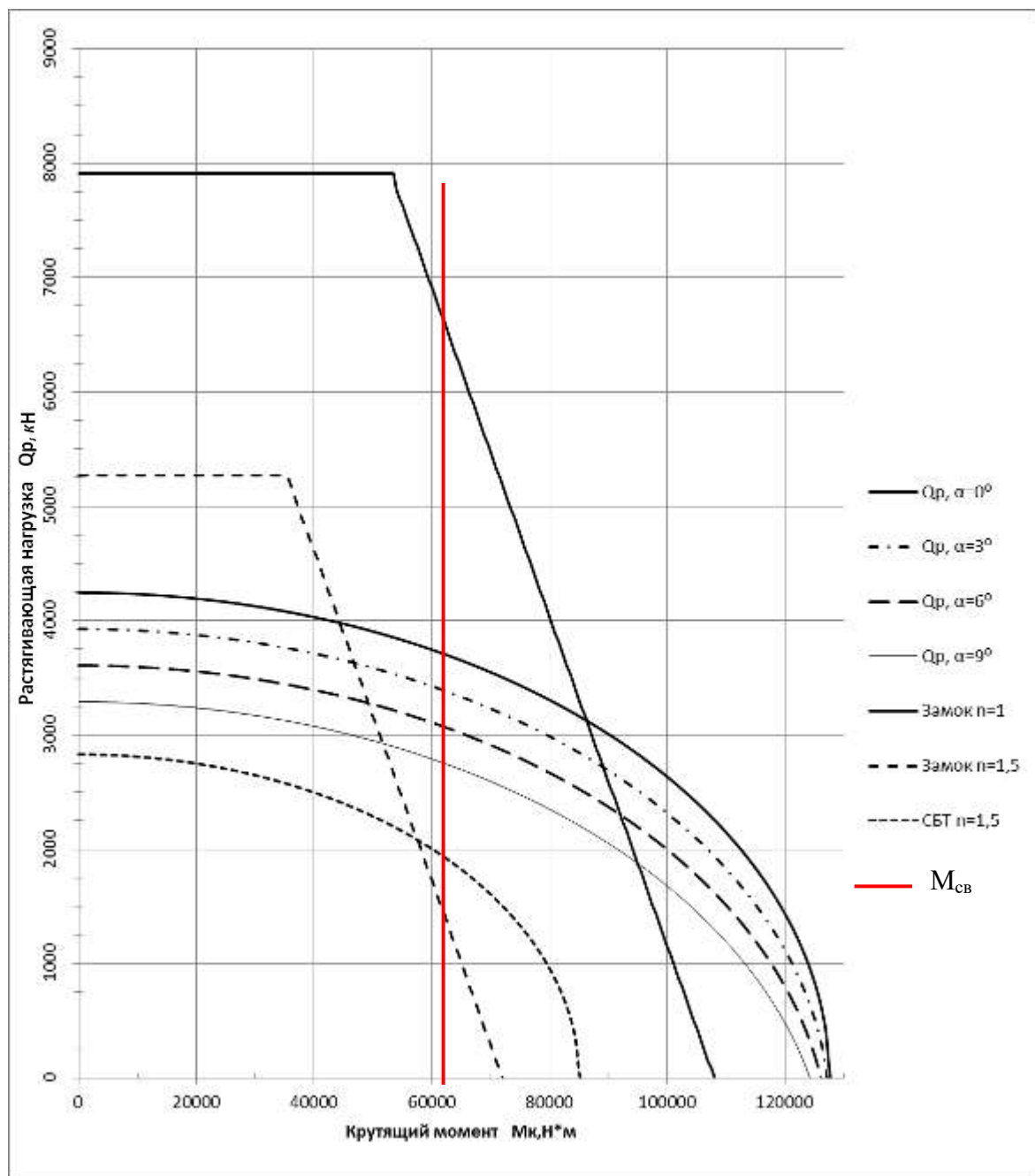


Рисунок 1.101– Области применения трубы 127,0x12,7 S,P IEU 5 ½ FH(184,2/82,6) при запасах прочности $n=1; 1,5$

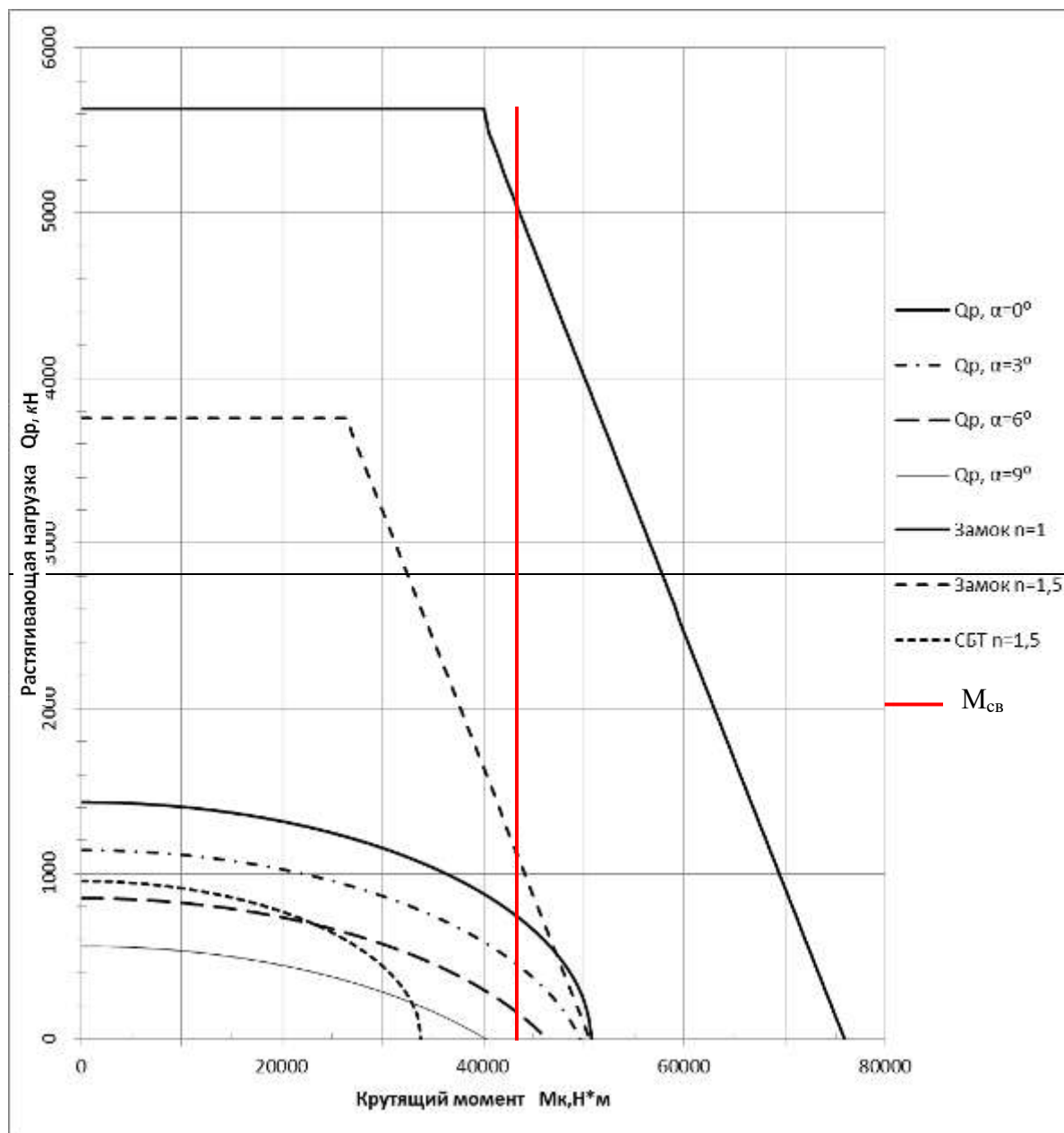


Рисунок 1.102– Области применения трубы 139,7x9,17 D IEU 5 ½ FH (177,8/101,6) при запасах прочности $n=1$; 1,5

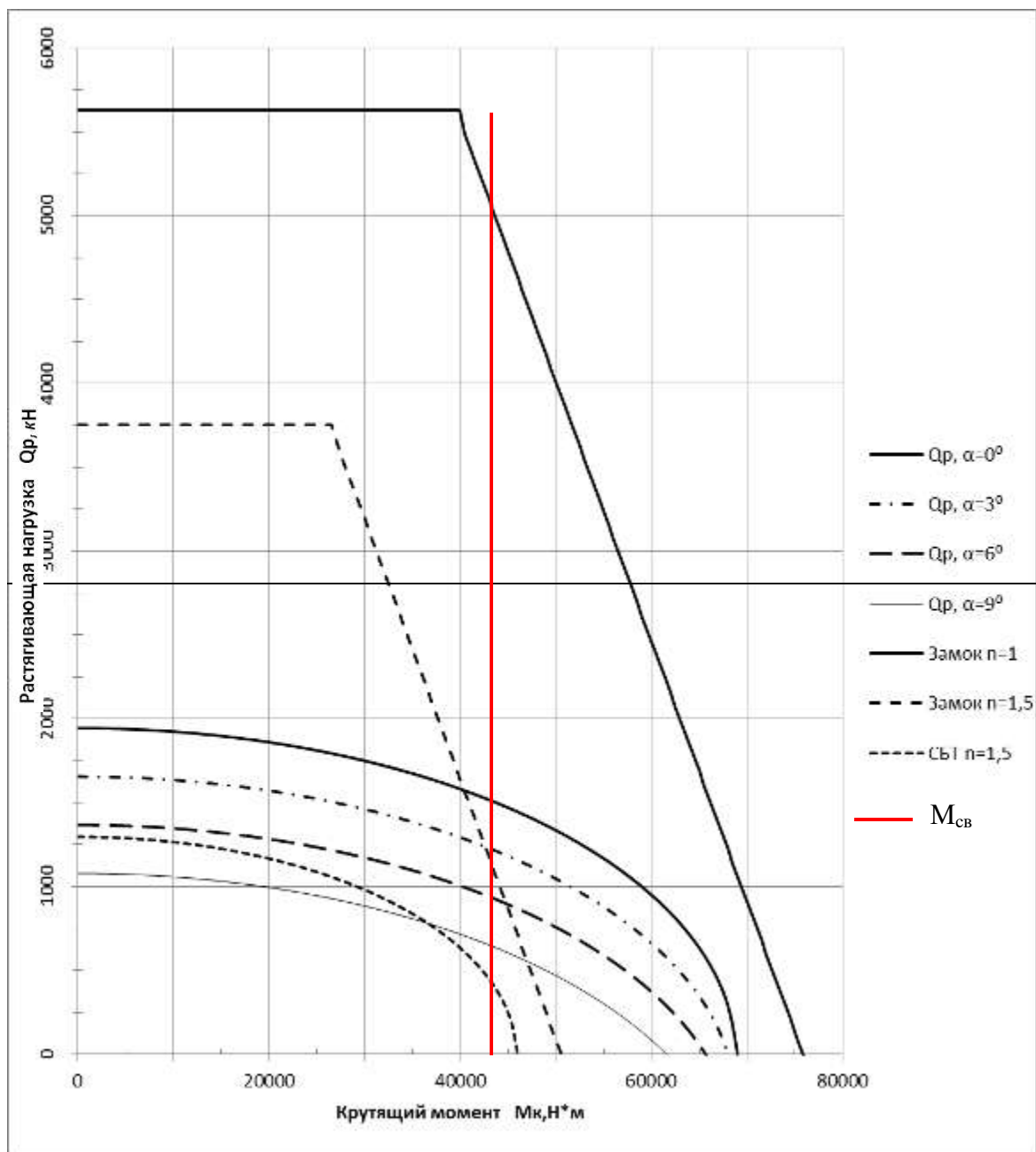


Рисунок 1.103– Области применения трубы 139,7х9,17 Е,Е IЕU 5 ½ FH (177,8/101,6) при запасах прочности $n=1; 1,5$

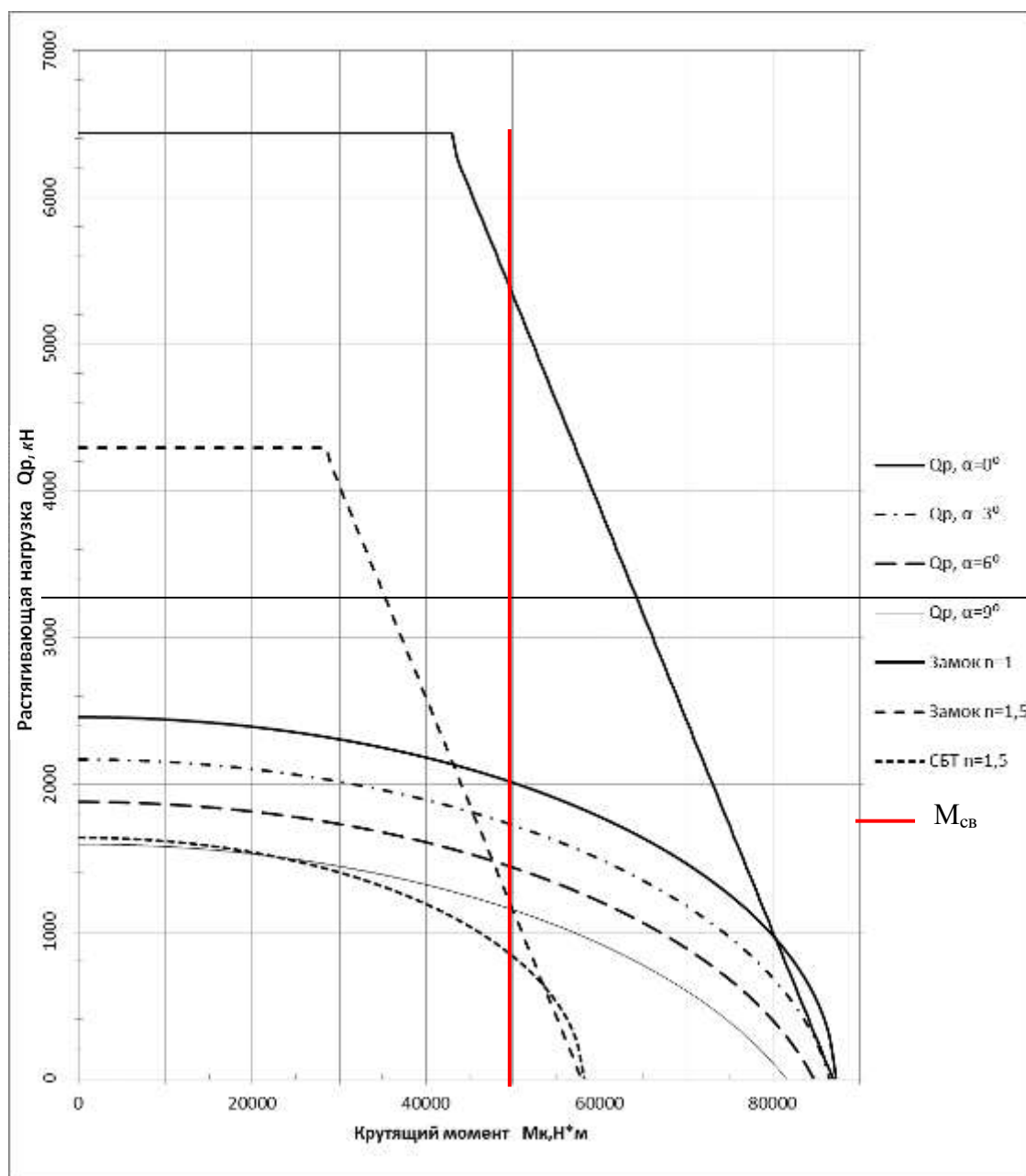


Рисунок 1.104– Области применения трубы 139,7х9,17 Х,Л IЕU 5 ½ FH (177,8/95,3) при запасах прочности $n=1; 1,5$

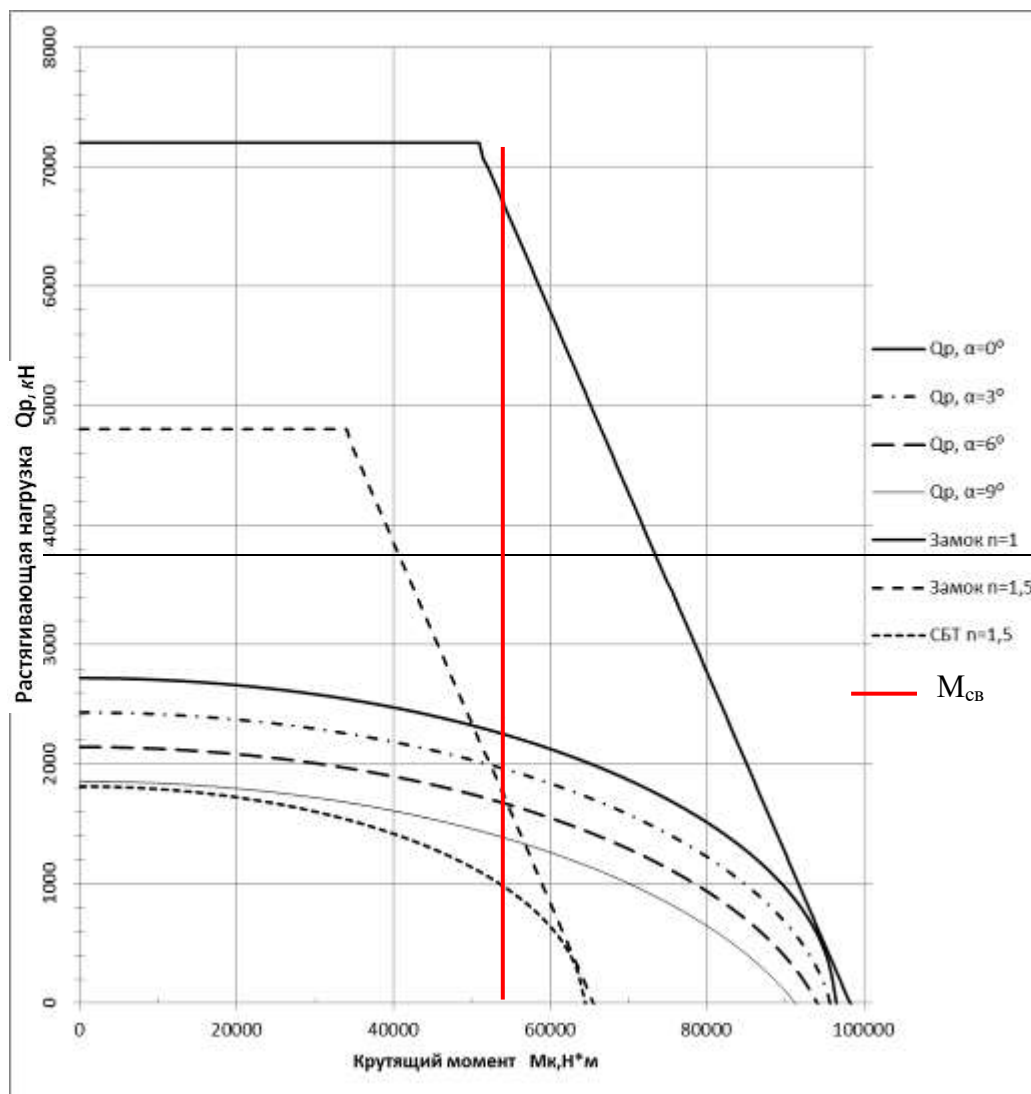


Рисунок 1.105 – Области применения трубы 139,7x9,17 G,М IEU 5 ½ FH (184,2/88,9) при запасах прочности $n=1$; 1,5

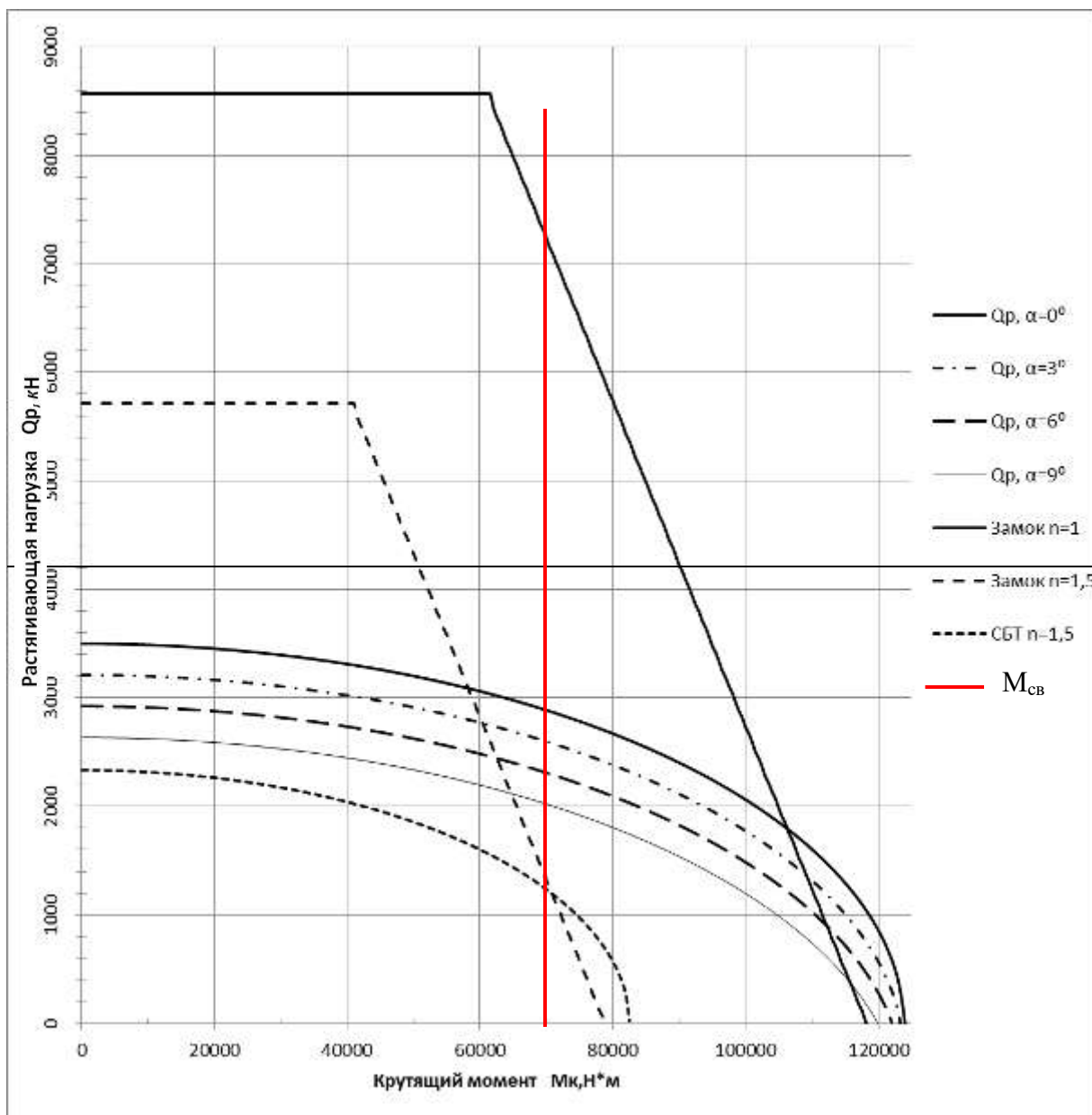


Рисунок 1.106– Области применения трубы 139,7х9,17 S,P IEU 5 ½ FH(190,5/76,2) при запасах прочности $n=1; 1,5$

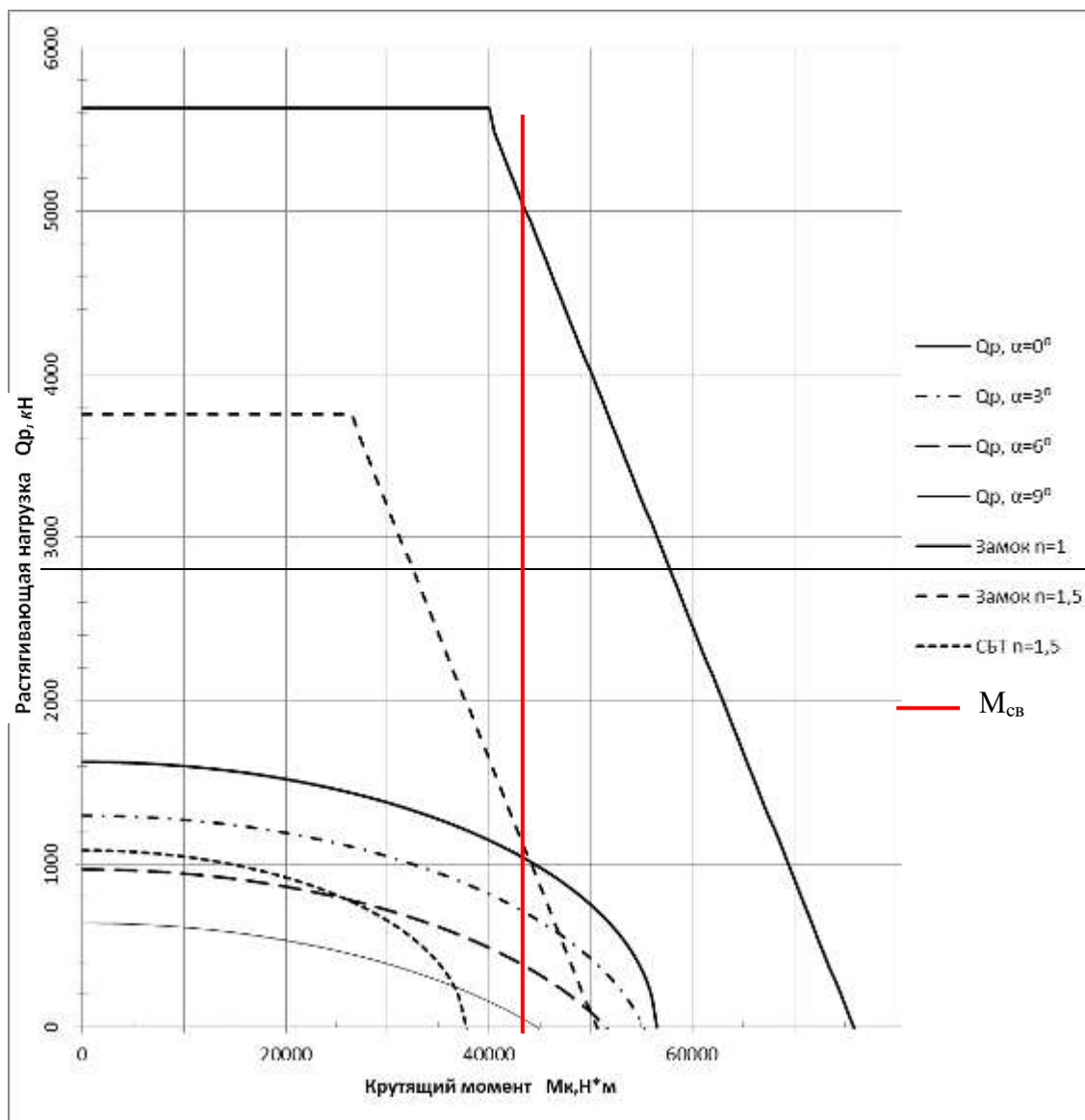


Рисунок 1.107 – Области применения трубы 139,7x10,54 D IEU 5 ½ FH (177,8/101,6) при запасах прочности $n=1$; 1,5

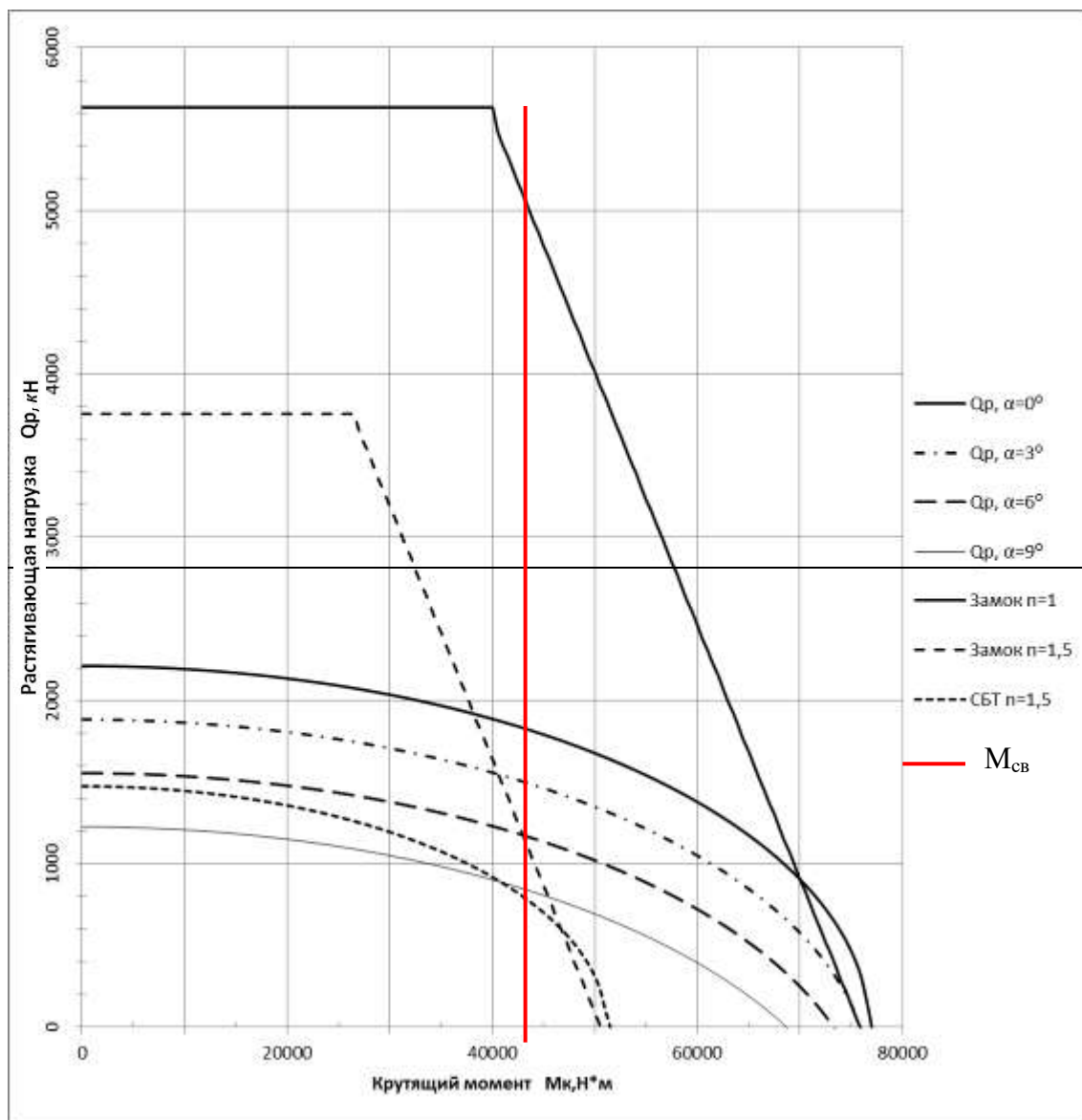


Рисунок 1.108 – Области применения трубы 139,7x10,54 Е,Е IЕU 5 ½ FH (177,8/101,6) при запасах прочности $n=1; 1,5$

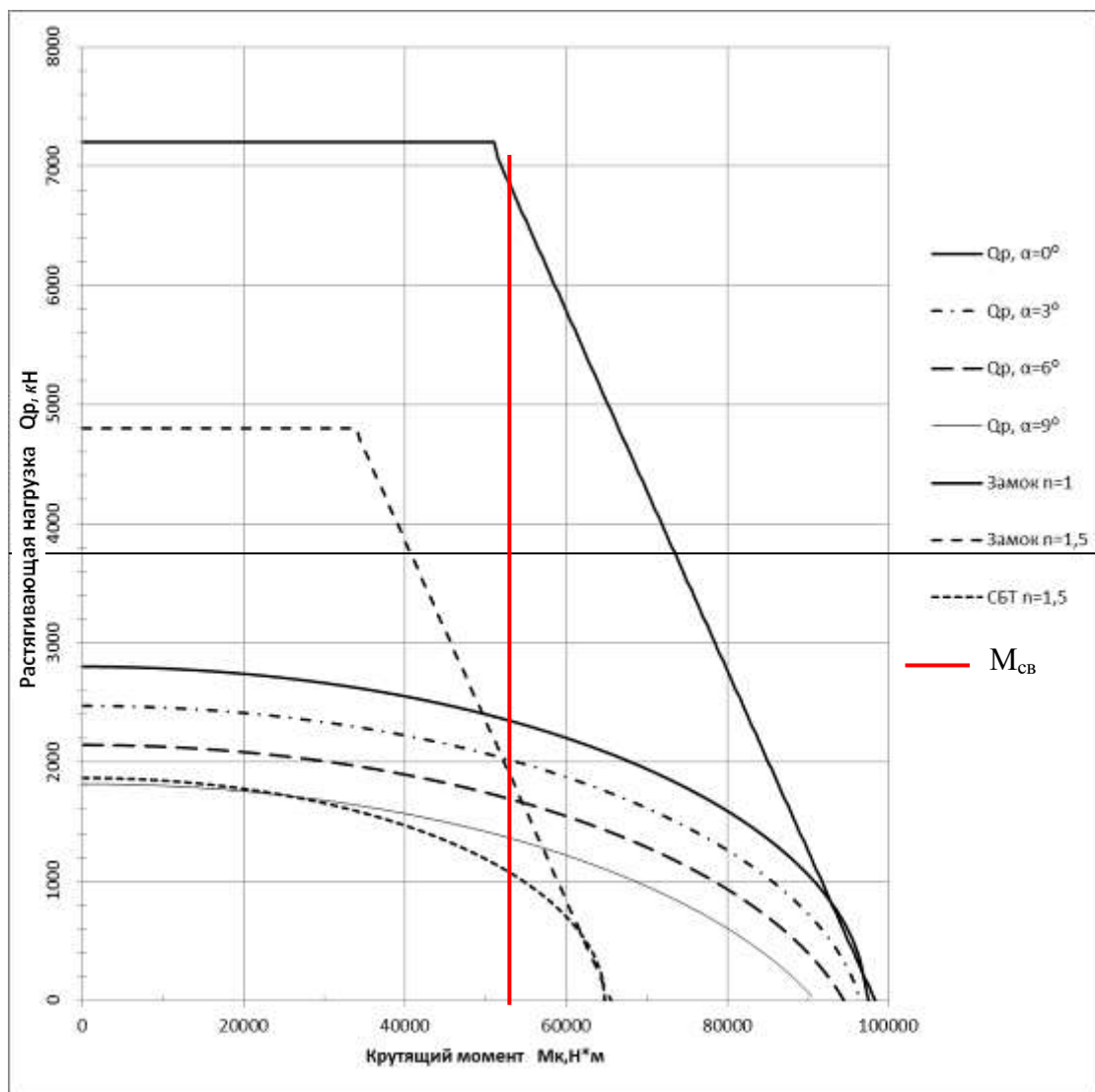


Рисунок 1.109 – Области применения трубы 139,7x10,54 Х,Л ИЕУ 5 ½ FH(184,2/88,9) при запасах прочности $n=1$; 1,5

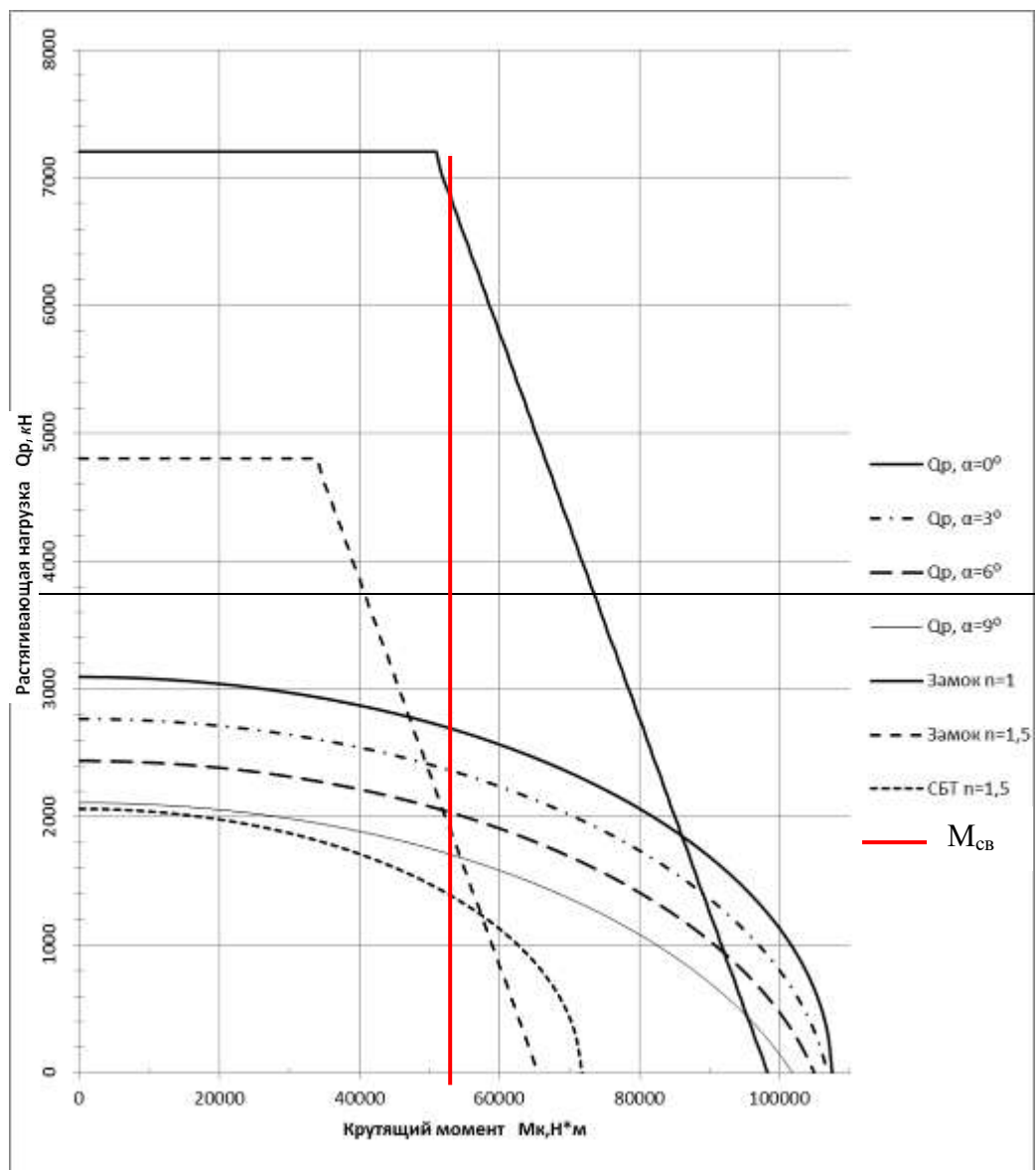


Рисунок 1.110 – Области применения трубы 139,7x10,54 G,М IЕU 5 ½ FH(184,2/88,9) при запасах прочности $n=1$; 1,5

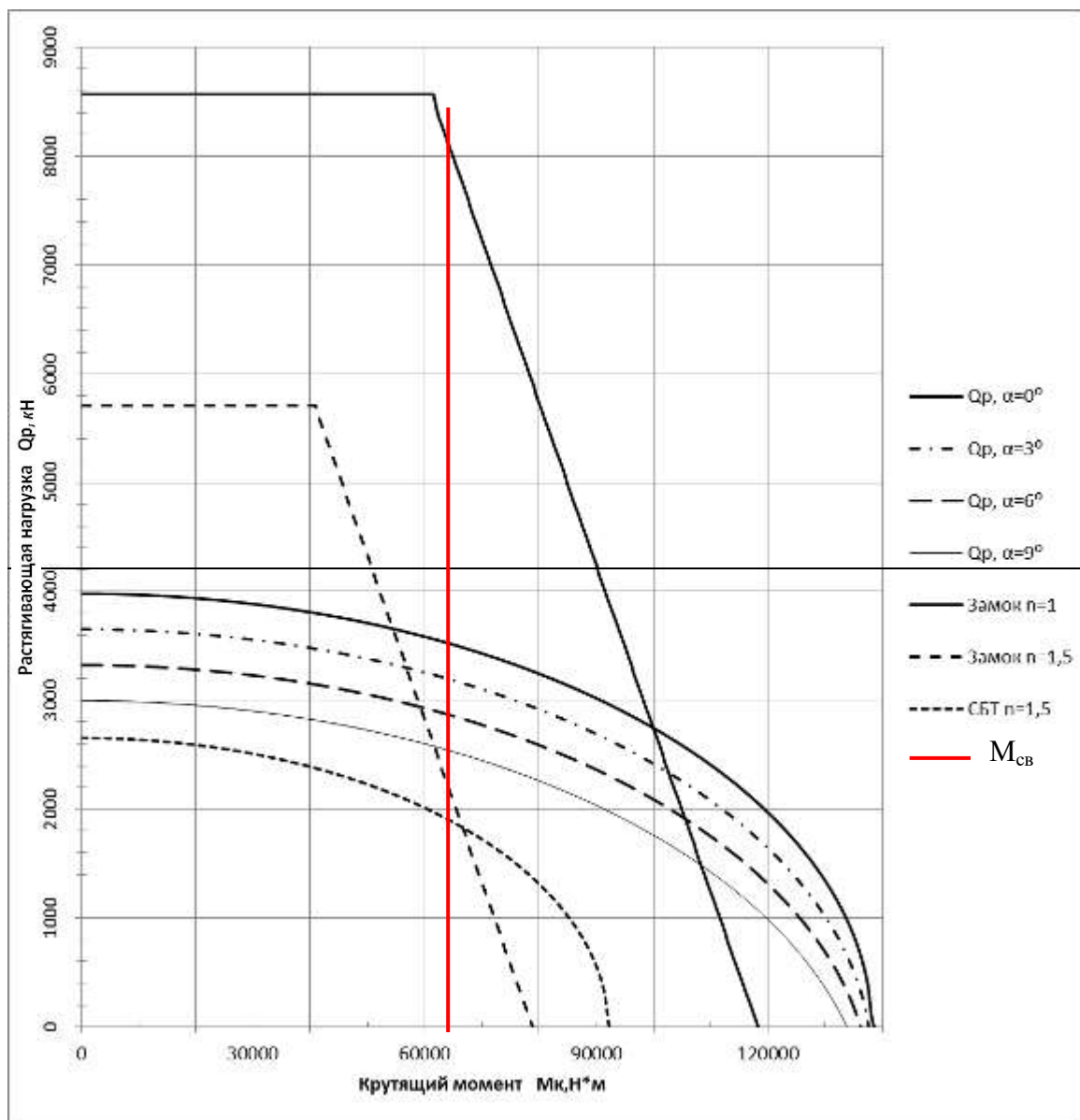


Рисунок 1.111 – Области применения трубы 139,7x10,54 S,P IEU 5 ½ FH(190,5/76,2) при запасах прочности $n=1; 1,5$

Стальные бурильные трубы с замками по Техническим условиям

Стальные бурильные трубы с замками по ТУ1324-138-00147016

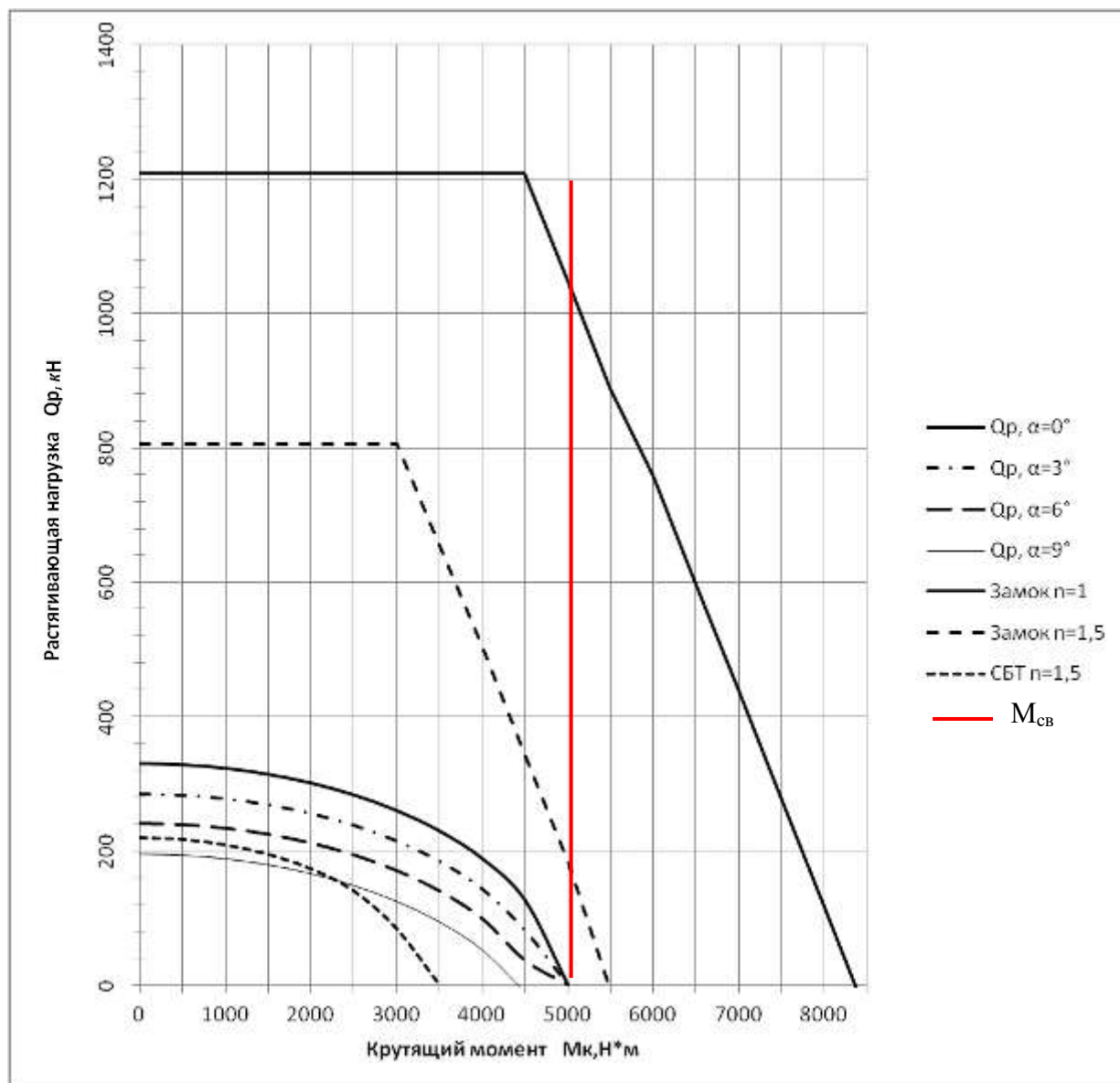


Рисунок 2.1 – Области применения трубы 60,3x5,0 Д БК ЗП-86-48 при запасах прочности $n=1$; 1,5

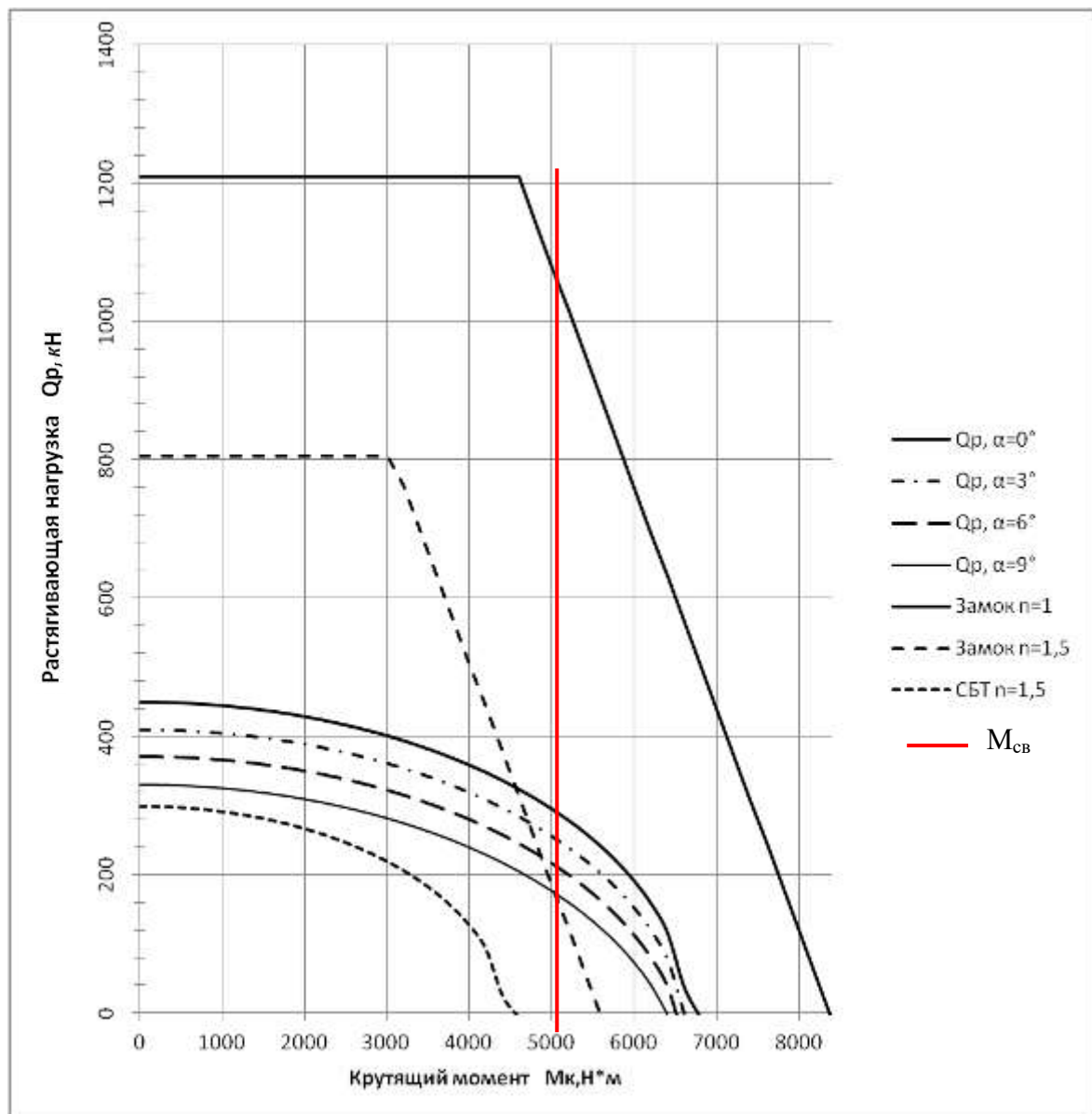


Рисунок 2.2 – Области применения трубы 60,3х5,0 Е БК ЗП-86-48 при запасах прочности $n=1$; 1,5

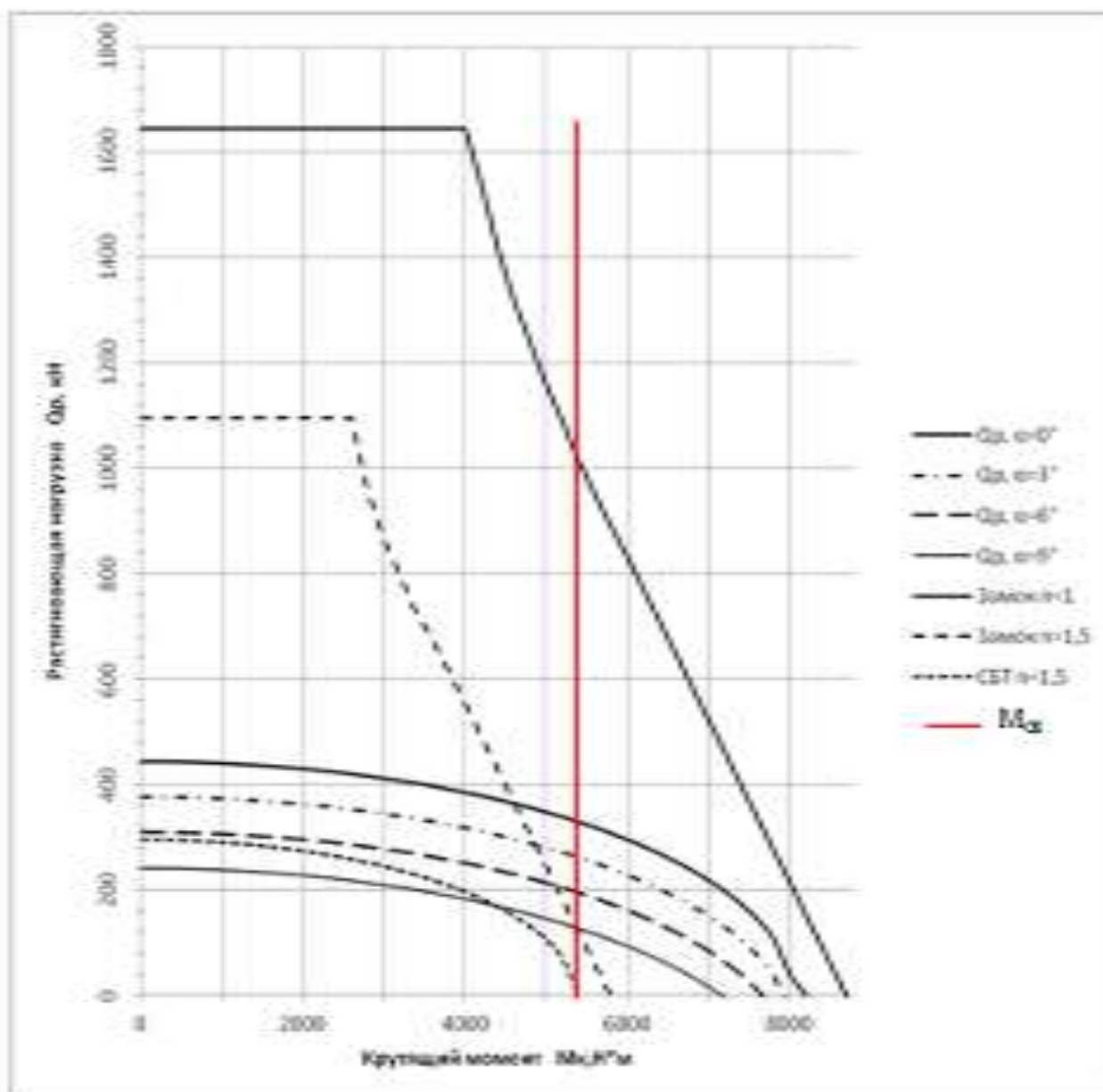


Рисунок 2.3 – Области применения трубы 73,0x5,5 Д БК ЗП-95-58 при запасах прочности $n=1$; 1,5

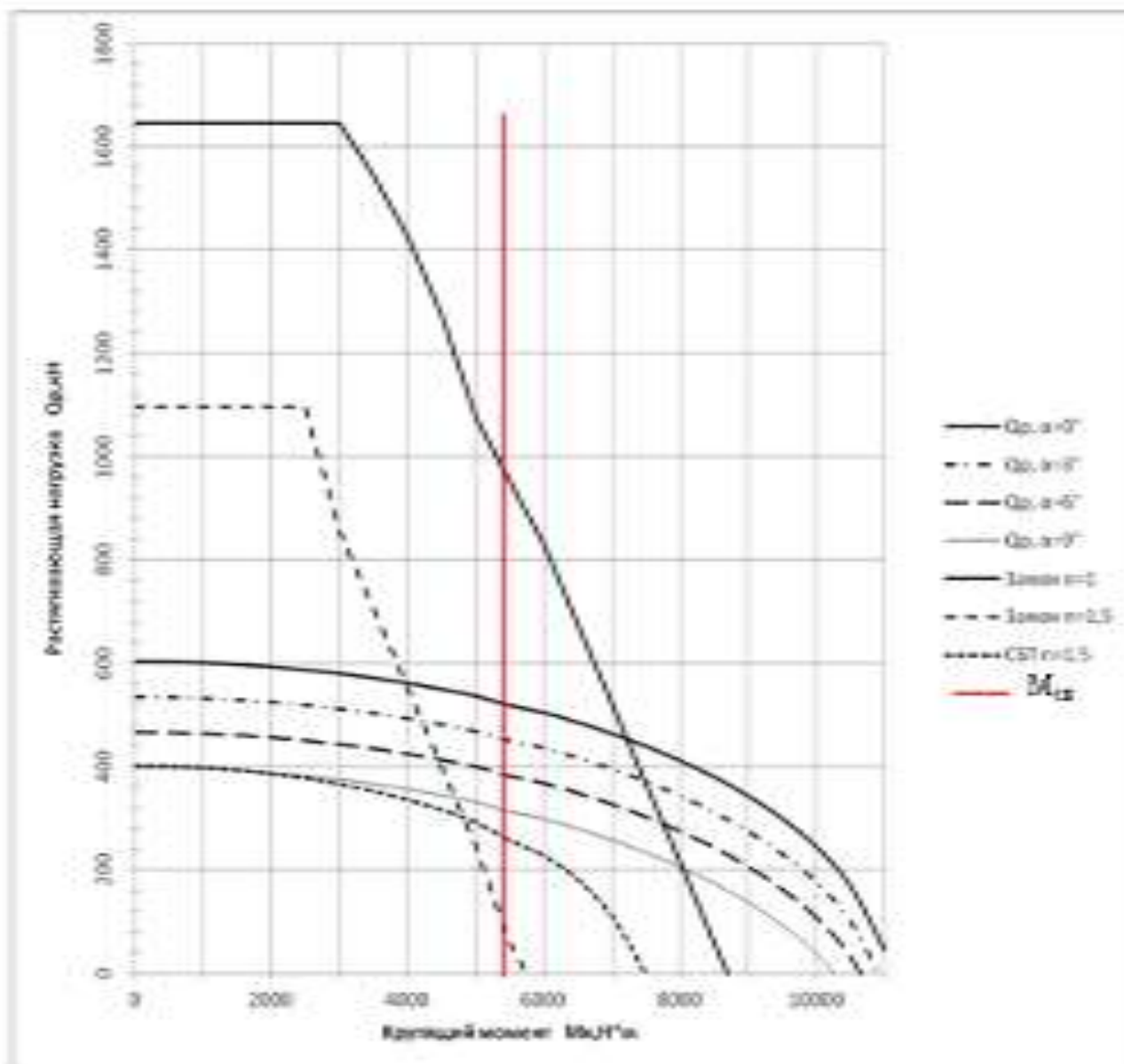


Рисунок 2.4 – Области применения трубы 73,0x5,5 Е БК ЗП-95-58 при запасах прочности $n=1; 1,5$

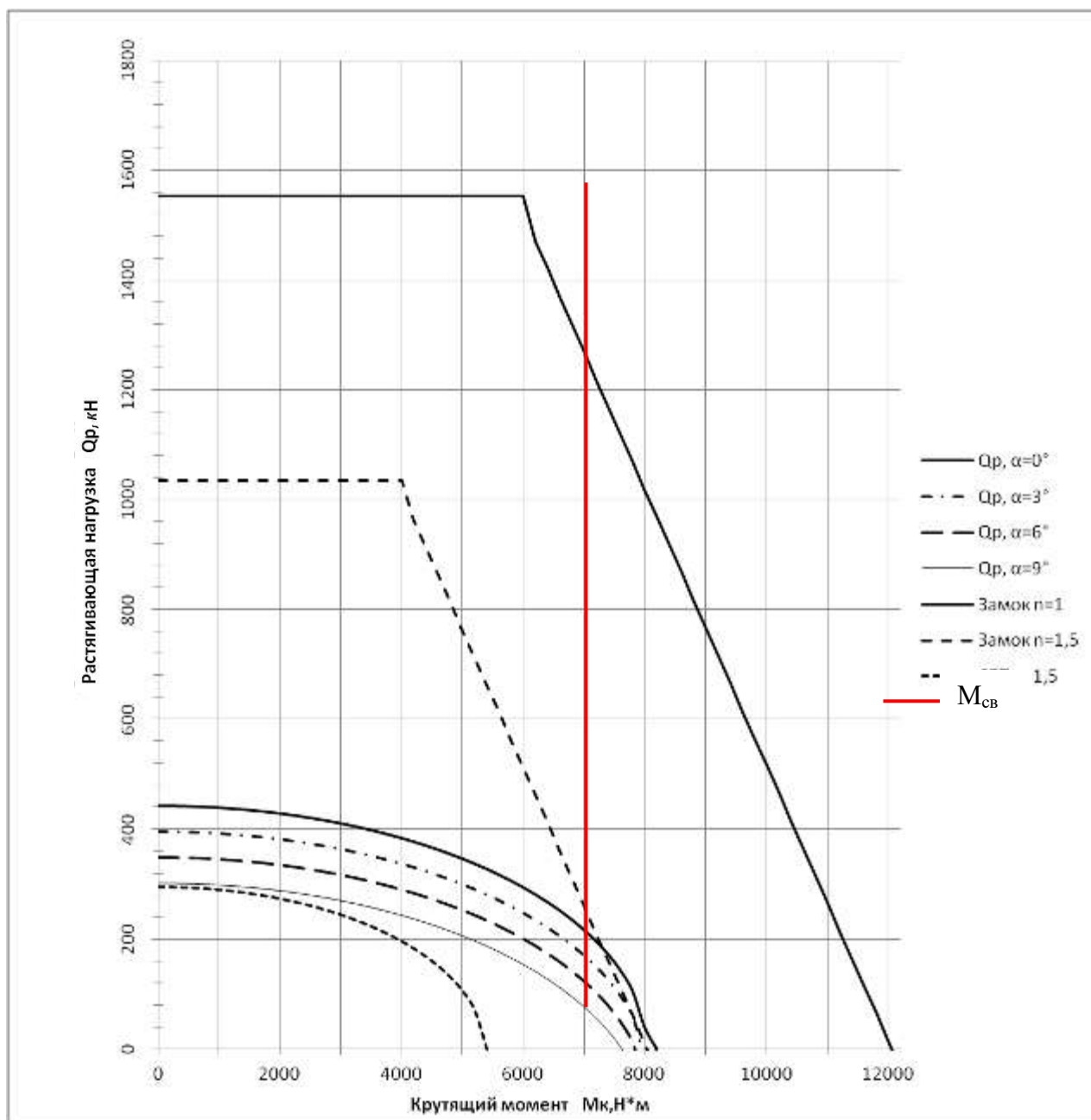


Рисунок 2.5 – Области применения трубы 73,0x5,5 Д БК ЗП-95-59 при запасах прочности $n=1; 1,5$

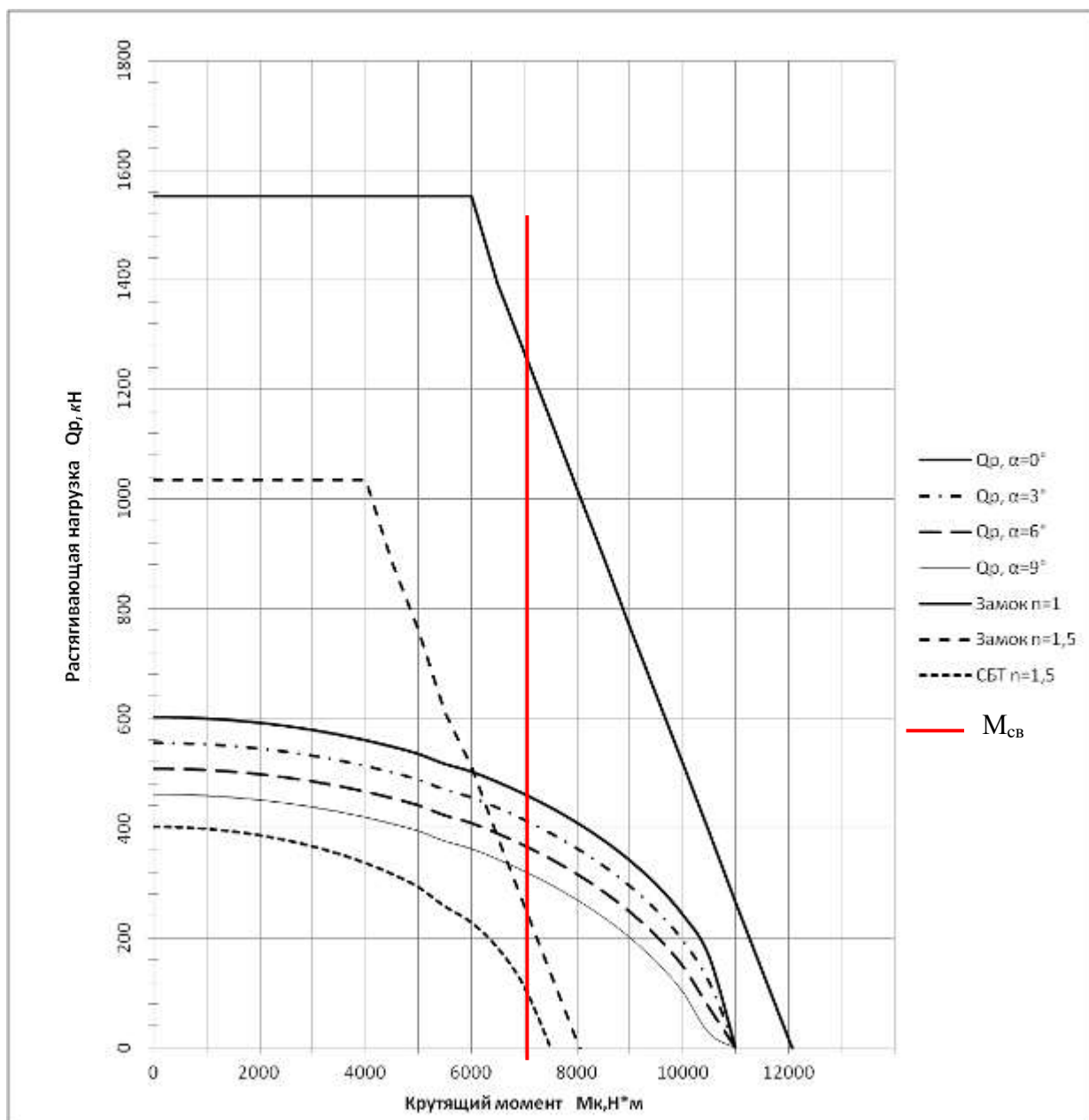
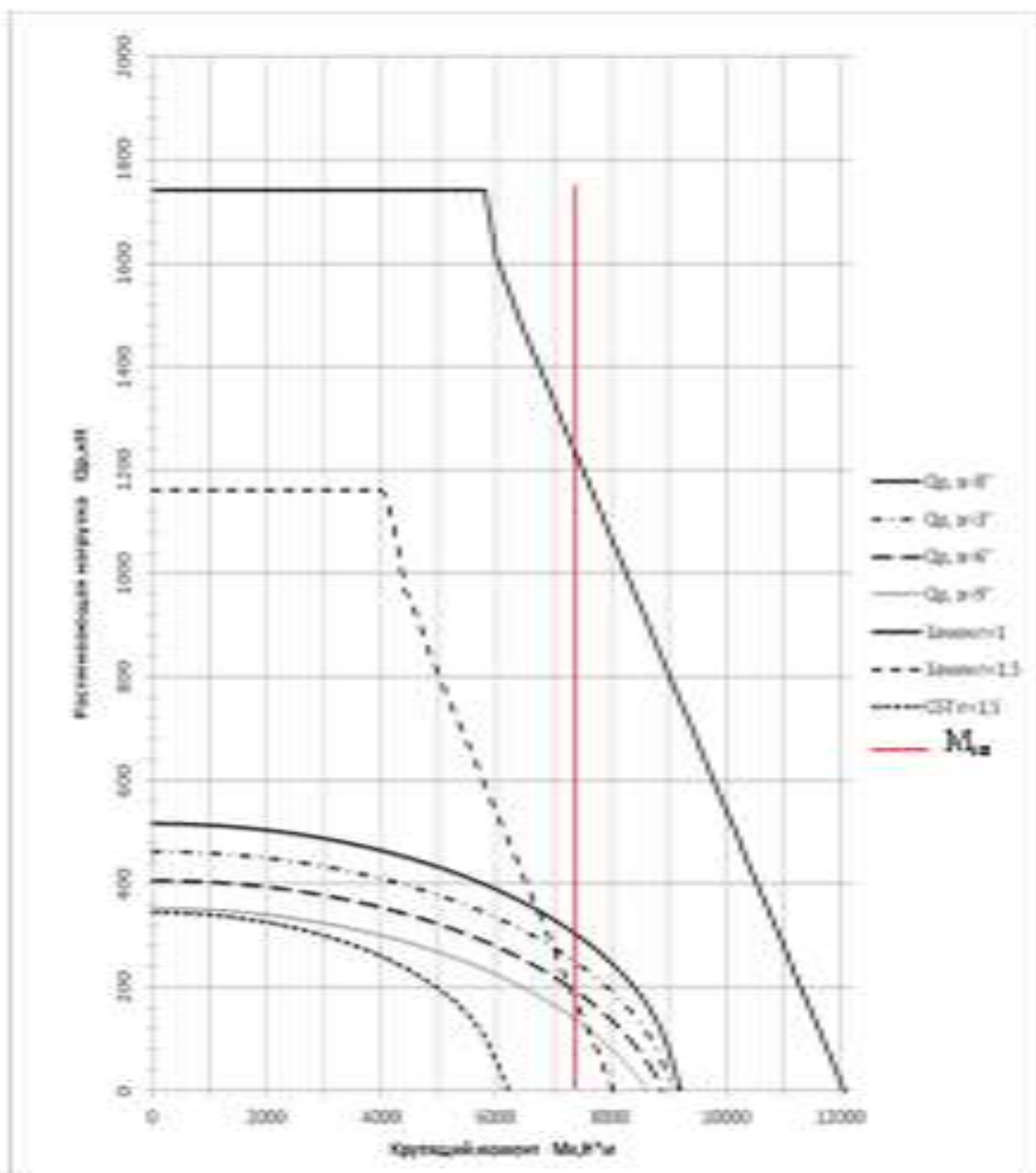


Рисунок 2.6 – Области применения трубы 73,0x5,5 Е БК ЗП-95-59 при запасах прочности $n=1; 1,5$



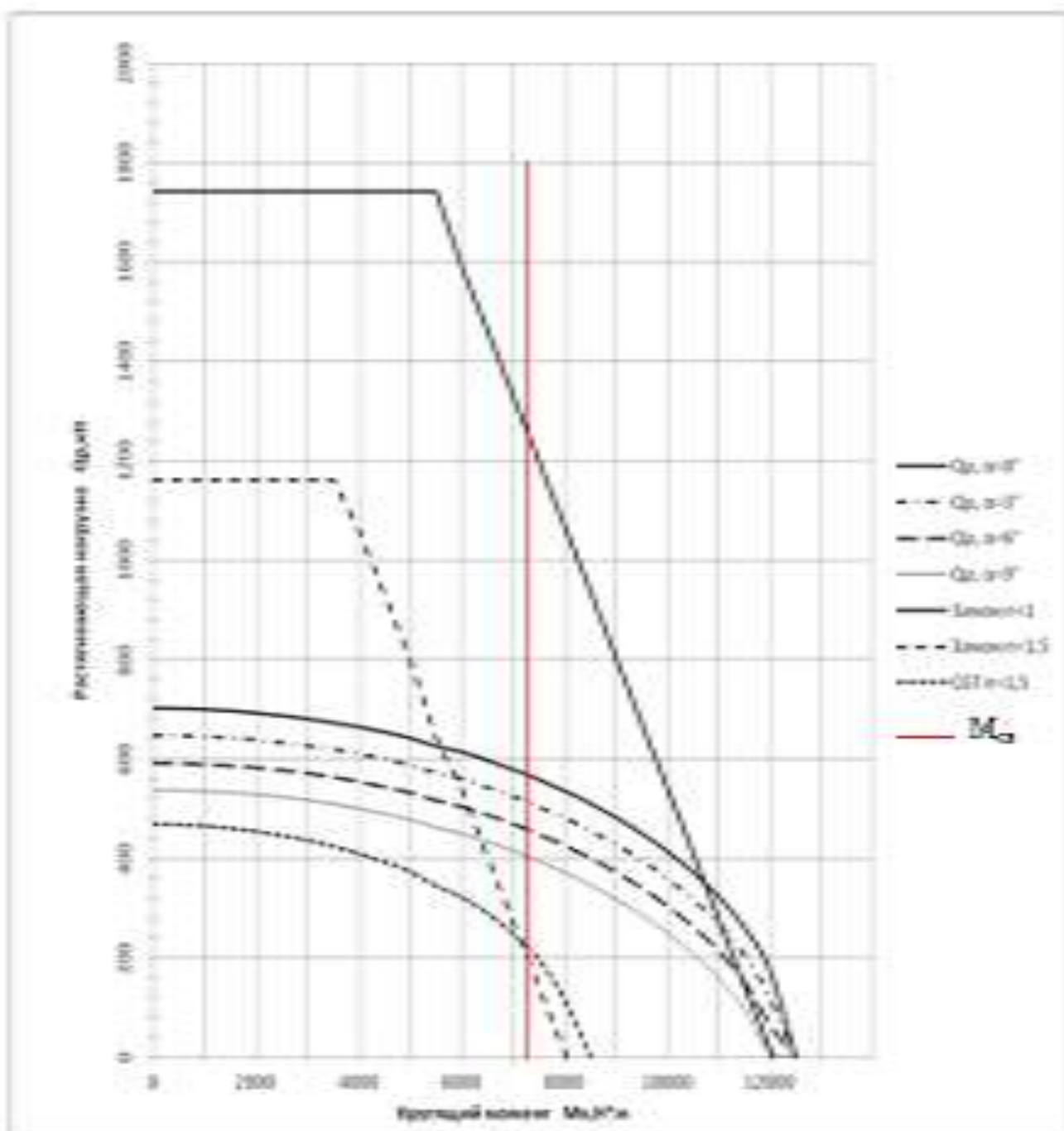


Рисунок 2.8 – Области применения трубы 73,0x6,5 Е БК 3П-98-57 при запасах прочности $n=1$; 1,5

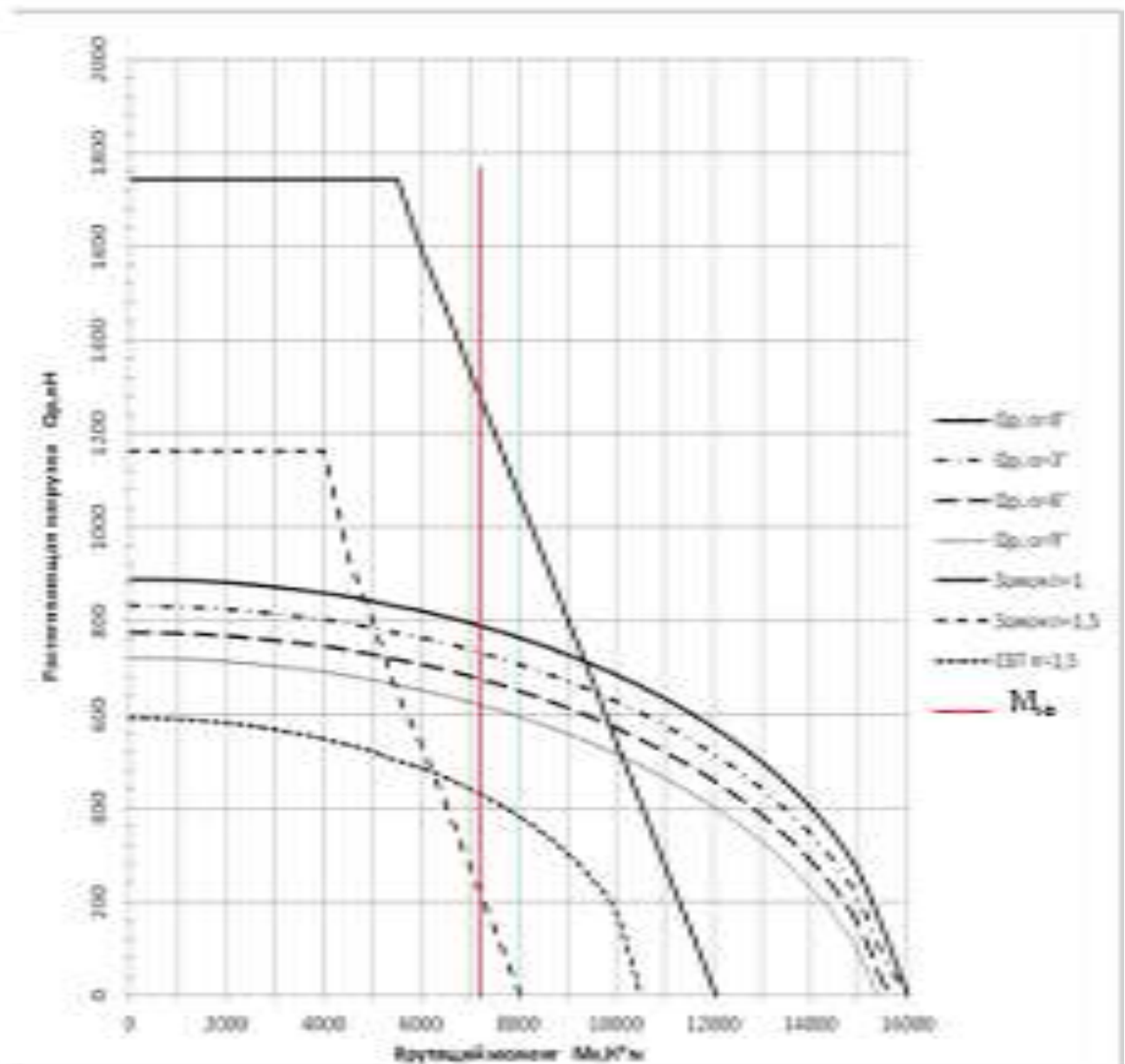


Рисунок 2.9 – Области применения трубы 73,0x6,5 Л БК 3П-98-57 при запасах прочности $n=1; 1,5$

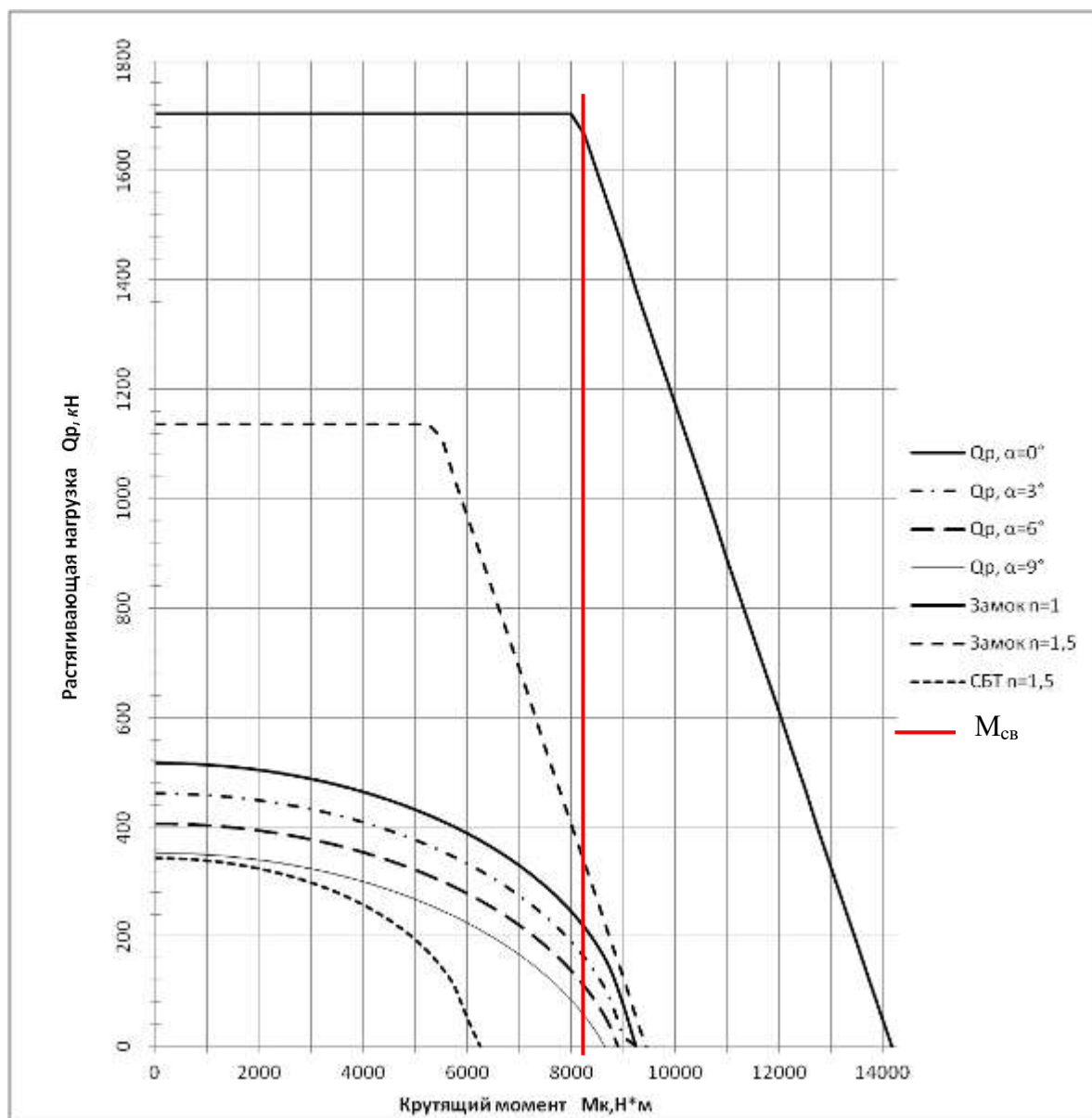


Рисунок 2.10 – Области применения трубы 73,0х6,5 Д БК ЗП-105-57 при запасах прочности $n=1$; 1,5

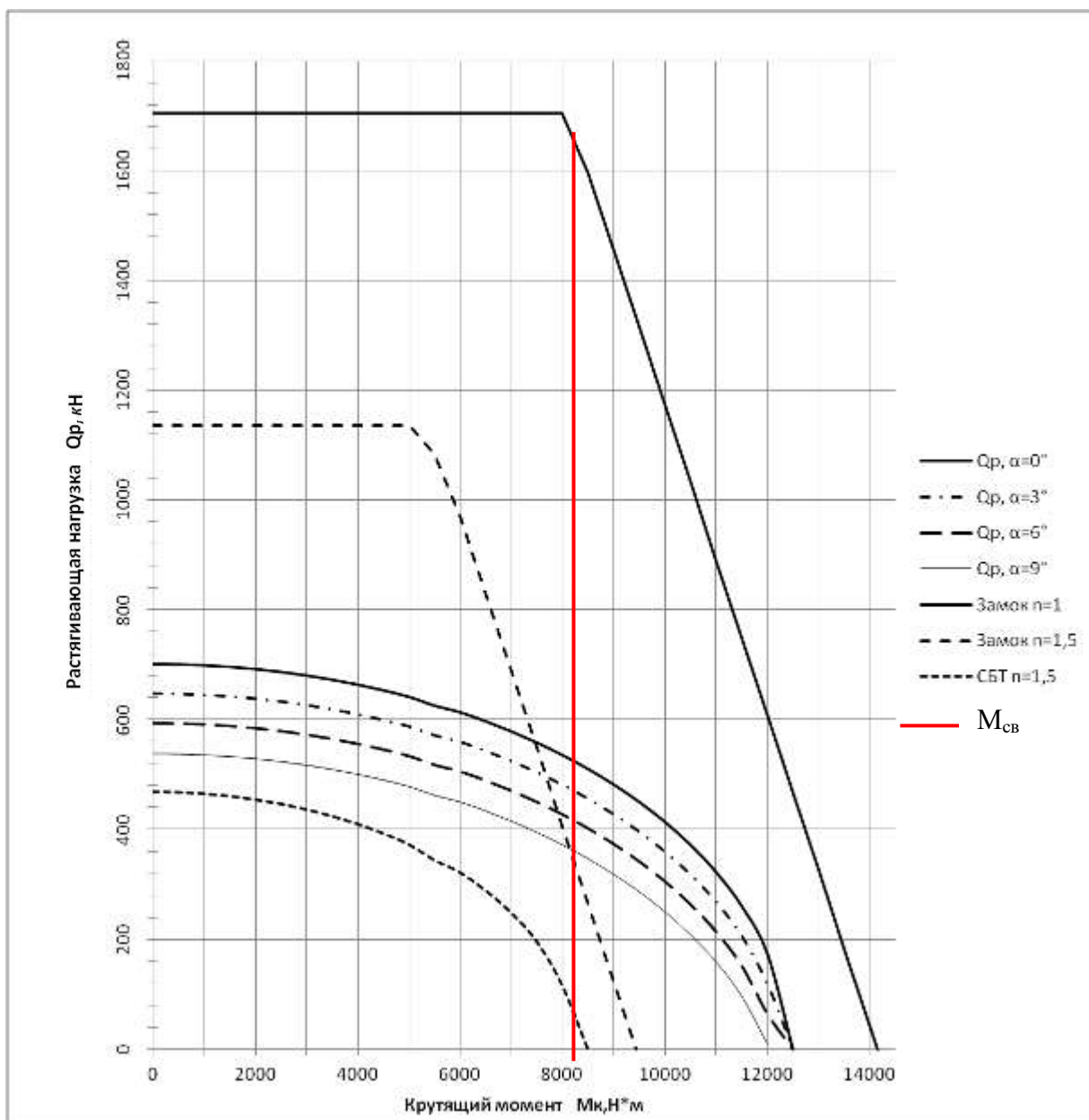


Рисунок 2.11 – Области применения трубы 73,0x6,5 Е БК 3П-105-57 при запасах прочности $n=1; 1,5$

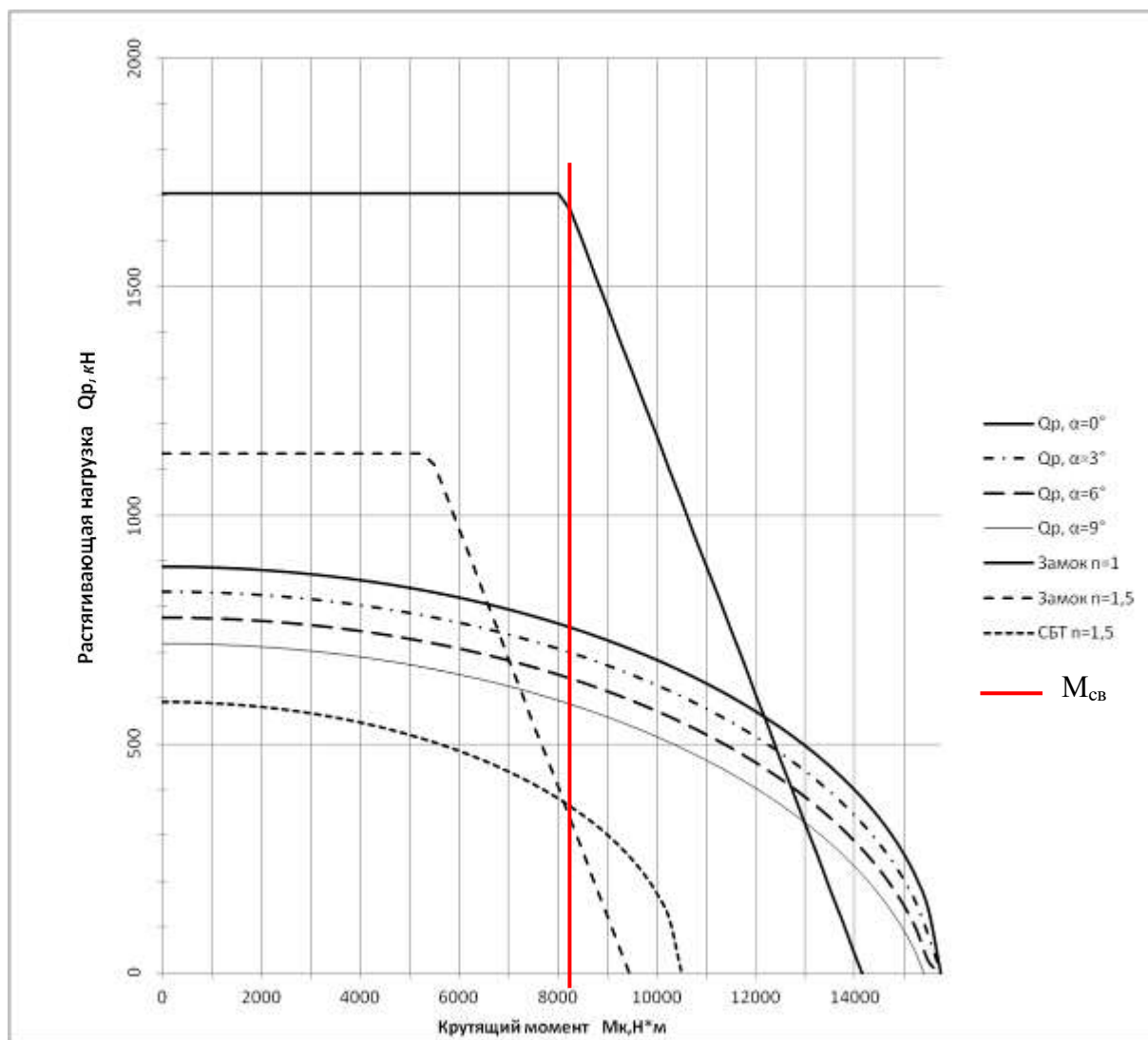


Рисунок 2.12– Области применения трубы 73,0х6,5 Л БК ЗП-105-57 при запасах прочности $n=1$; 1,5

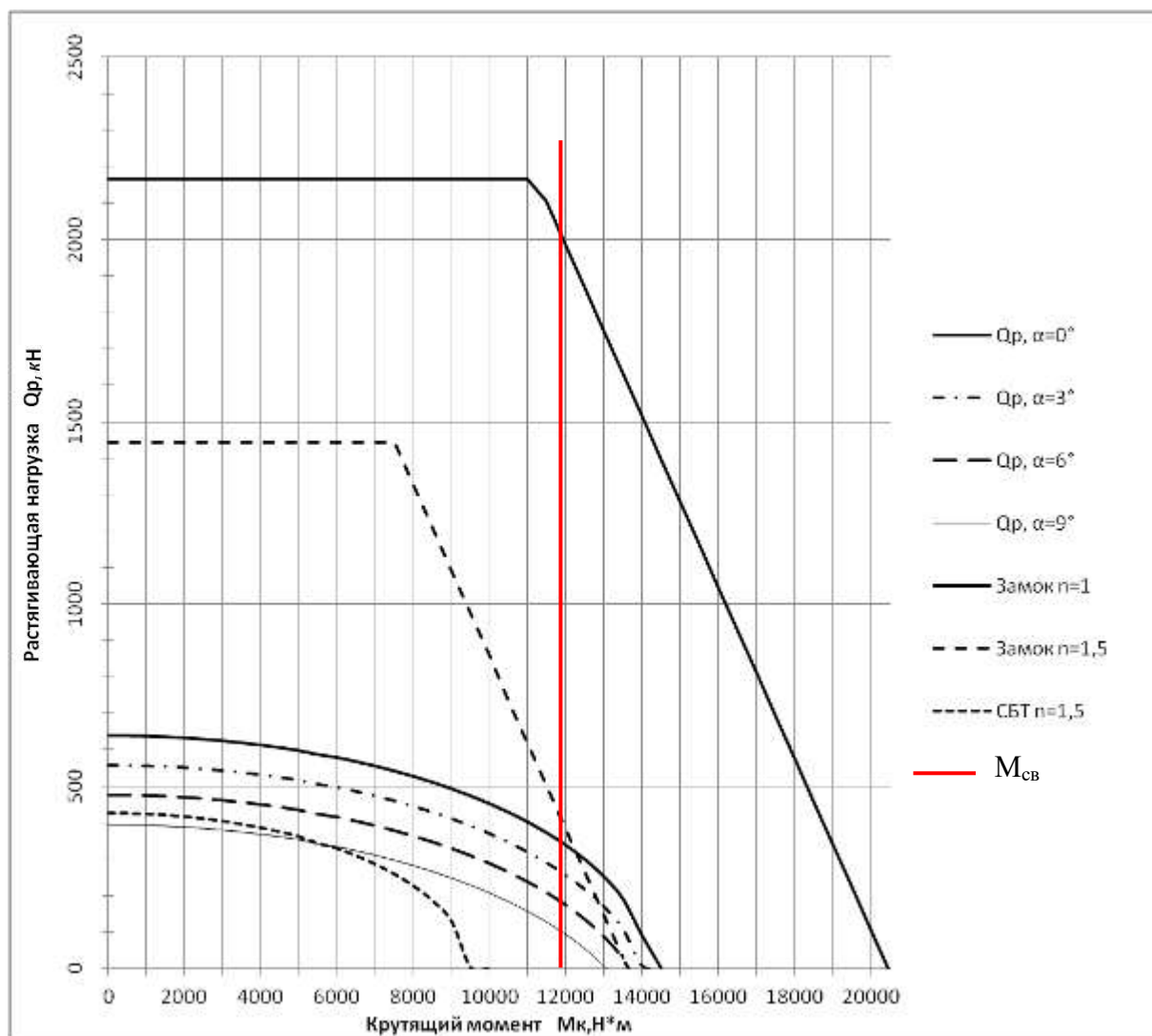


Рисунок 2.13– Области применения трубы 88,9х6,5 Д БК ЗП-121-73 при запасах прочности $n=1; 1,5$

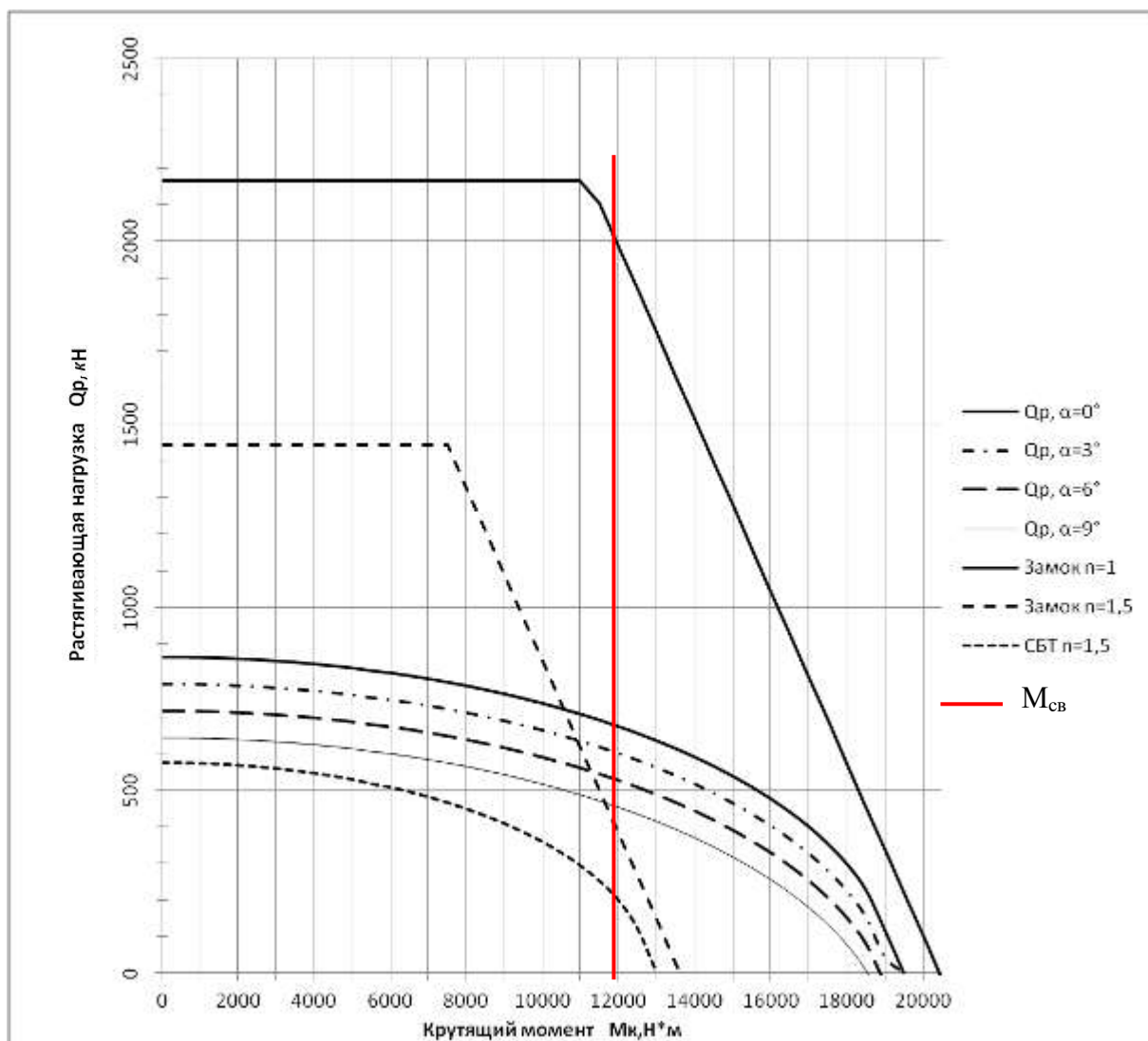


Рисунок 2.14— Области применения трубы 88,9х6,5 Е БК ЗП-121-73 при запасах прочности $n=1$; 1,5

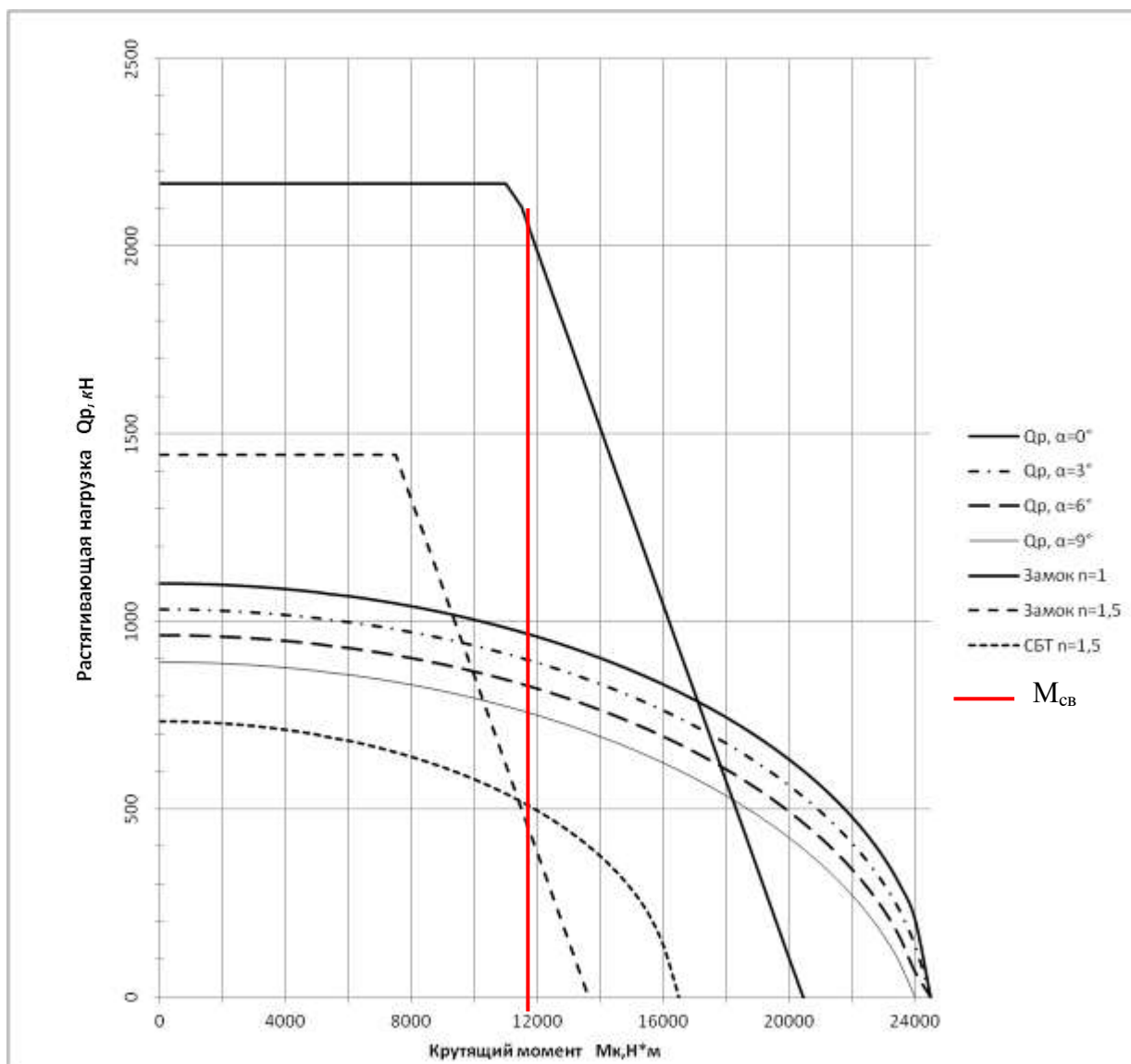


Рисунок 2.15– Области применения трубы 88,9х6,5 Л БК ЗП-121-73 при запасах прочности $n=1$; 1,5

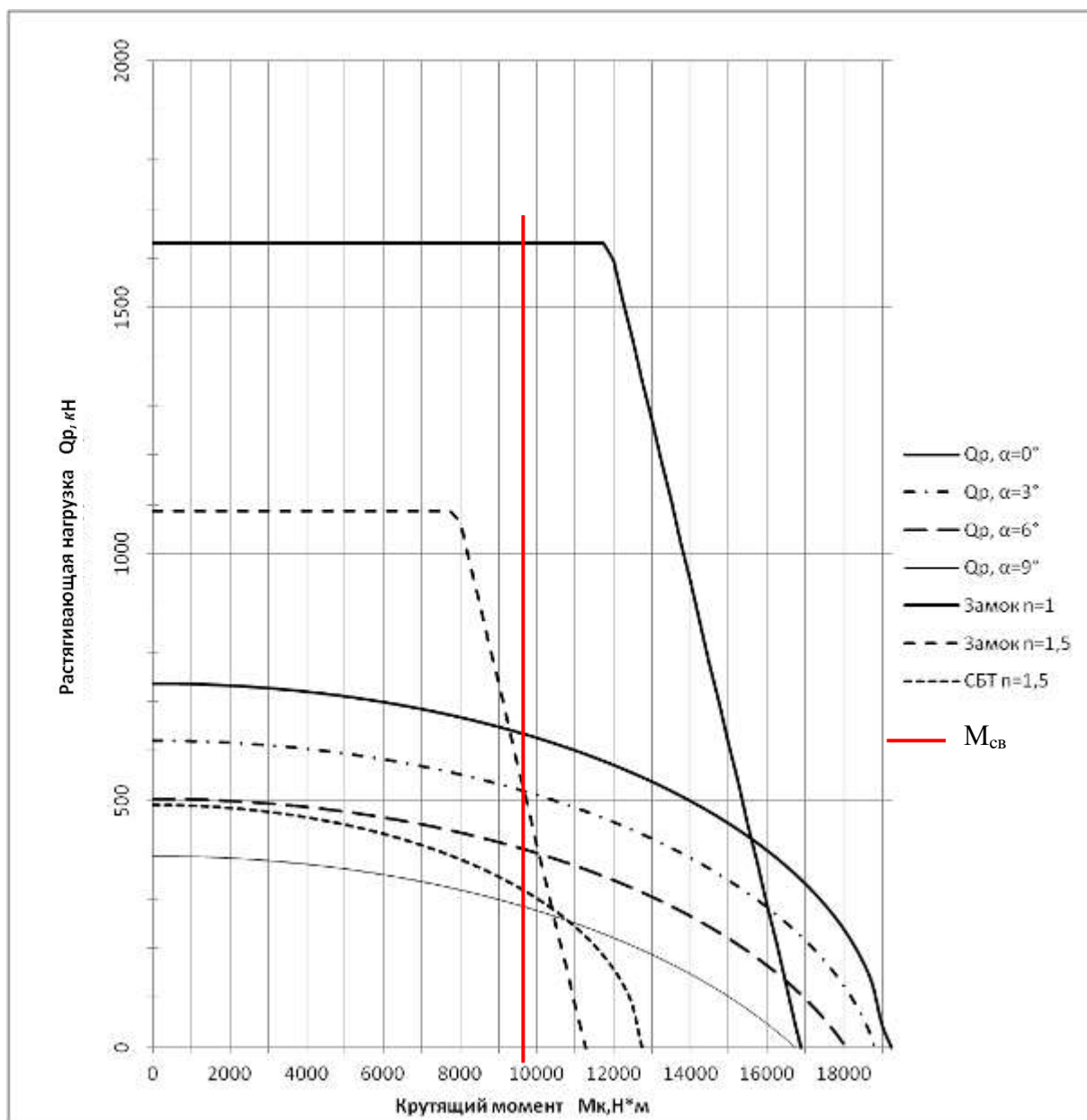


Рисунок 2.16– Области применения трубы 101,6х6,5 Д БК 3-133-86 при запасах прочности $n=1; 1,5$

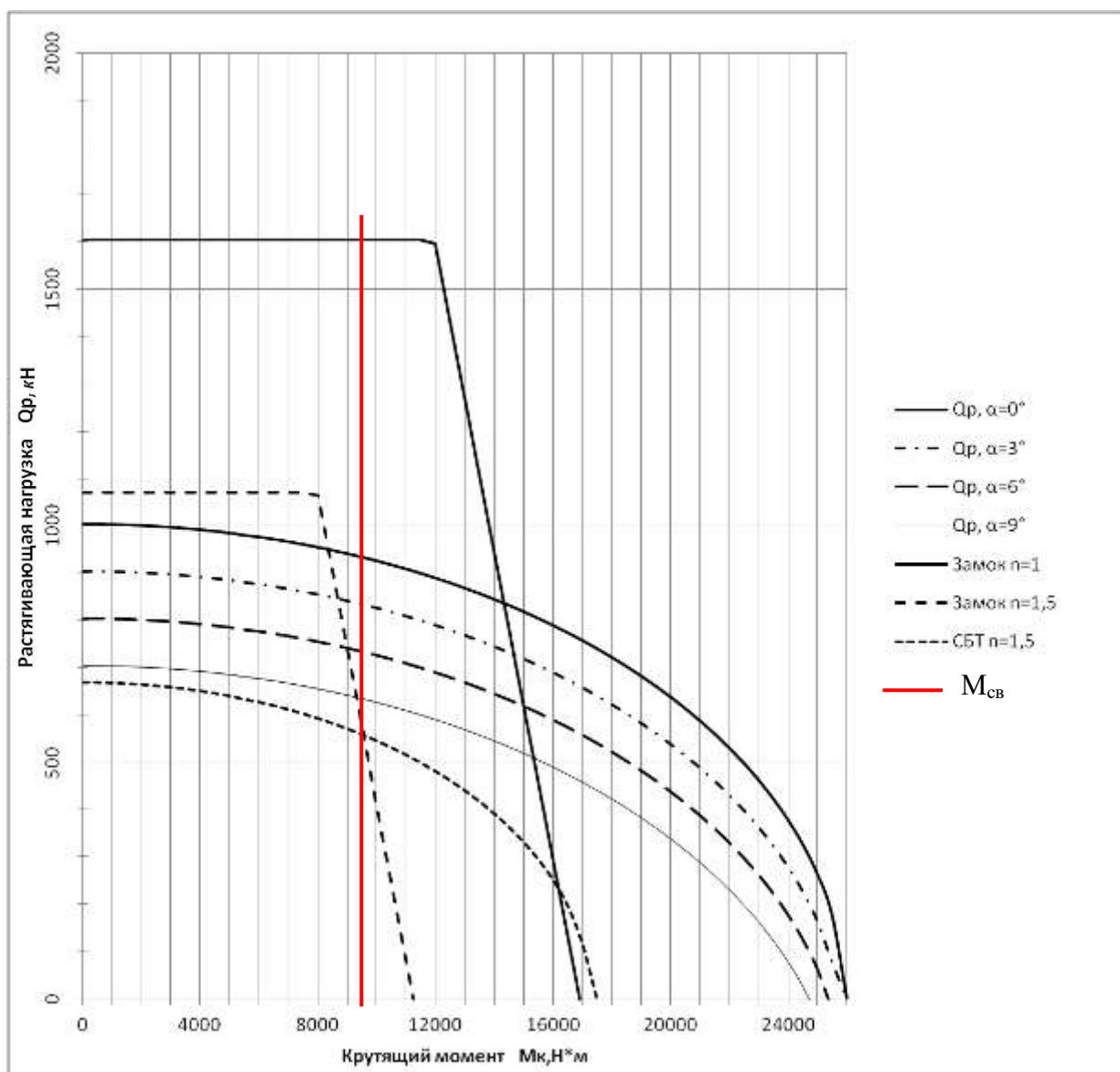


Рисунок 2.17– Области применения трубы 101,6х6,5 Е БК 3-133-86 при запасах прочности $n=1$; 1,5

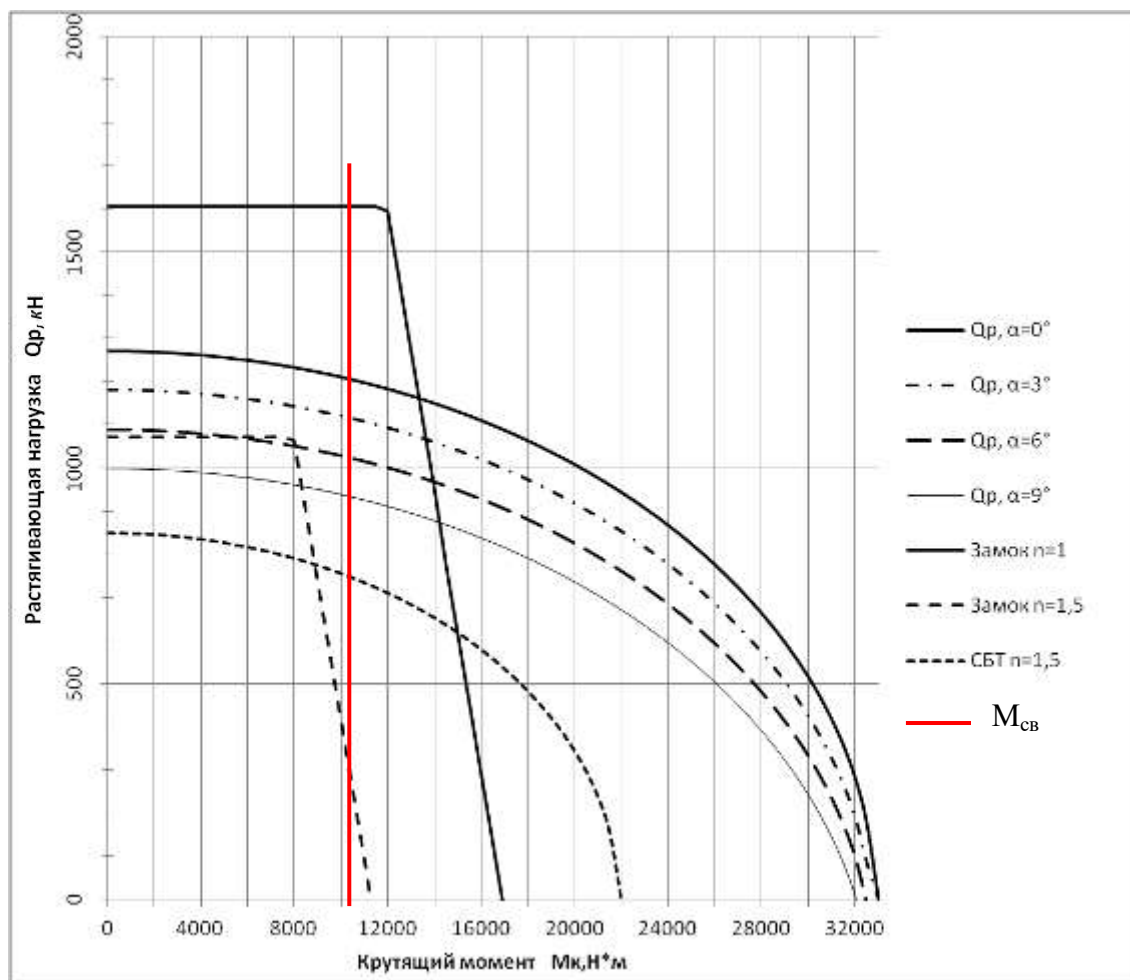


Рисунок 2.18– Области применения трубы 101,6x6,5 Л БК 3-133-86 при запасах прочности $n=1; 1,5$

Стальные буровые трубы с замками по ТУ 14-161-137

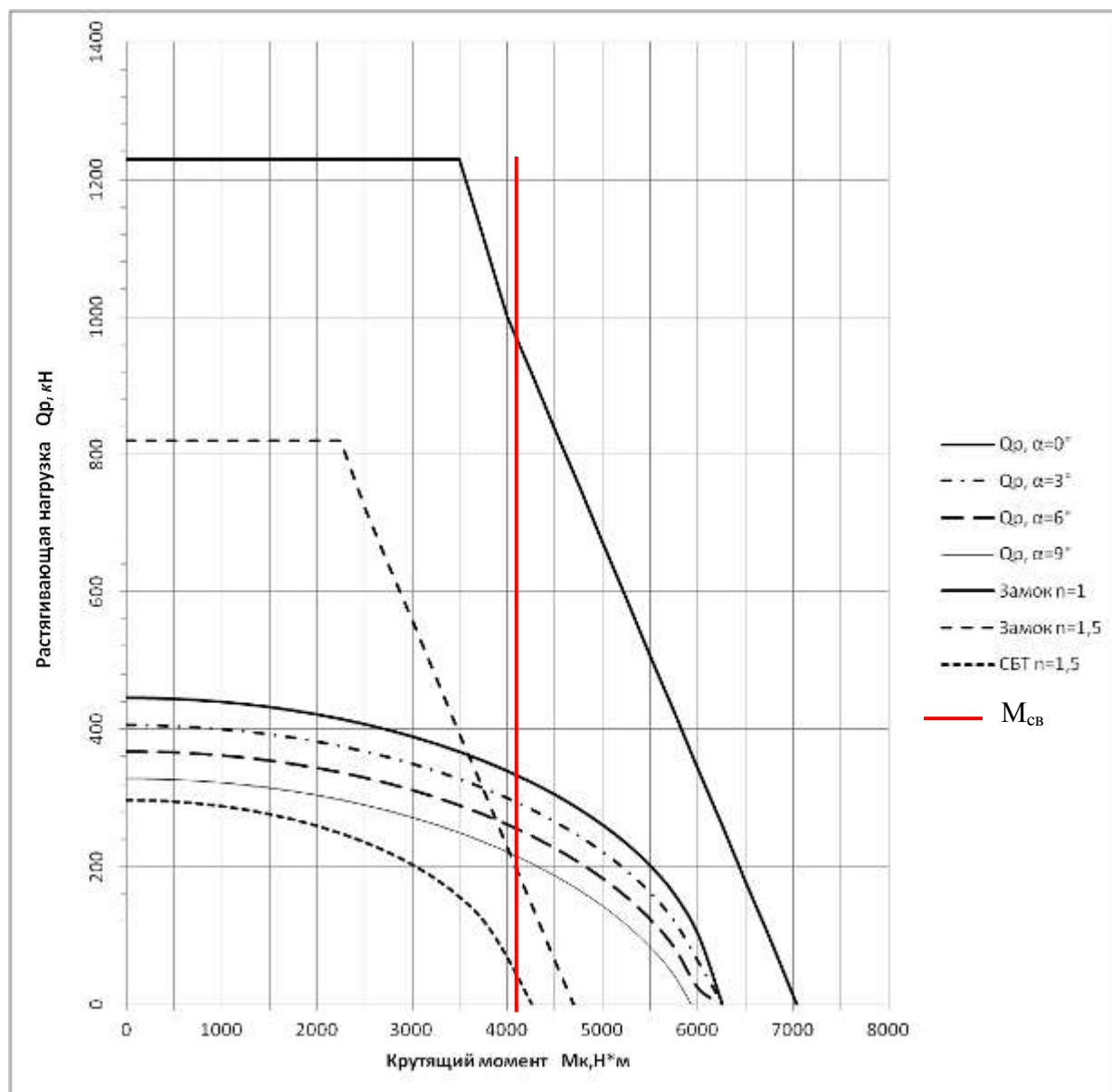


Рисунок 2.19– Области применения трубы 60,3x7,0 Д БВ ЗП-77-34 при запасах прочности $n=1$; 1,5

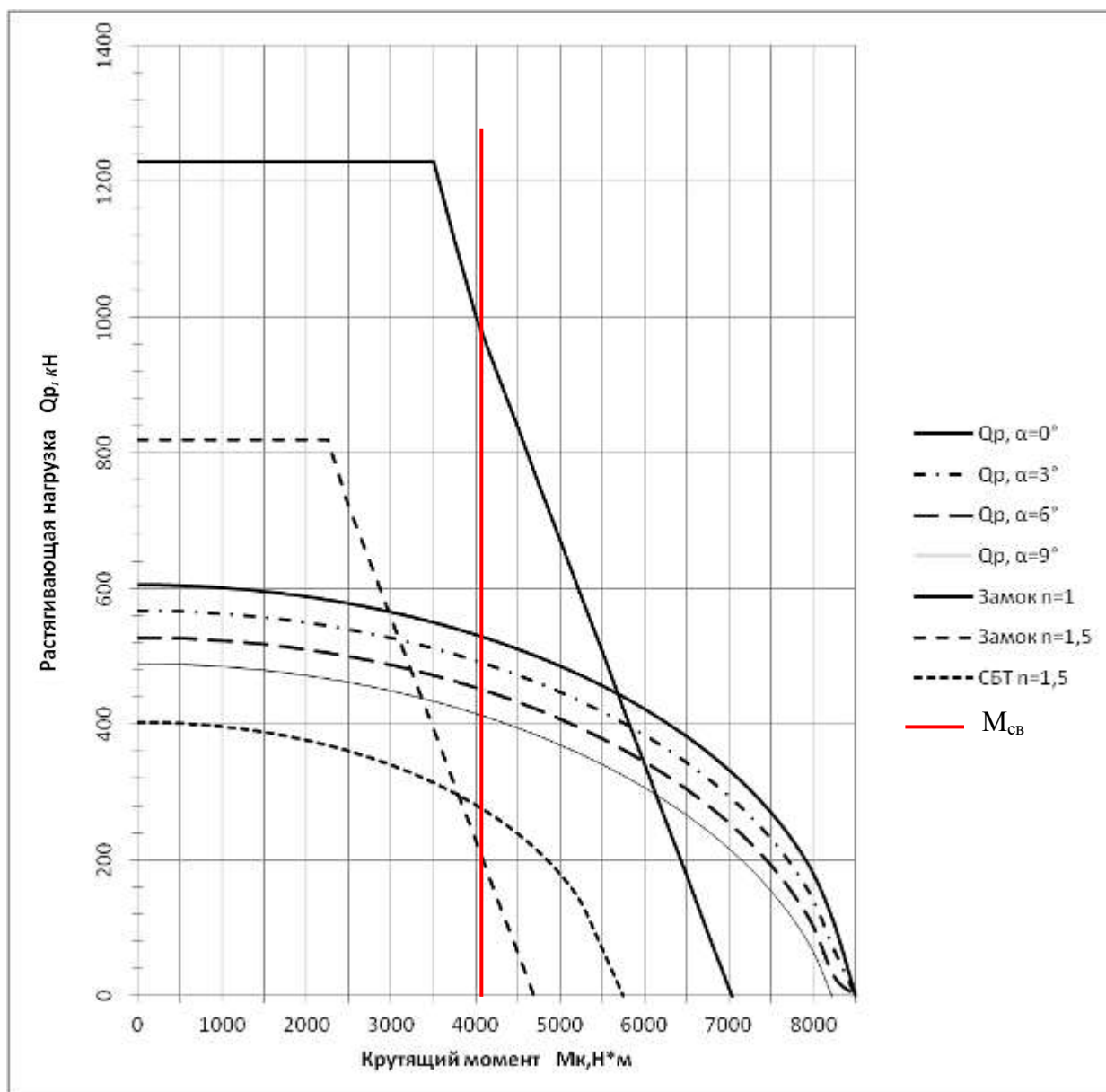


Рисунок 2.20– Области применения трубы 60,3х7,0 Е БВ ЗП-77-34 при запасах прочности $n=1; 1,5$

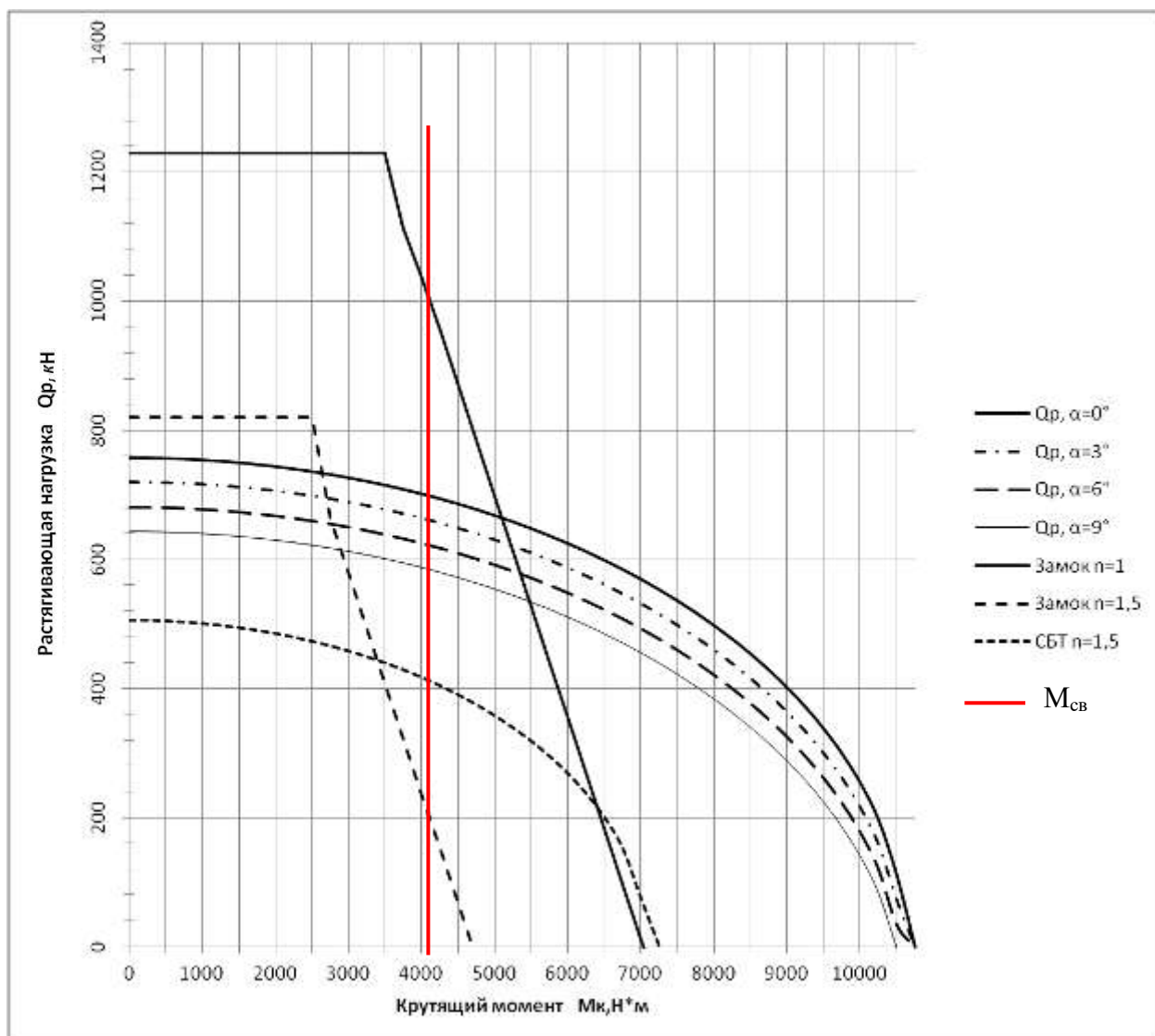


Рисунок 2.21– Области применения трубы 60,3x7,0 Л БВ ЗП-77-33 при запасах прочности $n=1; 1,5$

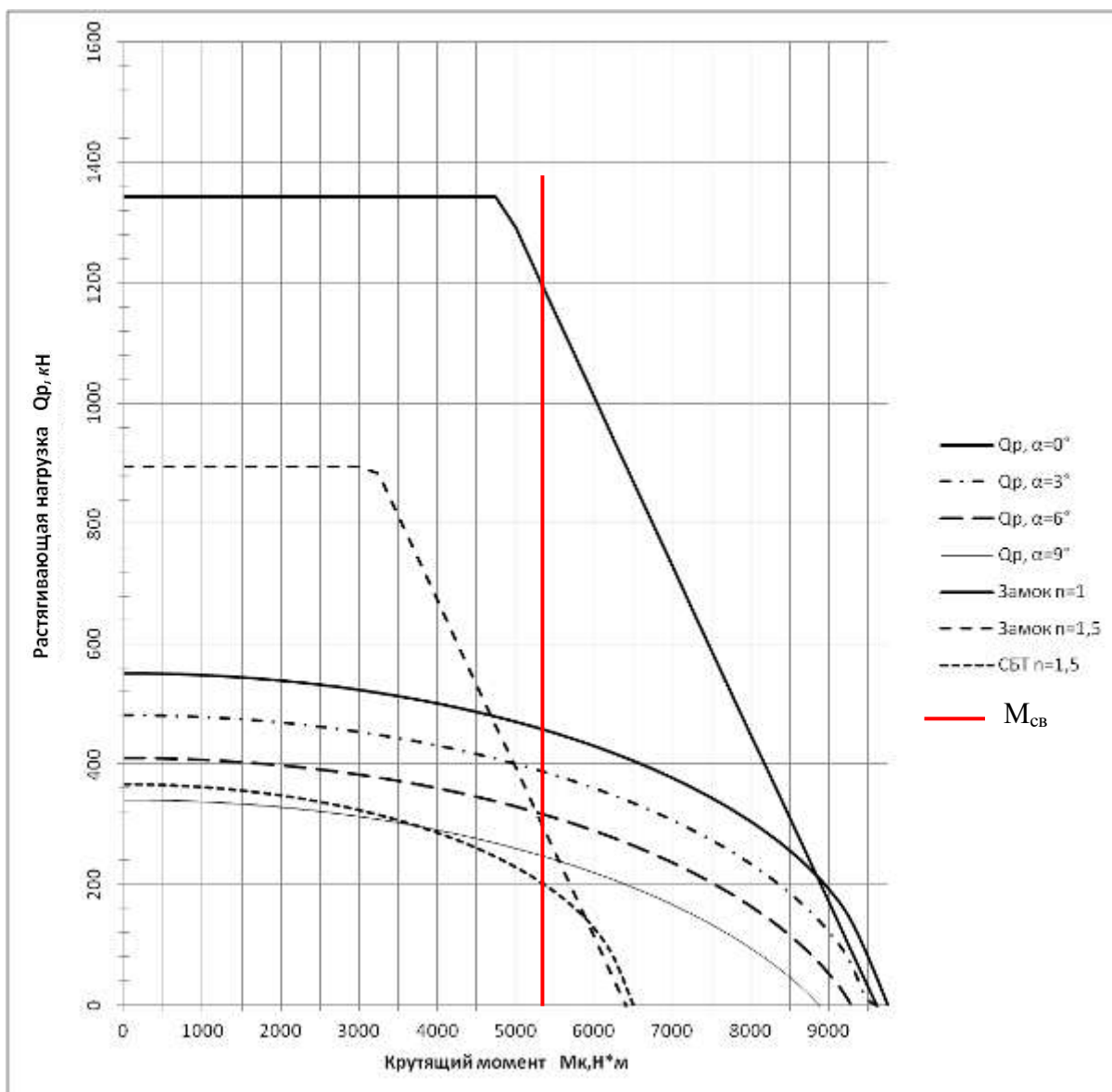


Рисунок 2.22– Области применения трубы 73,0x7,0 Д БК ЗП-86-45 при запасах прочности $n=1; 1,5$

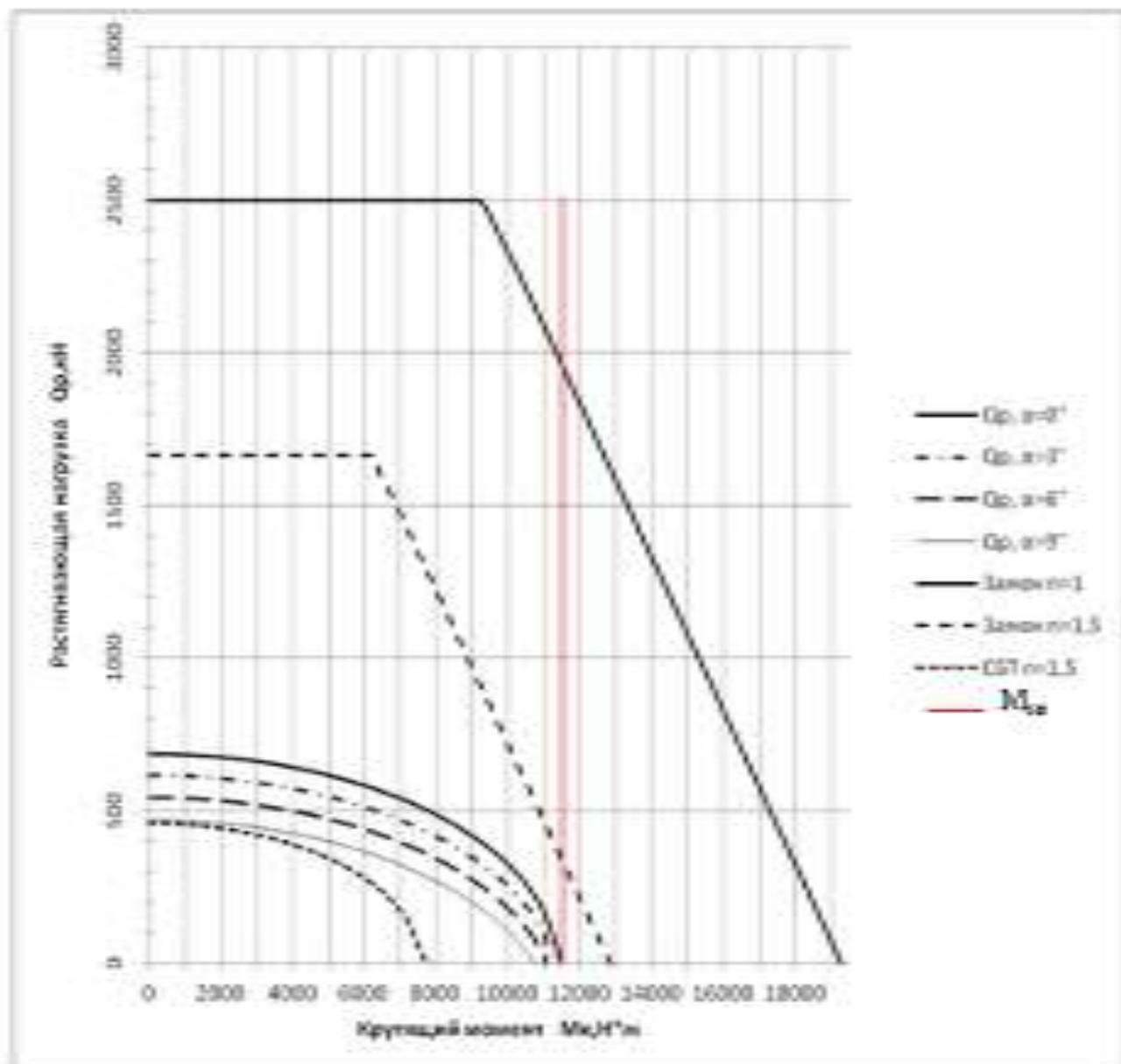


Рисунок 2.23– Области применения трубы 73,0x9,0 Д БК ЗП-105М-45 при запасах прочности $n=1; 1,5$

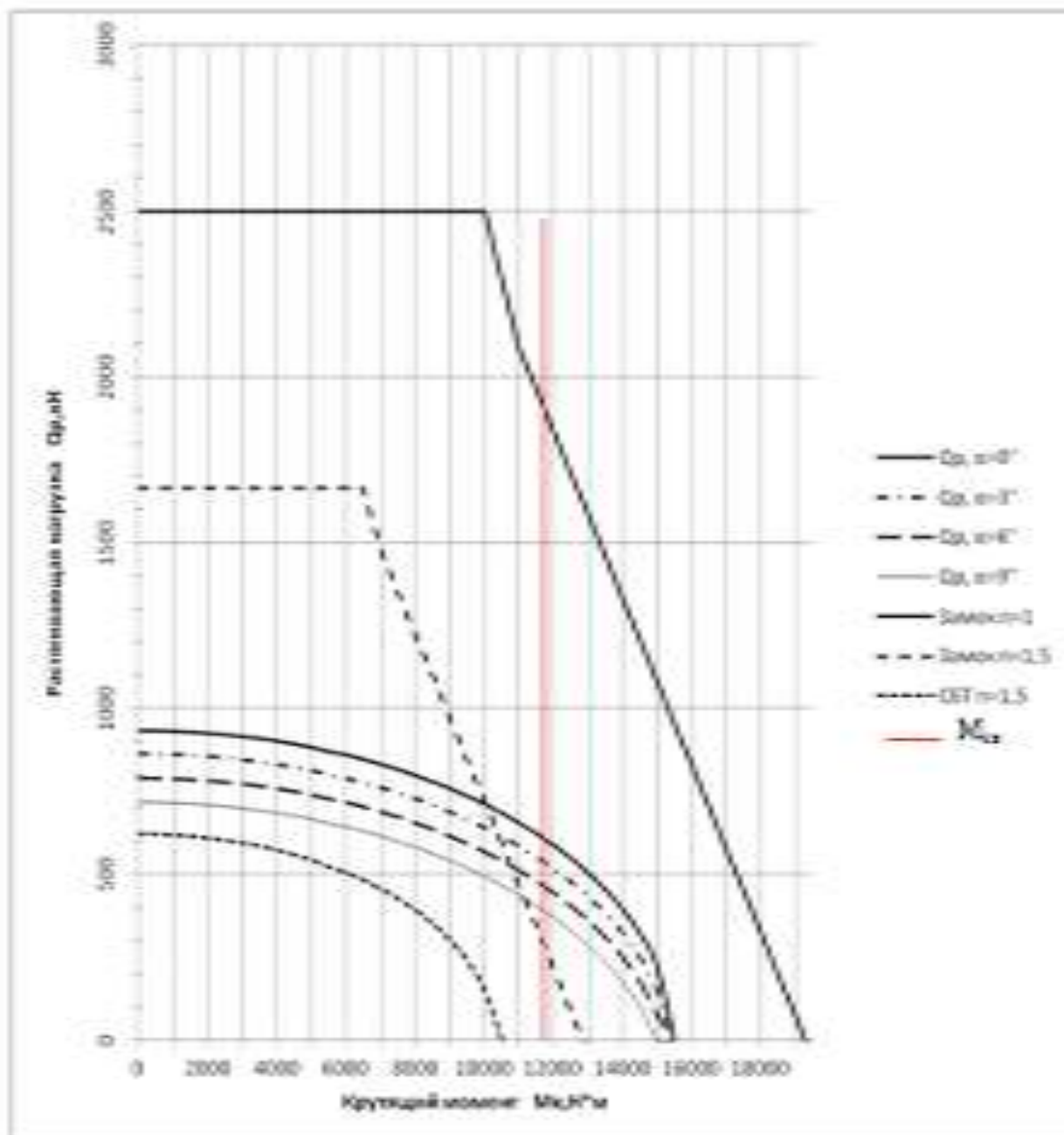


Рисунок 2.24— Области применения трубы 73,0x9,0 Е БК ЗП-105М-45 при запасах прочности $n=1$; 1,5

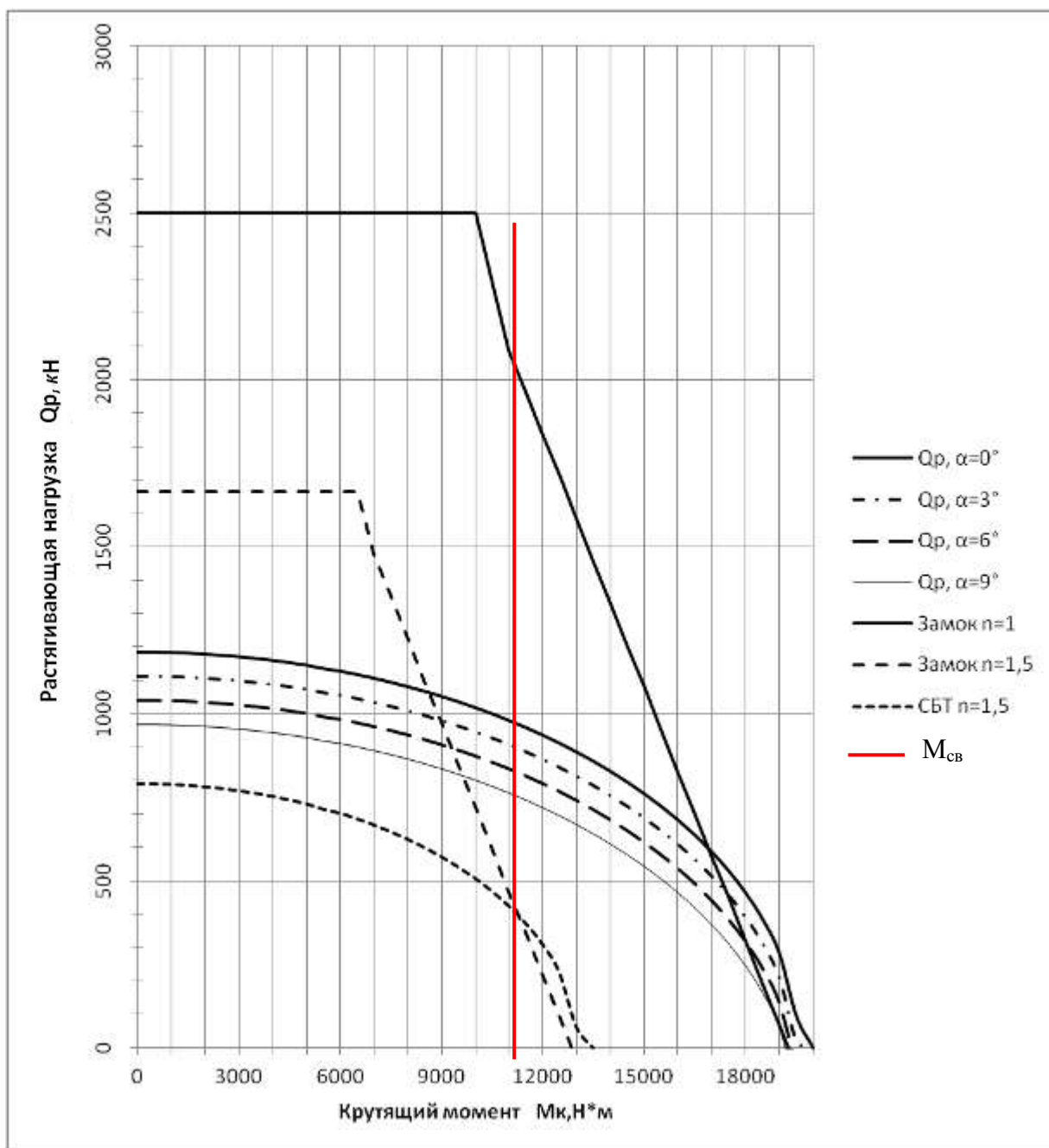


Рисунок 2.25– Области применения трубы 73,0х9,0 Л БК ЗП-105М-45 при запасах прочности $n=1; 1,5$

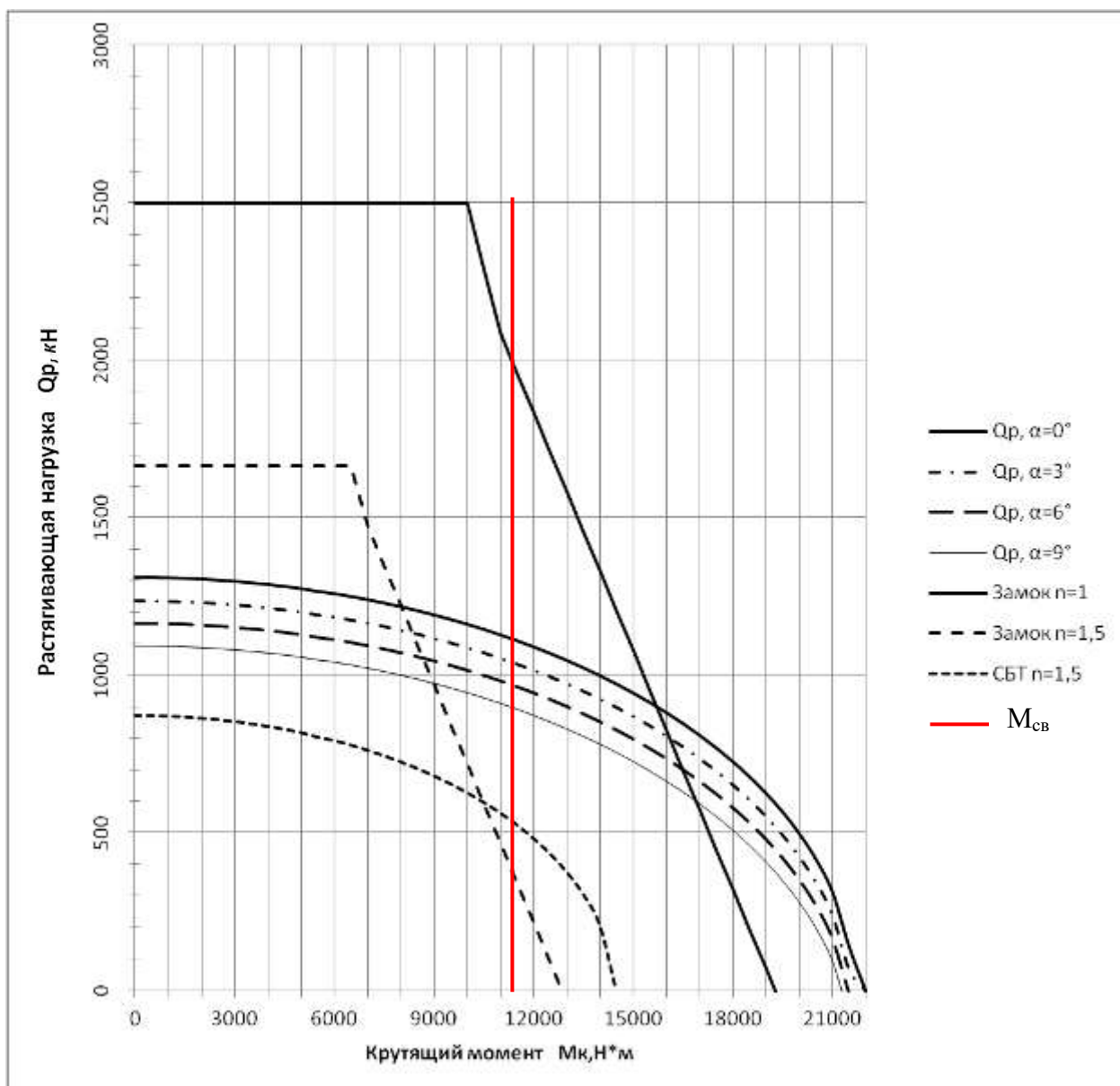


Рисунок 2.26– Области применения трубы 73,0х9,0 М БК ЗП-105М-45 при запасах прочности $n=1; 1,5$

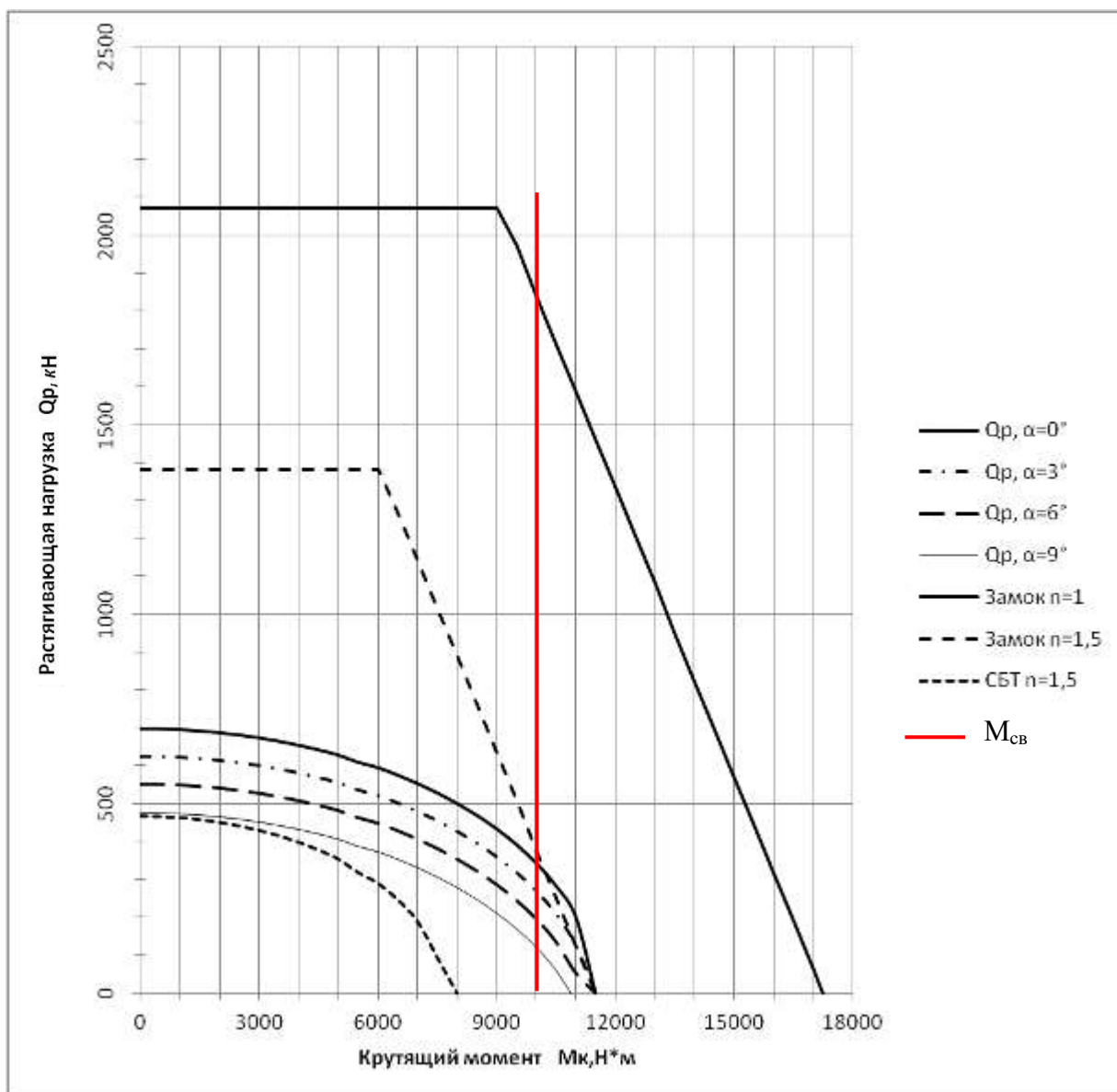


Рисунок 2.27– Области применения трубы 73,0x9,19 Д БН ЗП-105М-51 при запасах прочности $n=1; 1,5$

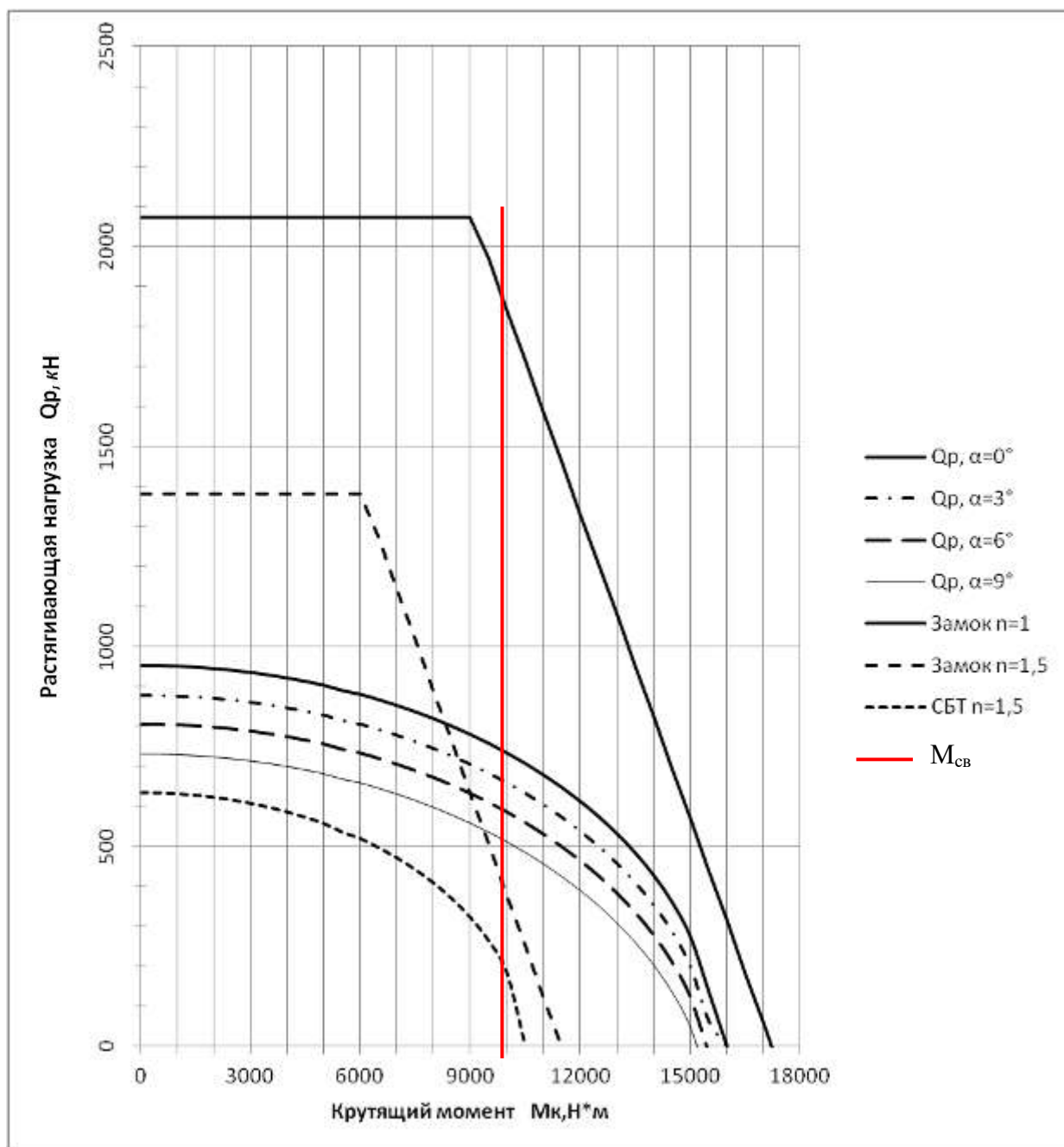


Рисунок 2.28– Области применения трубы 73,0х9,19 Е БН ЗП-105М-51 при запасах прочности $n=1; 1,5$

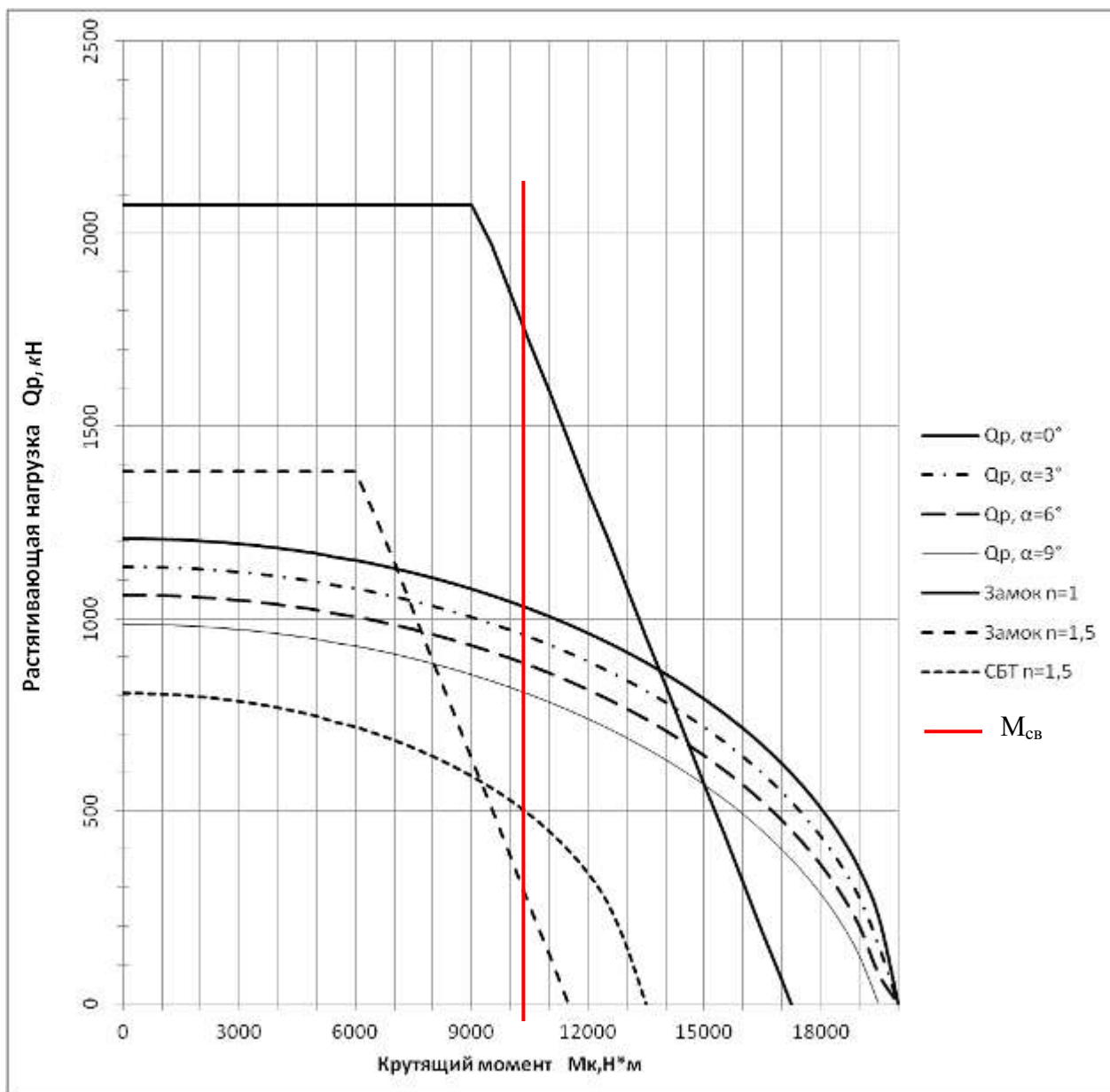


Рисунок 2.29– Области применения трубы 73,0х9,19 Л БН ЗП-105М-51 при запасах прочности $n=1$; 1,5

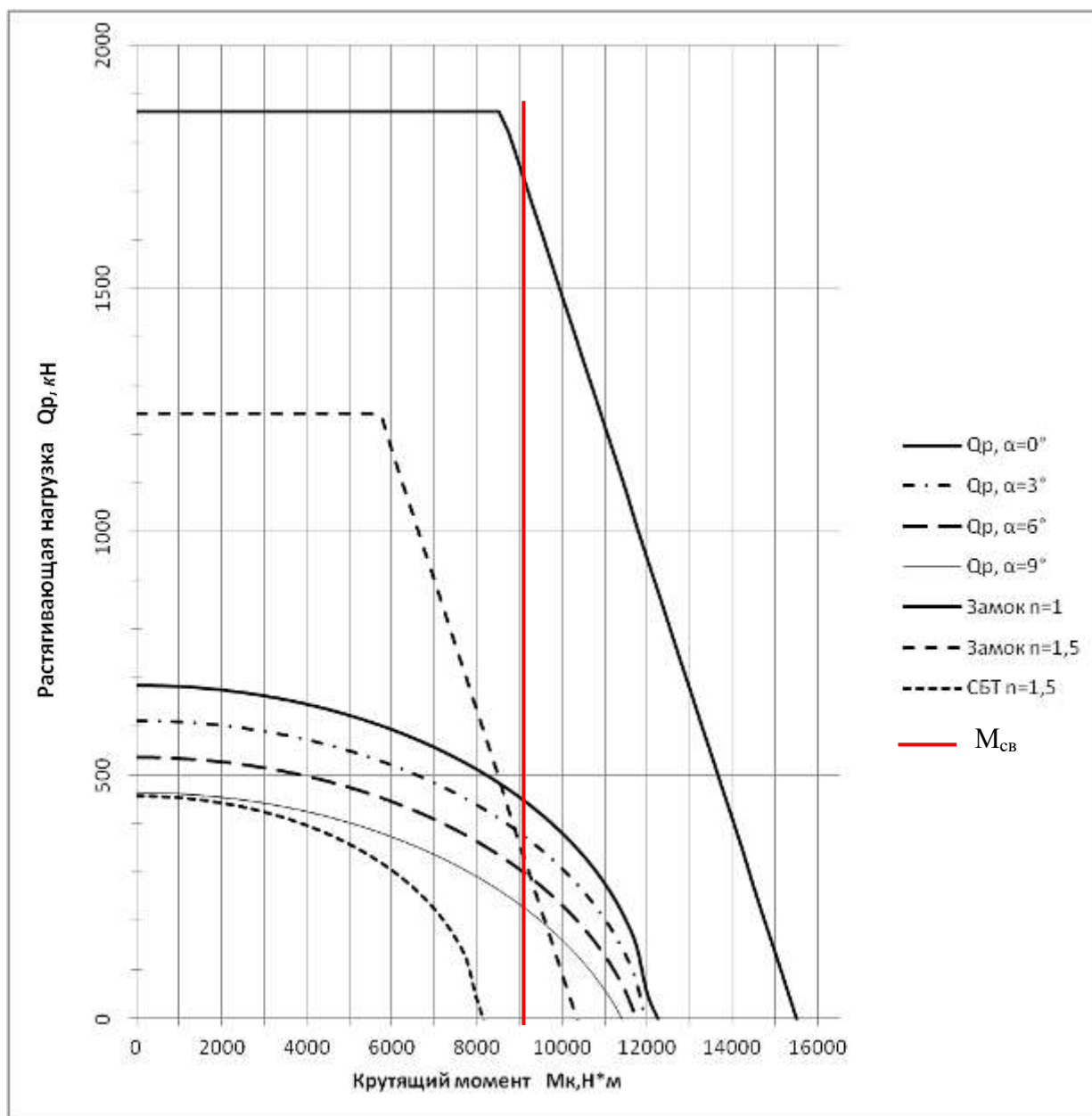


Рисунок 2.31– Области применения трубы 76,0x8,5 Д БН ЗП-105М-54 при запасах прочности $n=1; 1,5$

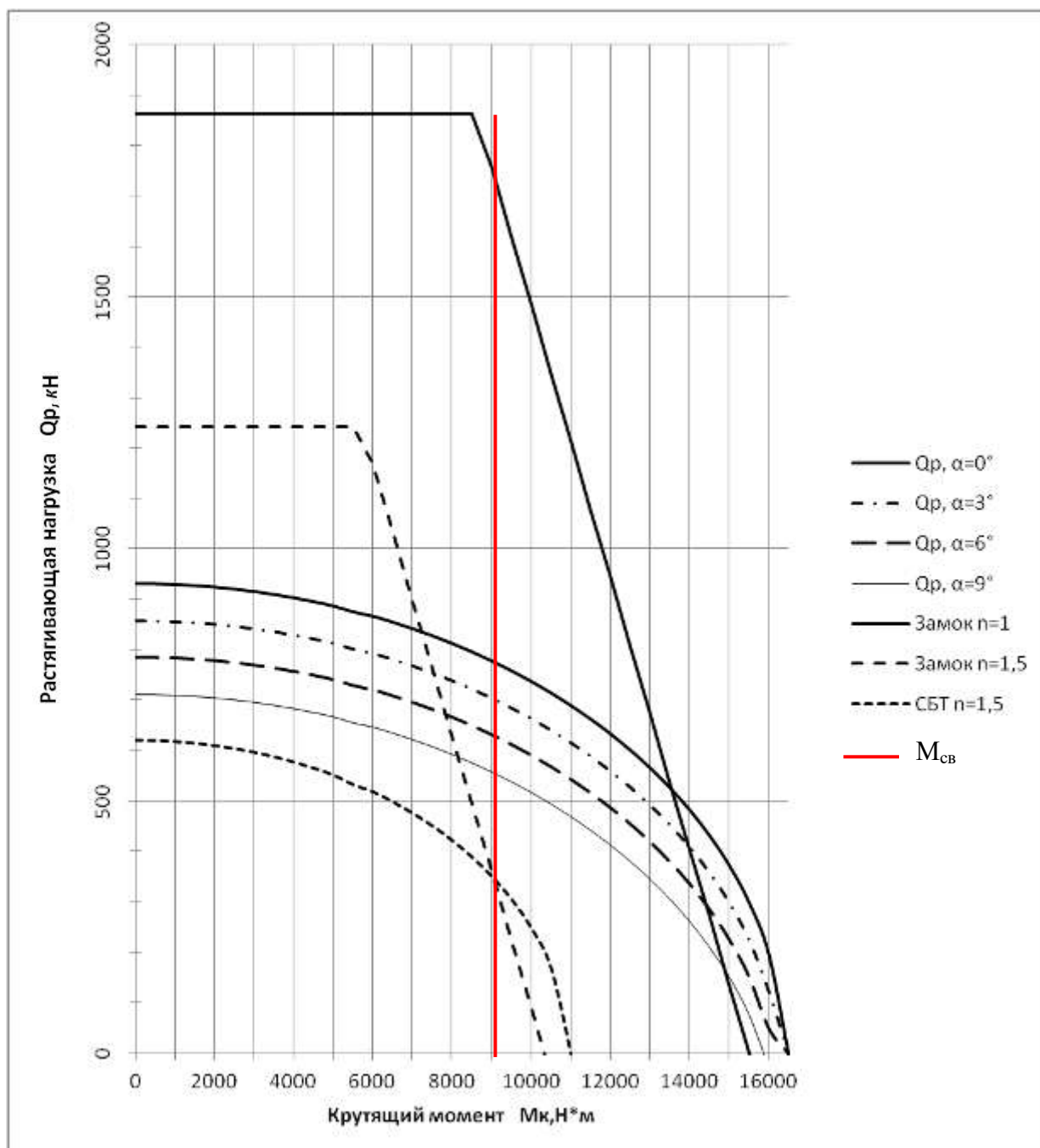


Рисунок 2.32– Области применения трубы 76,0x8,5 Е БН ЗП-105М-54 при запасах прочности $n=1$; 1,5

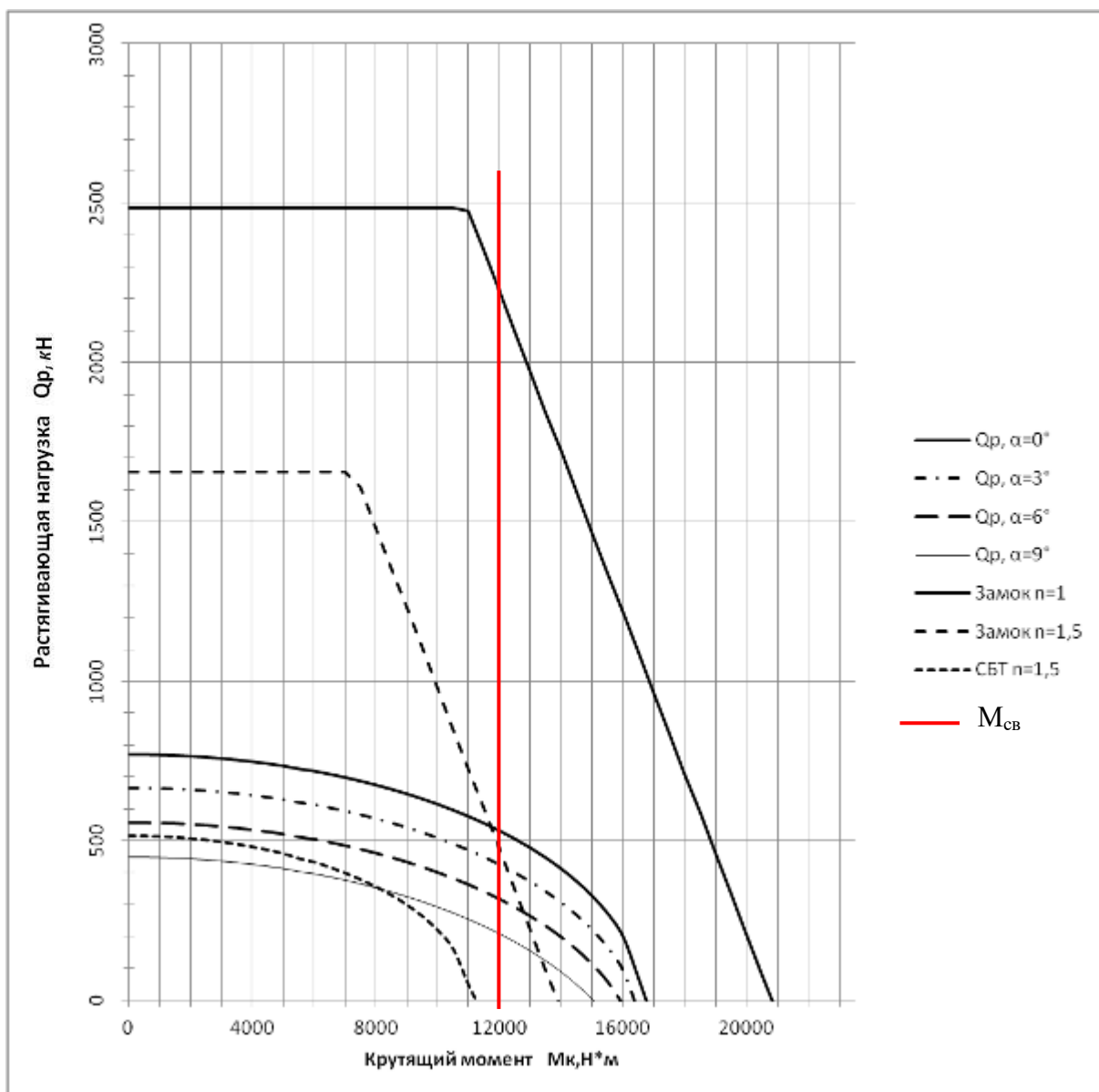


Рисунок 2.33– Области применения трубы 88,9x8,0 Д БВ 3П-108М-45 при запасах прочности $n=1; 1,5$

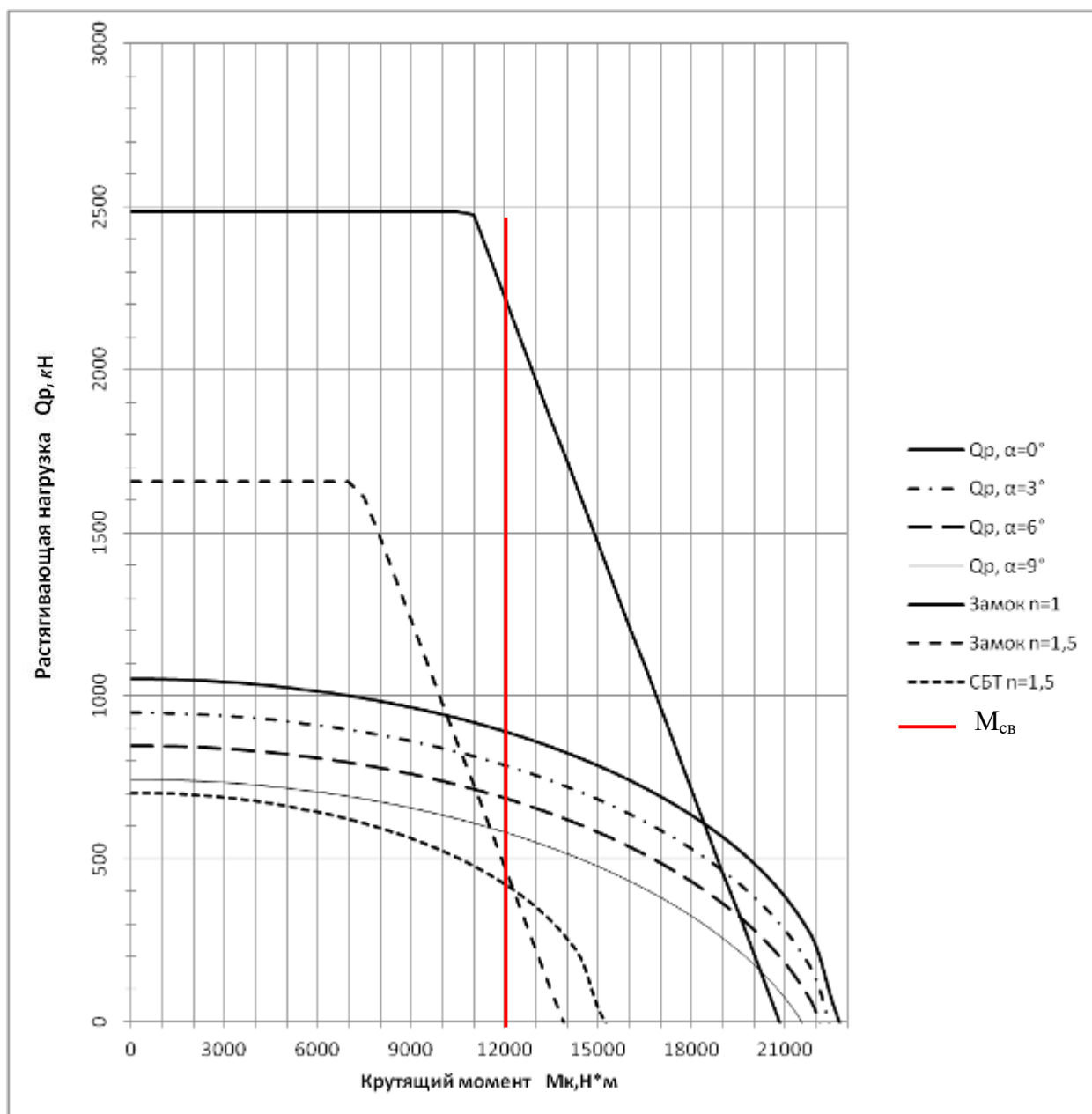


Рисунок 2.34— Области применения трубы 88,9х8,0 Е БВ ЗП-108М-45 при запасах прочности $n=1; 1,5$

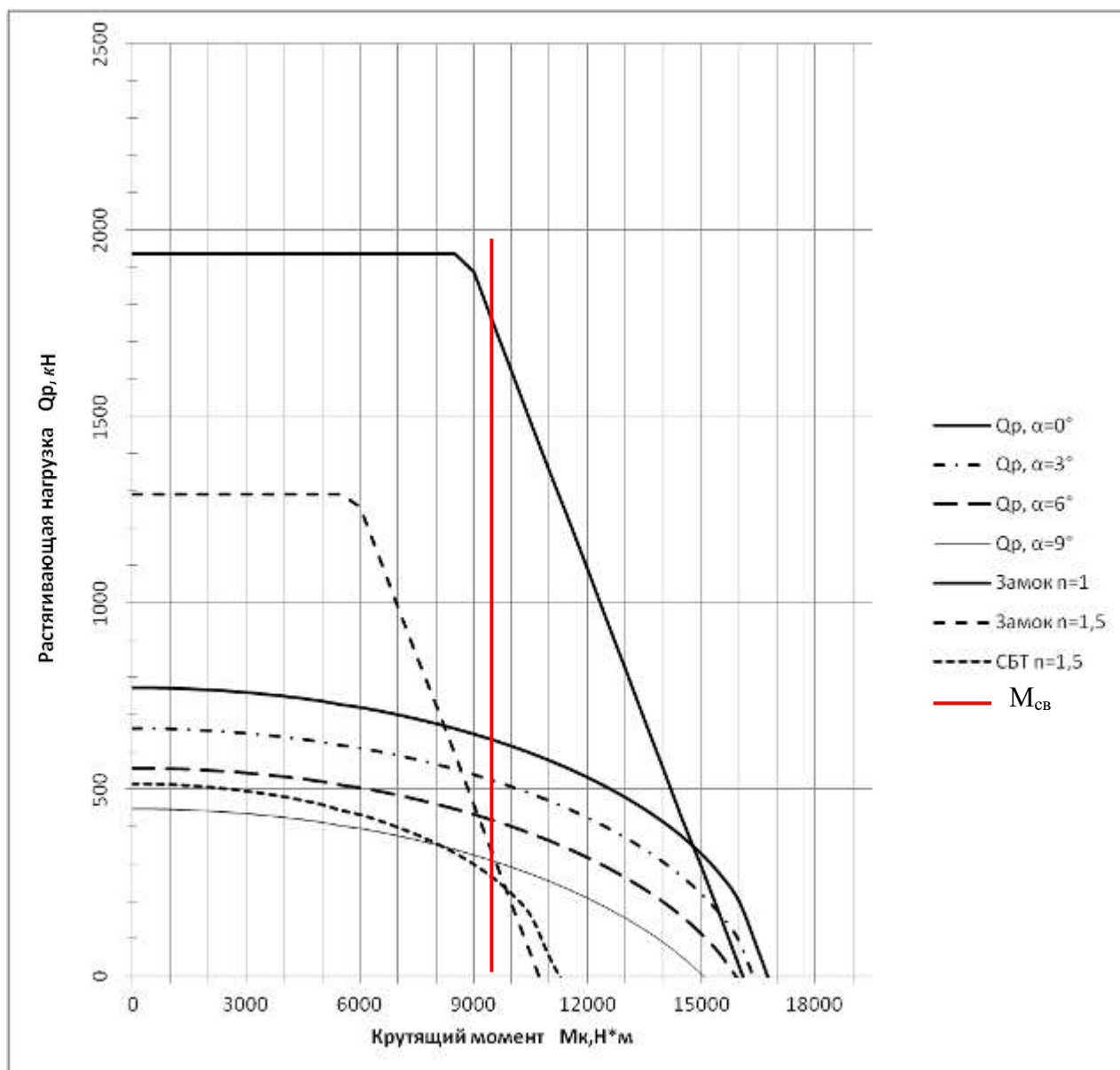


Рисунок 2.35– Области применения трубы 88,9x8,0 Д БВ ЗП-105-53 при запасах прочности $n=1; 1,5$

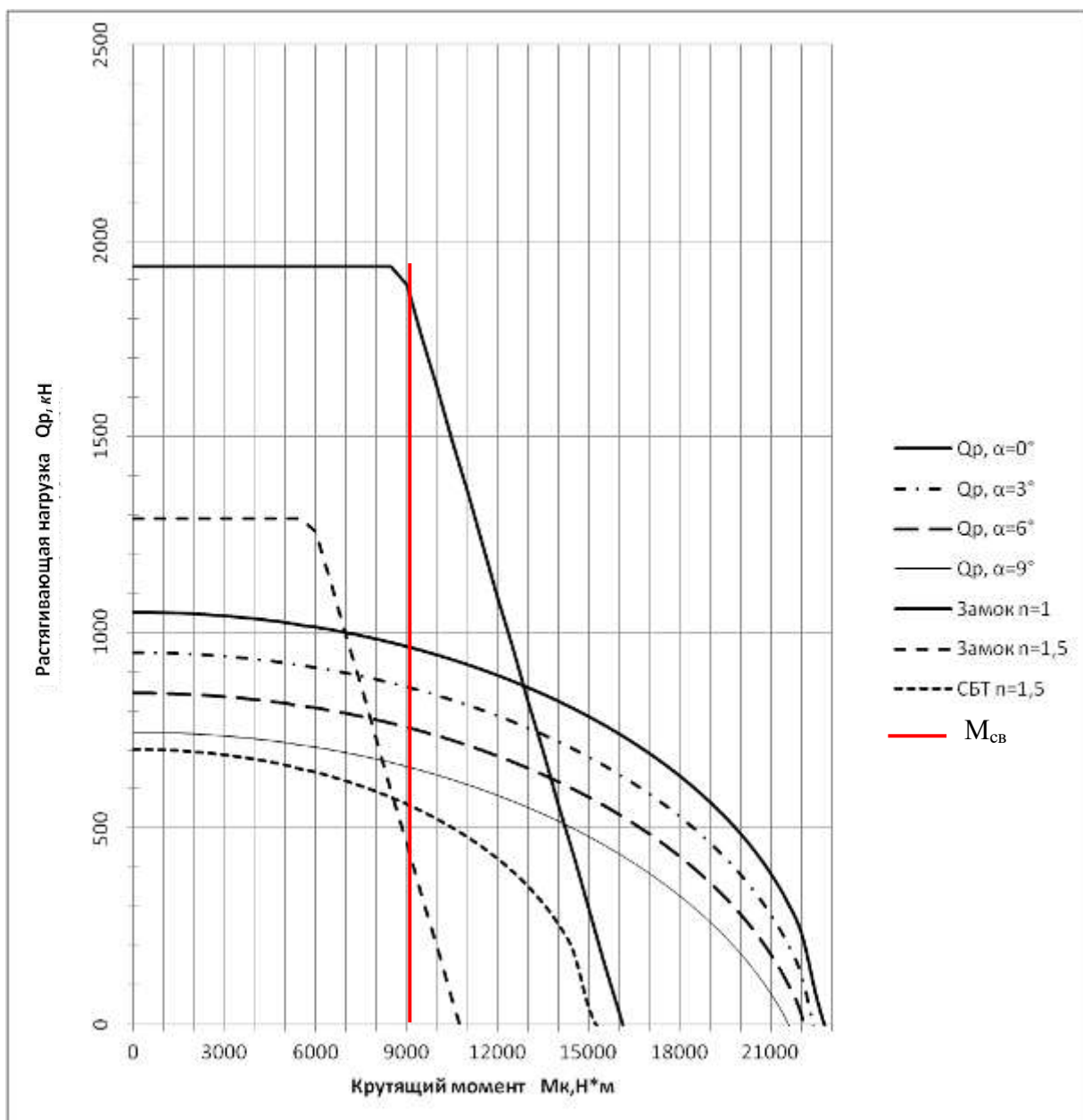


Рисунок 2.36– Области применения трубы 88,9х8,0 Е БВ ЗП-105-53 при запасах прочности $n=1; 1,5$

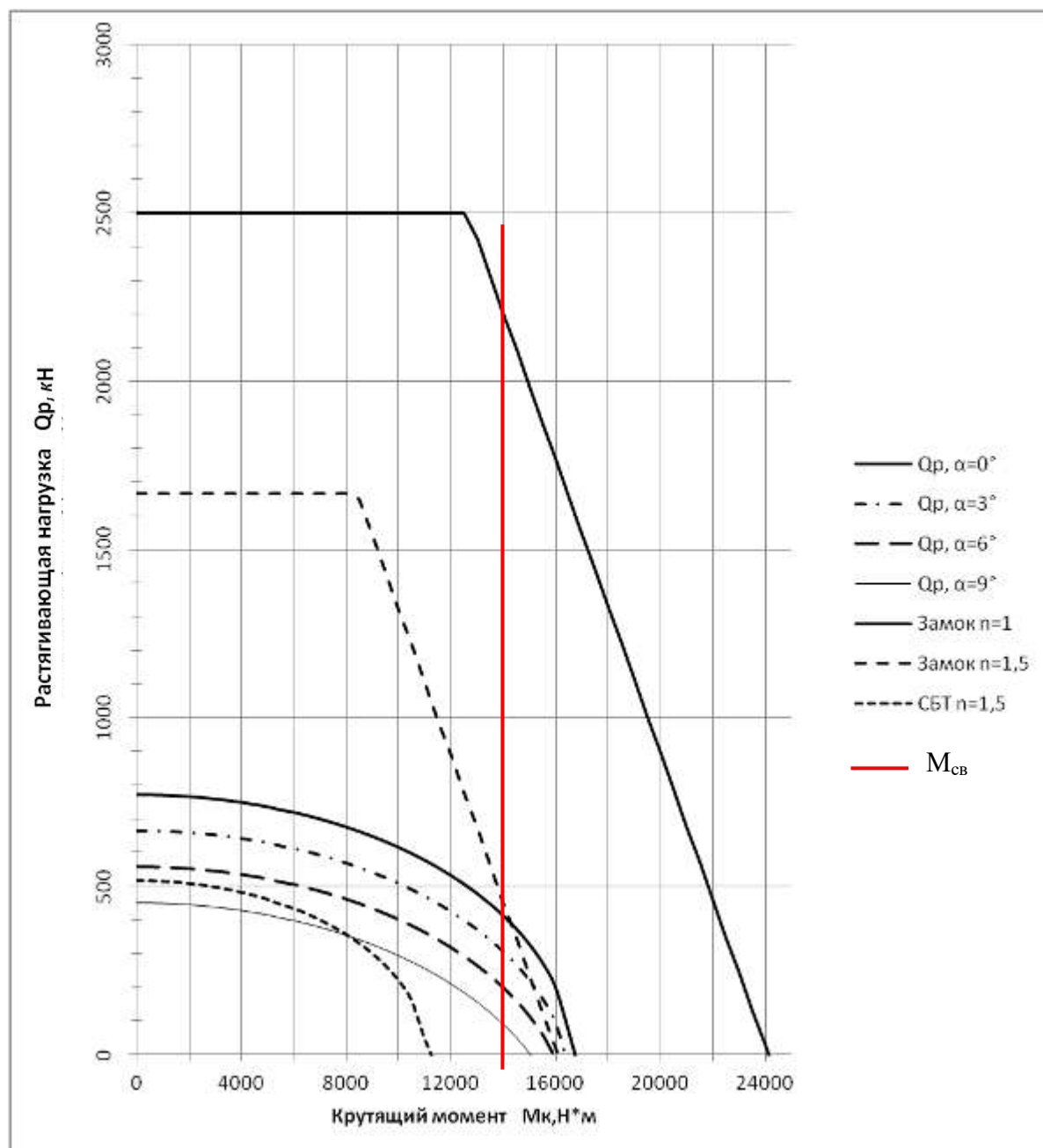


Рисунок 2.37– Области применения трубы 88,9х8,0 Д БН ЗП-121М-68 при запасах прочности $n=1; 1,5$

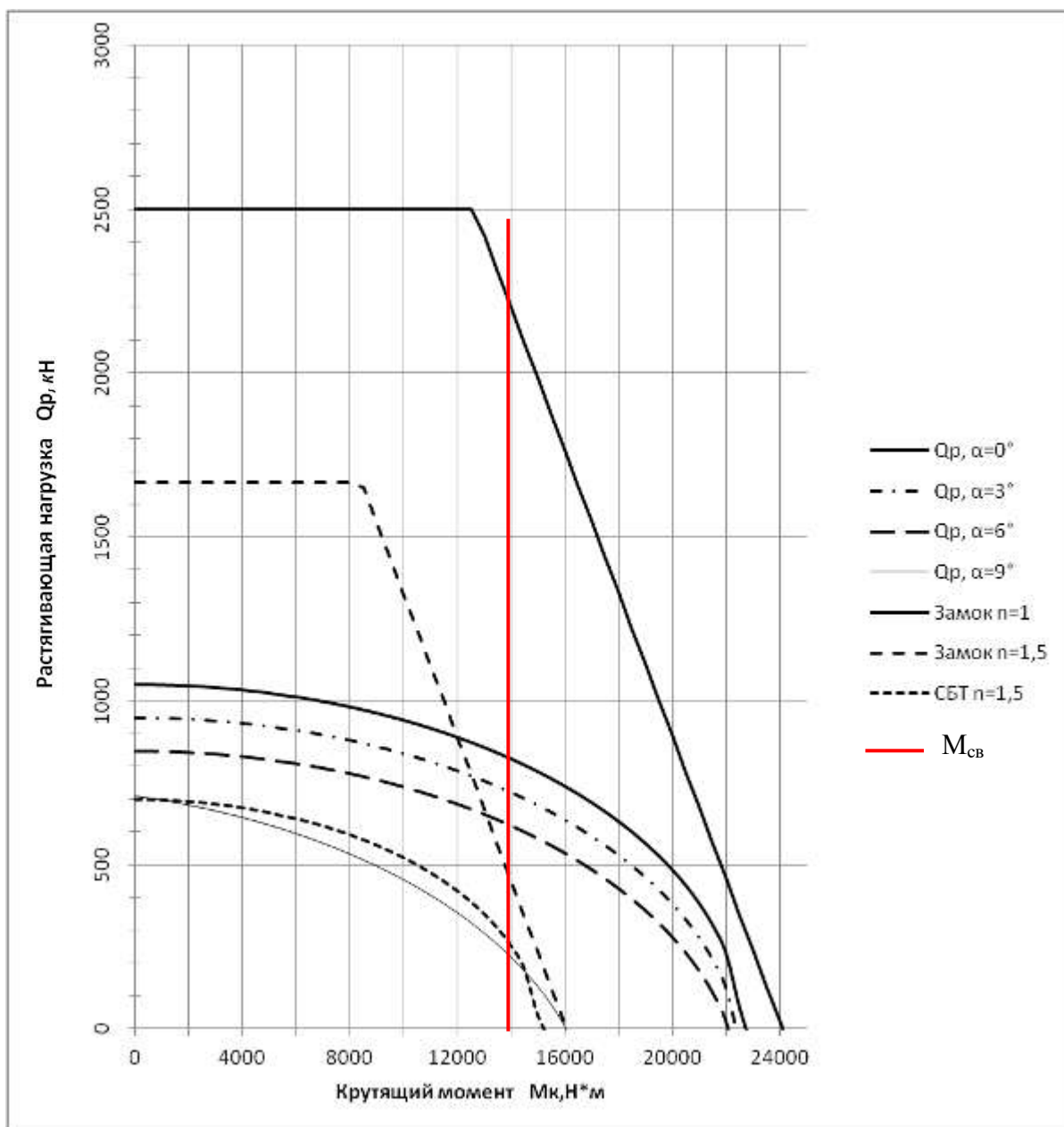


Рисунок 2.38– Области применения трубы 88,9х8,0 Е БН ЗП-121М-68 при запасах прочности $n=1; 1,5$

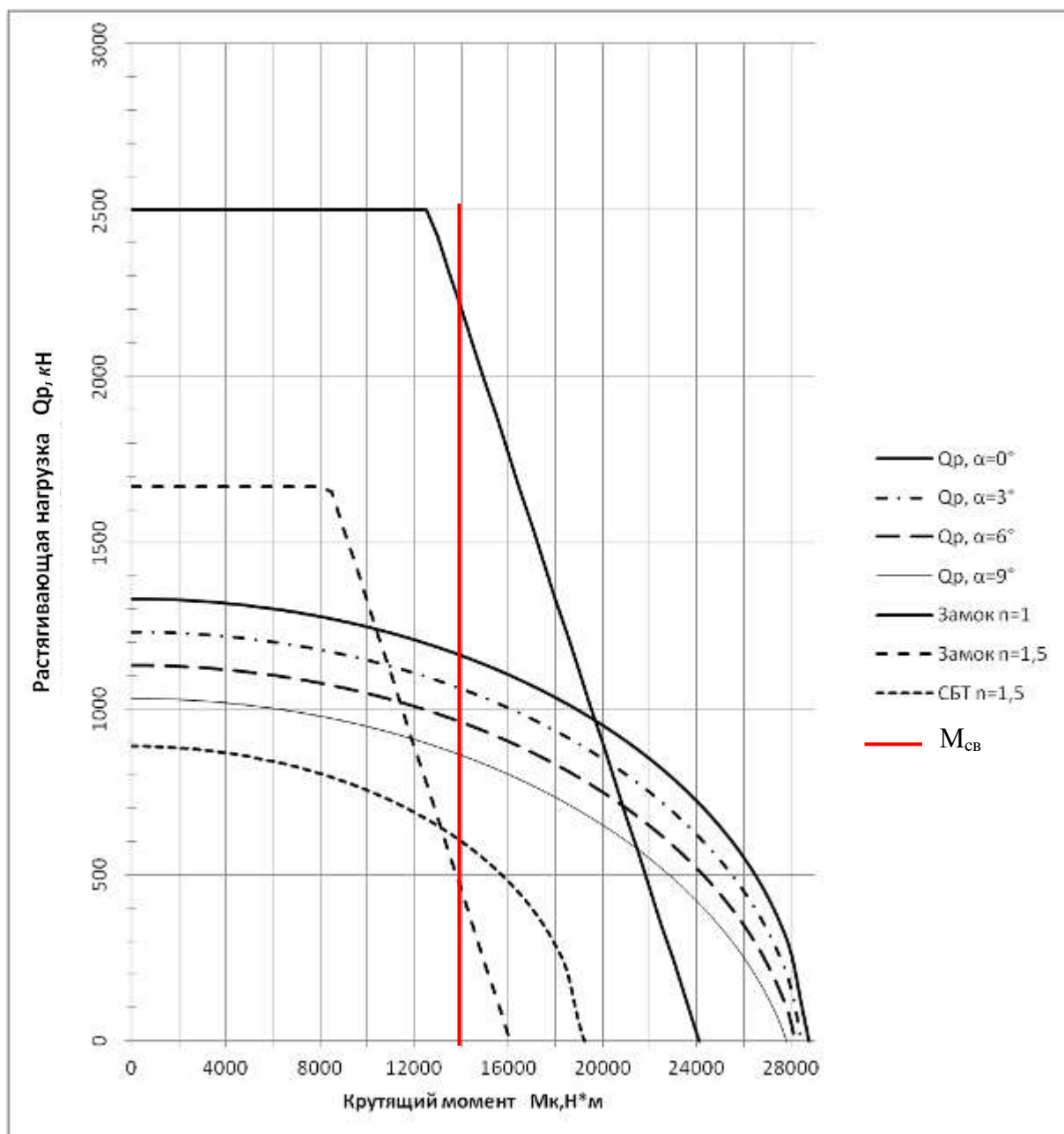


Рисунок 2.38а – Области применения трубы 88,9х8,0 Л БН ЗП-121М-68 при запасах прочности $n=1; 1,5$

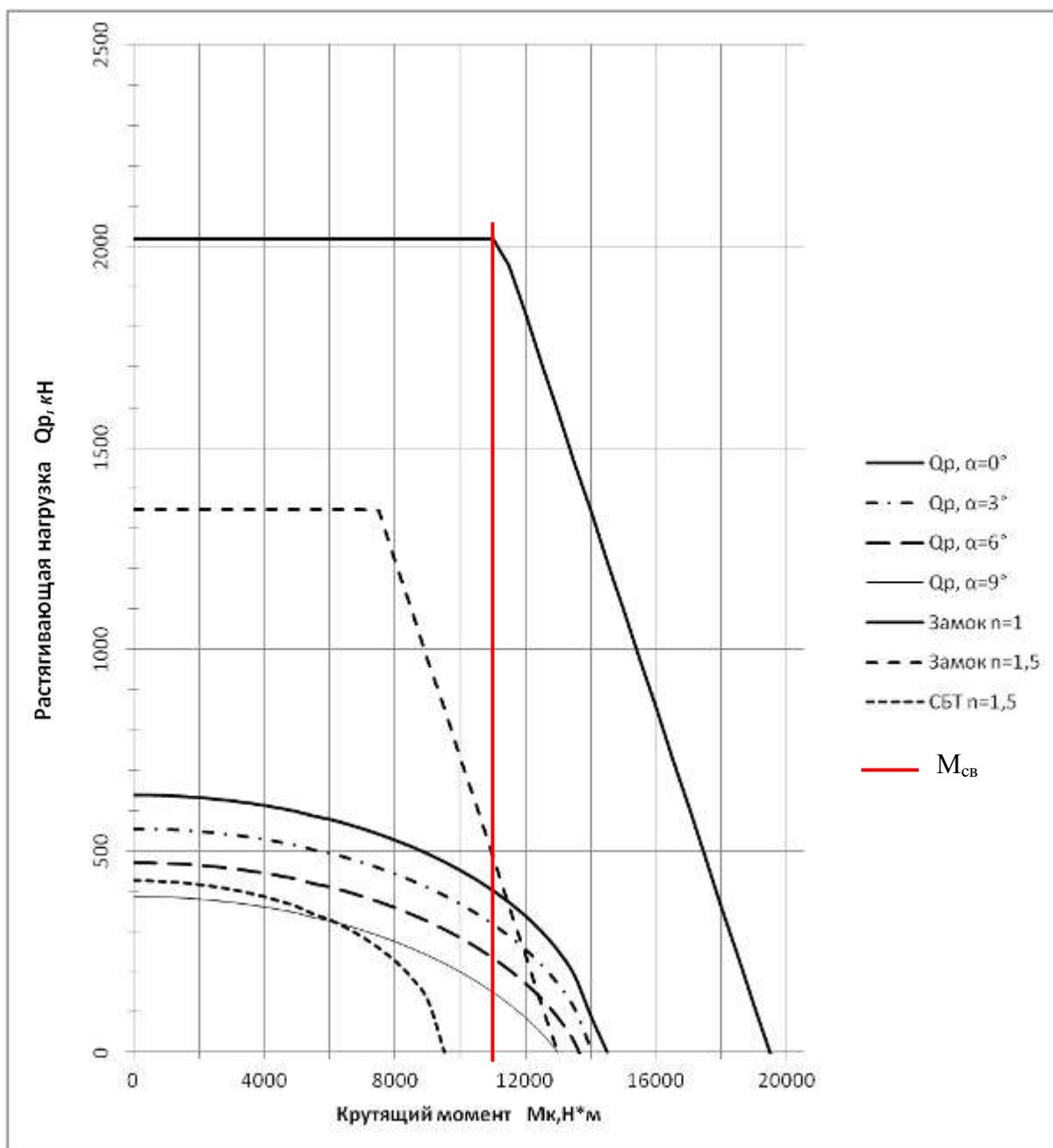


Рисунок 2.39 – Области применения трубы 88,9х6,5 Д БН ЗП-121М-73 при запасах прочности $n=1; 1,5$

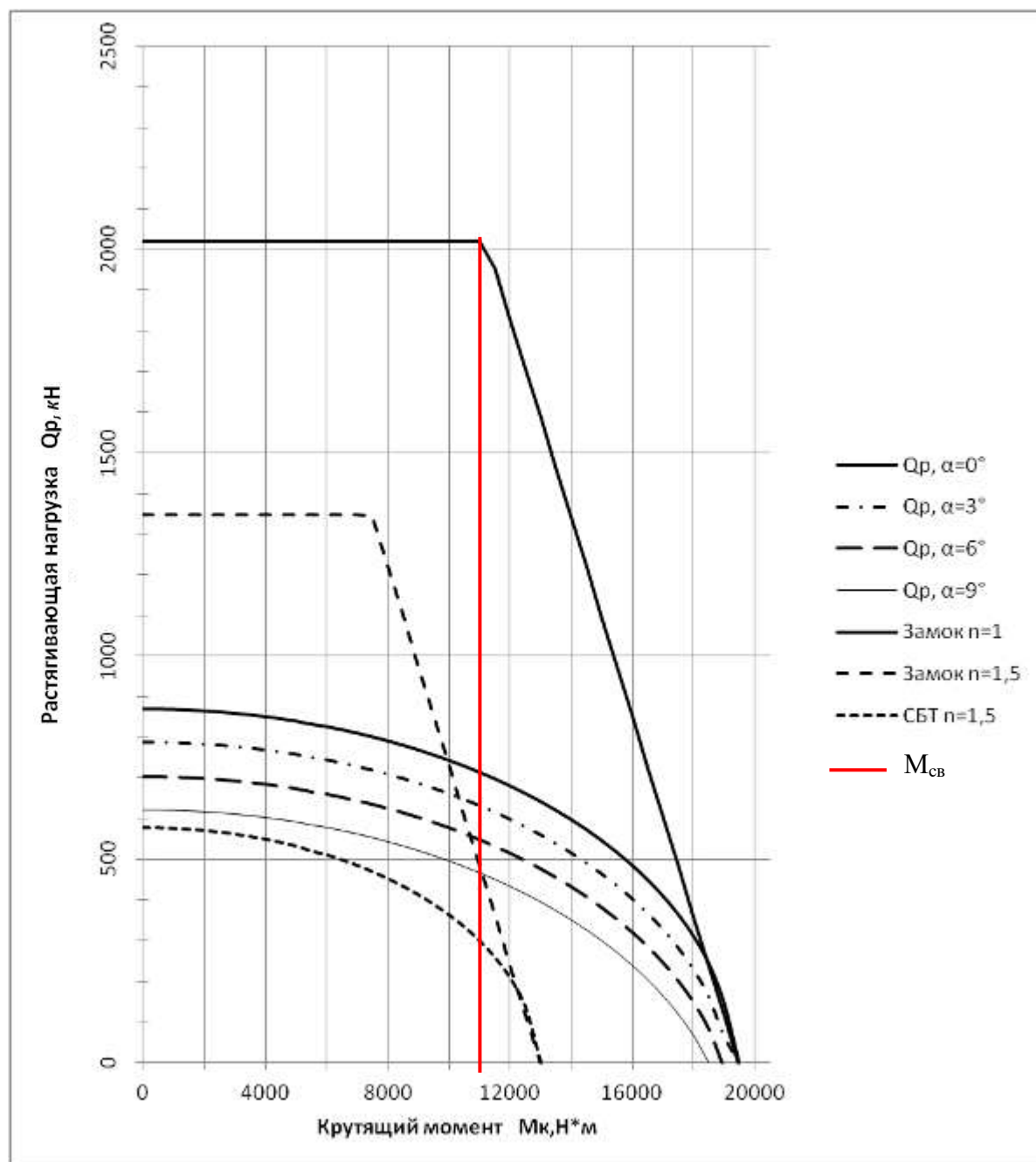


Рисунок 2.40– Области применения трубы 88,9х6,5 Е БН ЗП-121М-73 при запасах прочности $n=1; 1,5$

Стальные буровые трубы с замками по ТУ 14-161-217

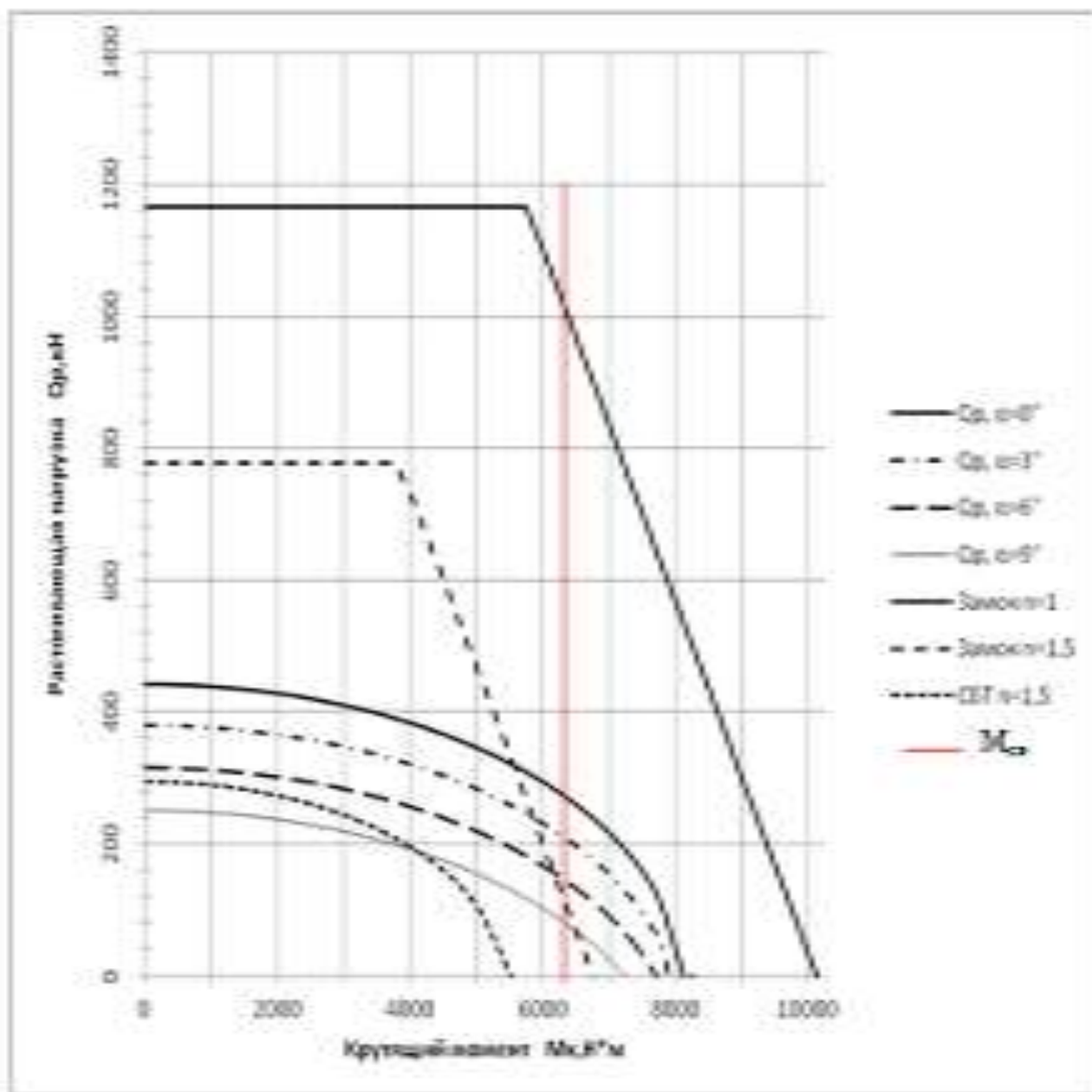


Рисунок 2.41– Области применения трубы 73x5,5 Д БН ЗП-95-62 при запасах прочности $n=1; 1,5$

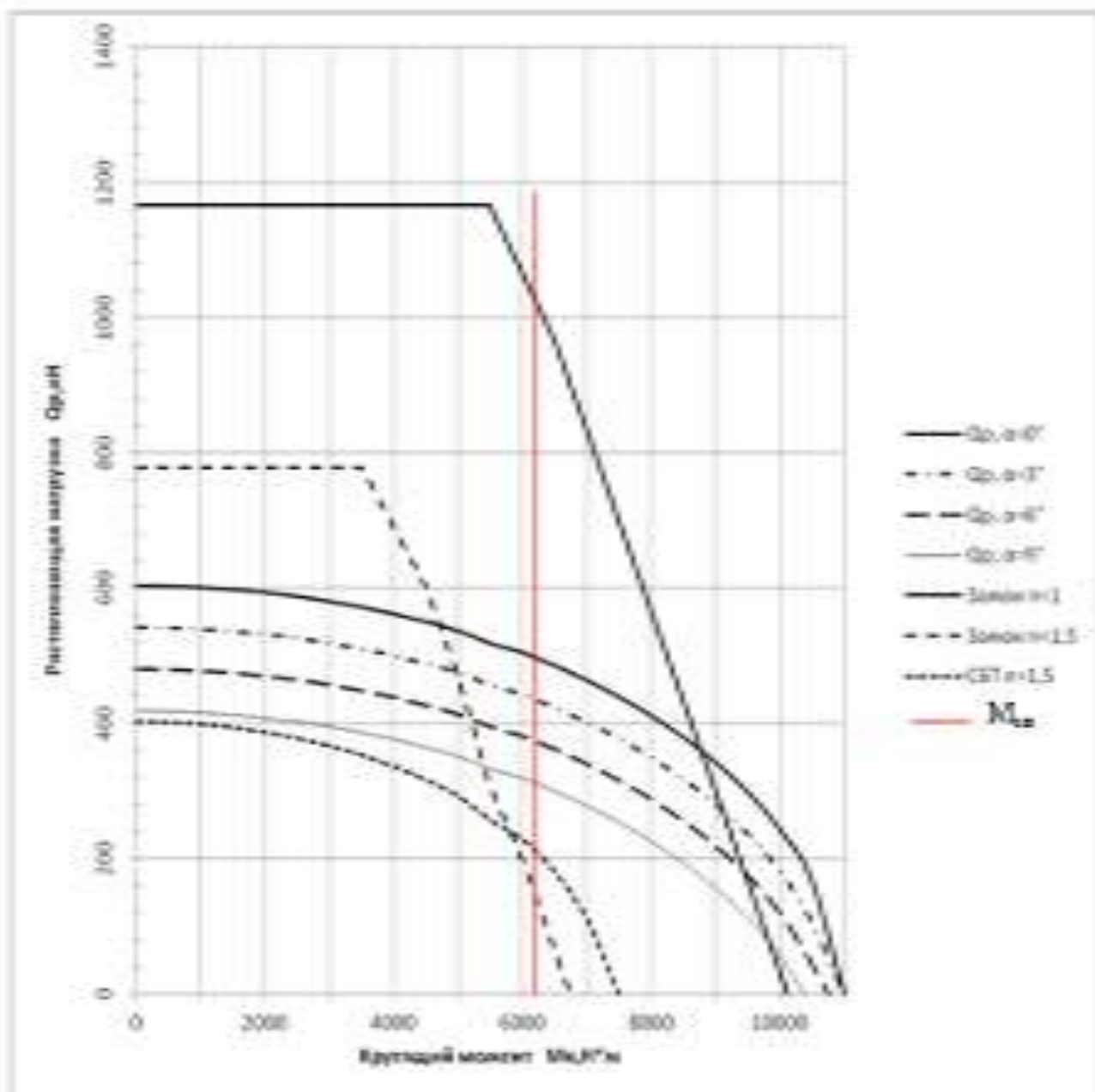


Рисунок 2.42– Области применения трубы 73x5,5 Е БН ЗП-95-62 при запасах прочности $n=1$; 1,5

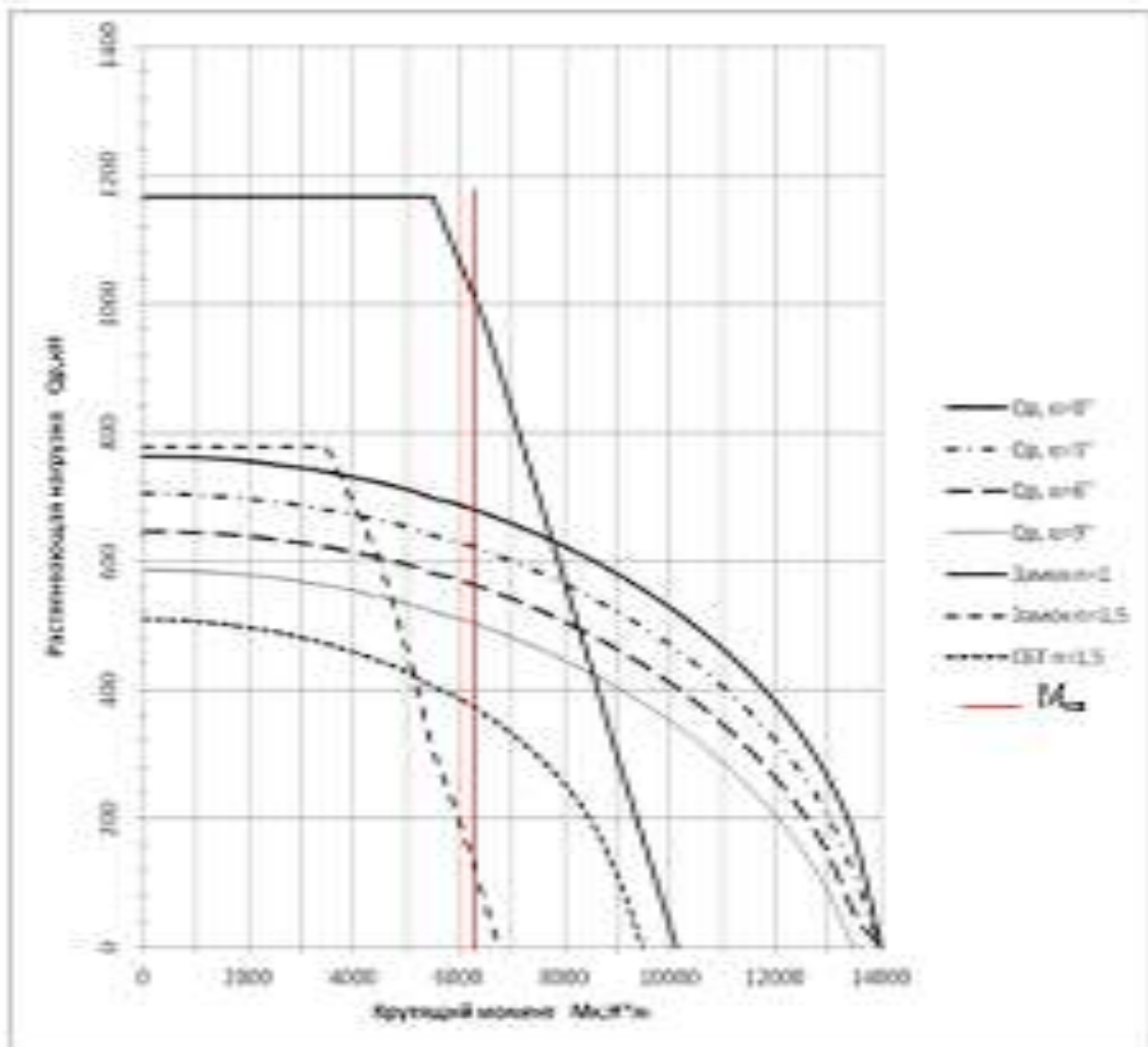


Рисунок 2.43– Области применения трубы 73x5,5 Л БН ЗП-95-62 при запасах прочности $n=1; 1,5$

Стальные буровые трубы с замками по ТУ 14-161-219

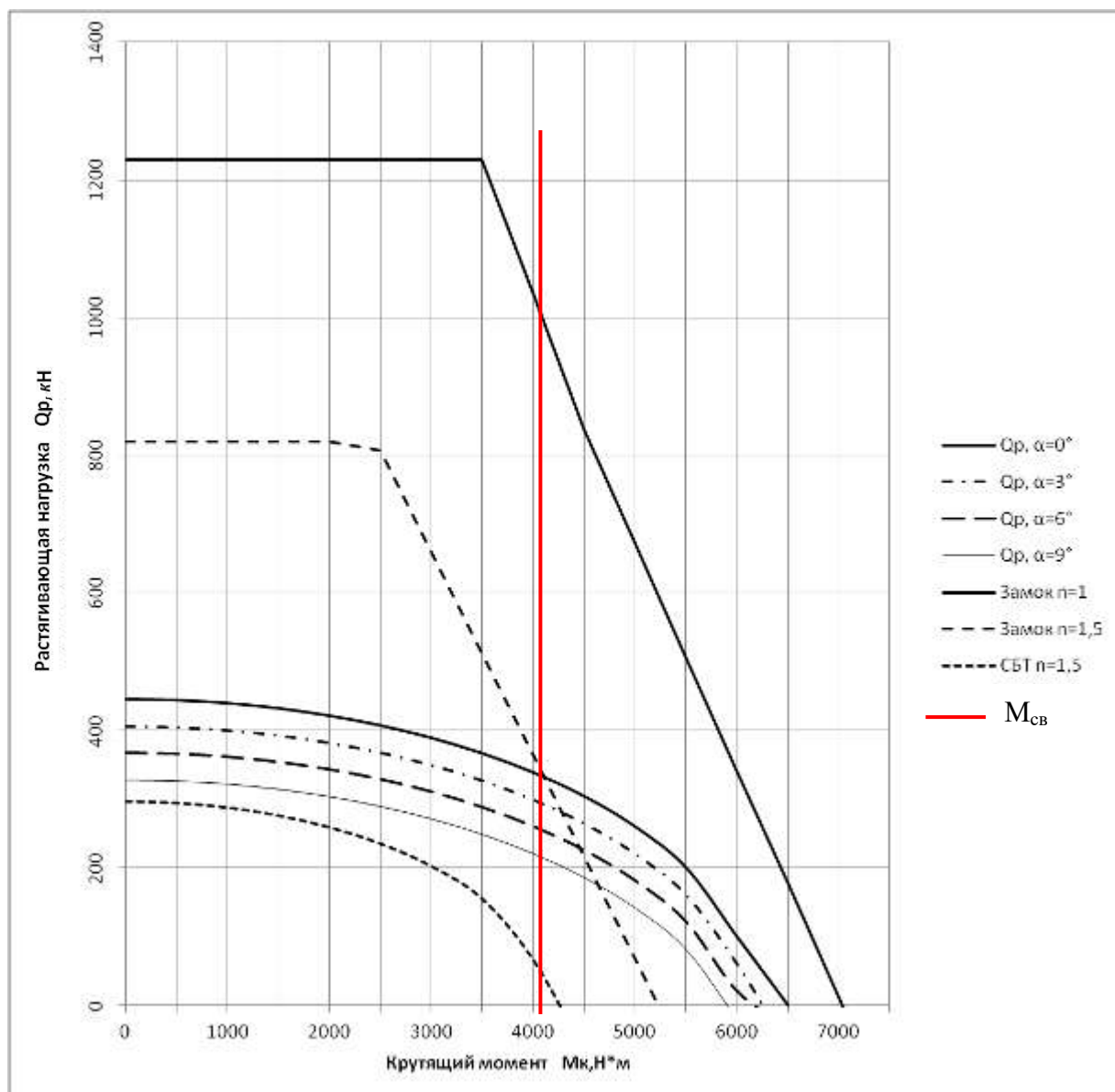


Рисунок 2.44– Области применения трубы 60,3x7,0 Д БВ ЗП-77-34 при запасах прочности $n=1; 1,5$

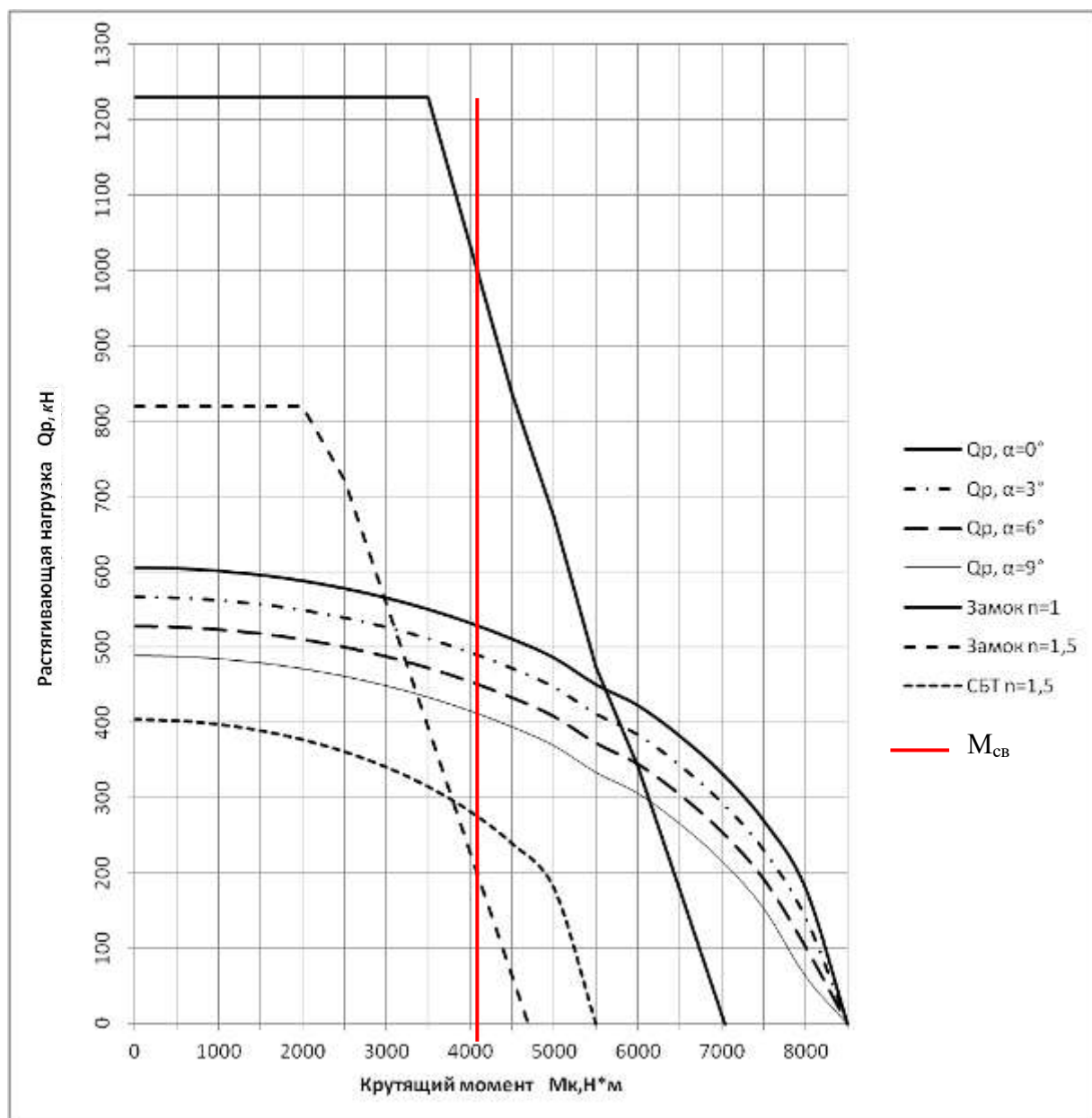


Рисунок 2.45– Области применения трубы 60,3x7,0 Е БВ 3П-77-34 при запасах прочности $n=1; 1,5$

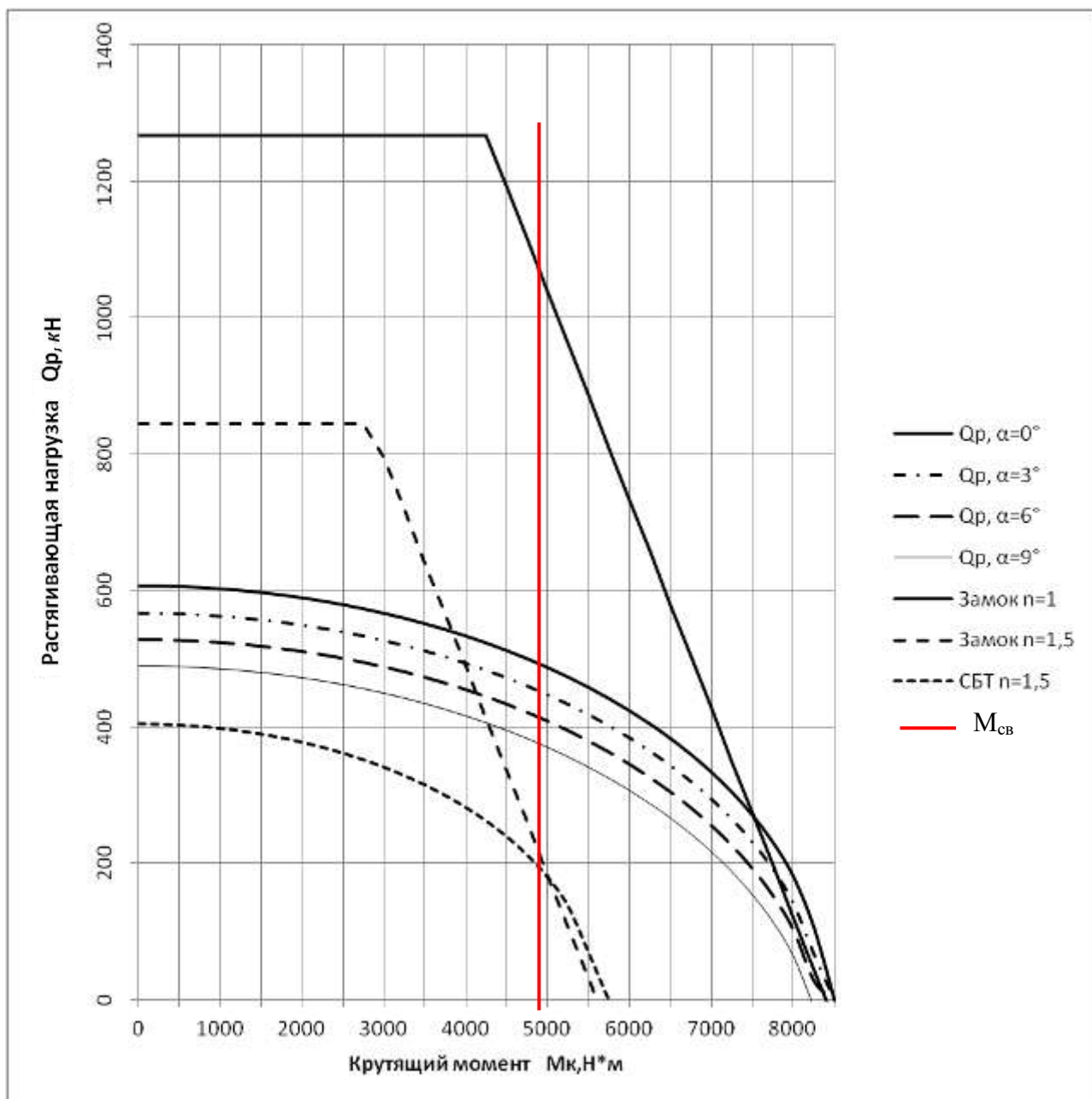


Рисунок 2.46– Области применения трубы 60,3x7,0 Е БВ ЗП-79-33 при запасах прочности $n=1; 1,5$

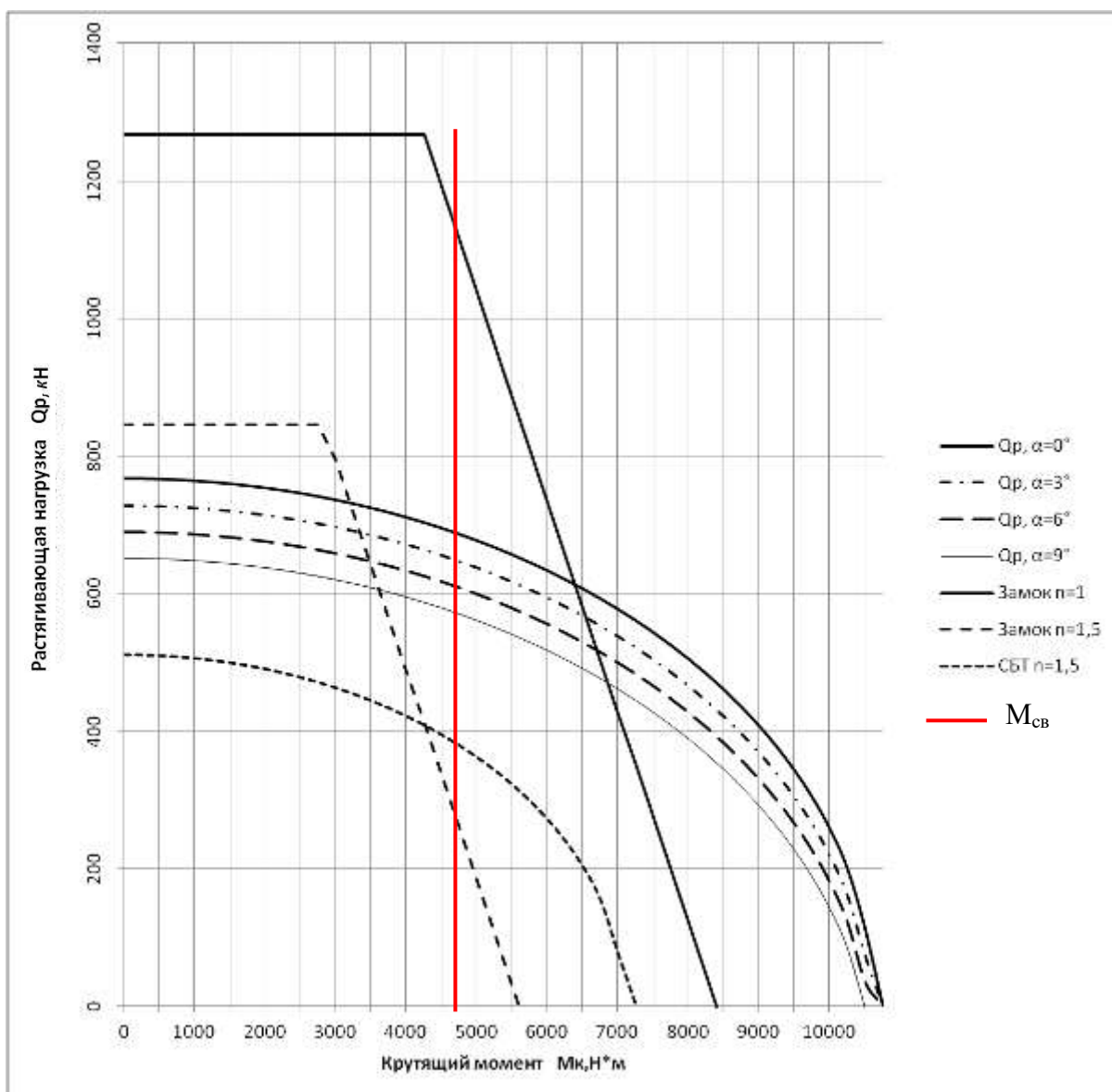


Рисунок 2.48– Области применения трубы 60,3х7,0 Л БВ ЗП-79-33 при запасах прочности $n=1; 1,5$

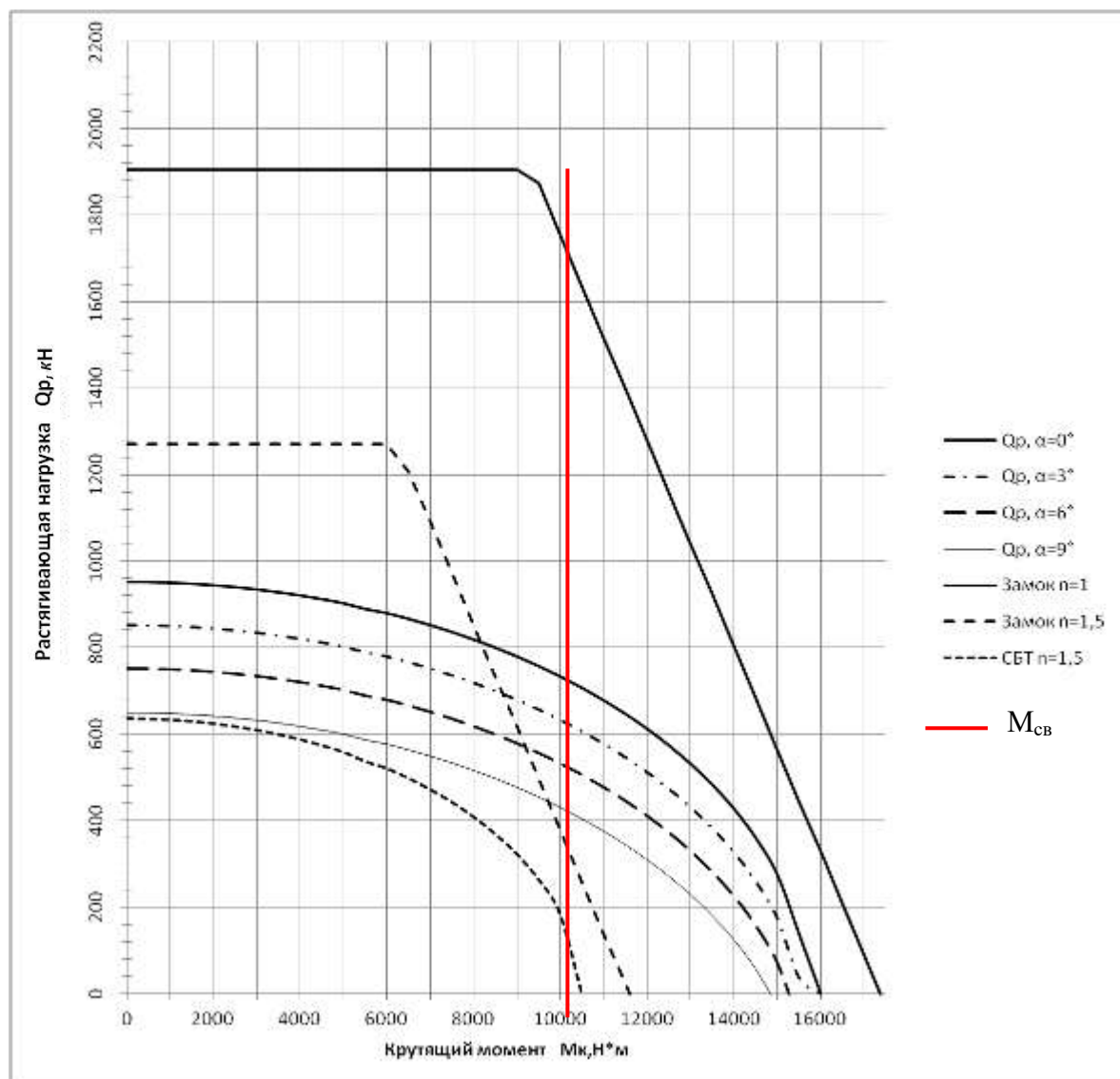


Рисунок 2.49– Области применения трубы 73,0х9,19 Е БН ЗП-100-51 при запасах прочности $n=1$; 1,5

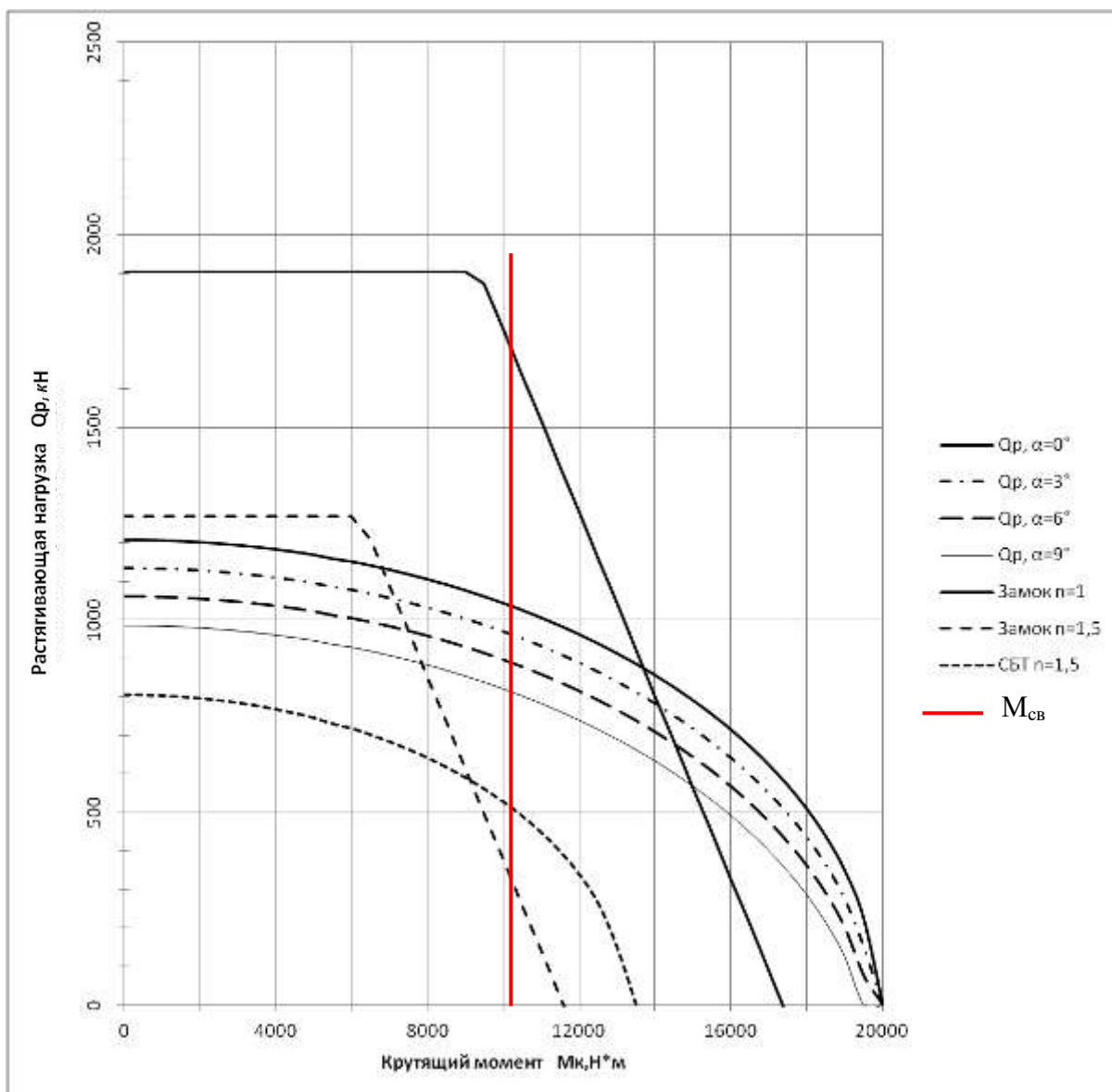


Рисунок 2.50– Области применения трубы 73,0х9,19 Л БН ЗП-100-51 при запасах прочности $n=1; 1,5$

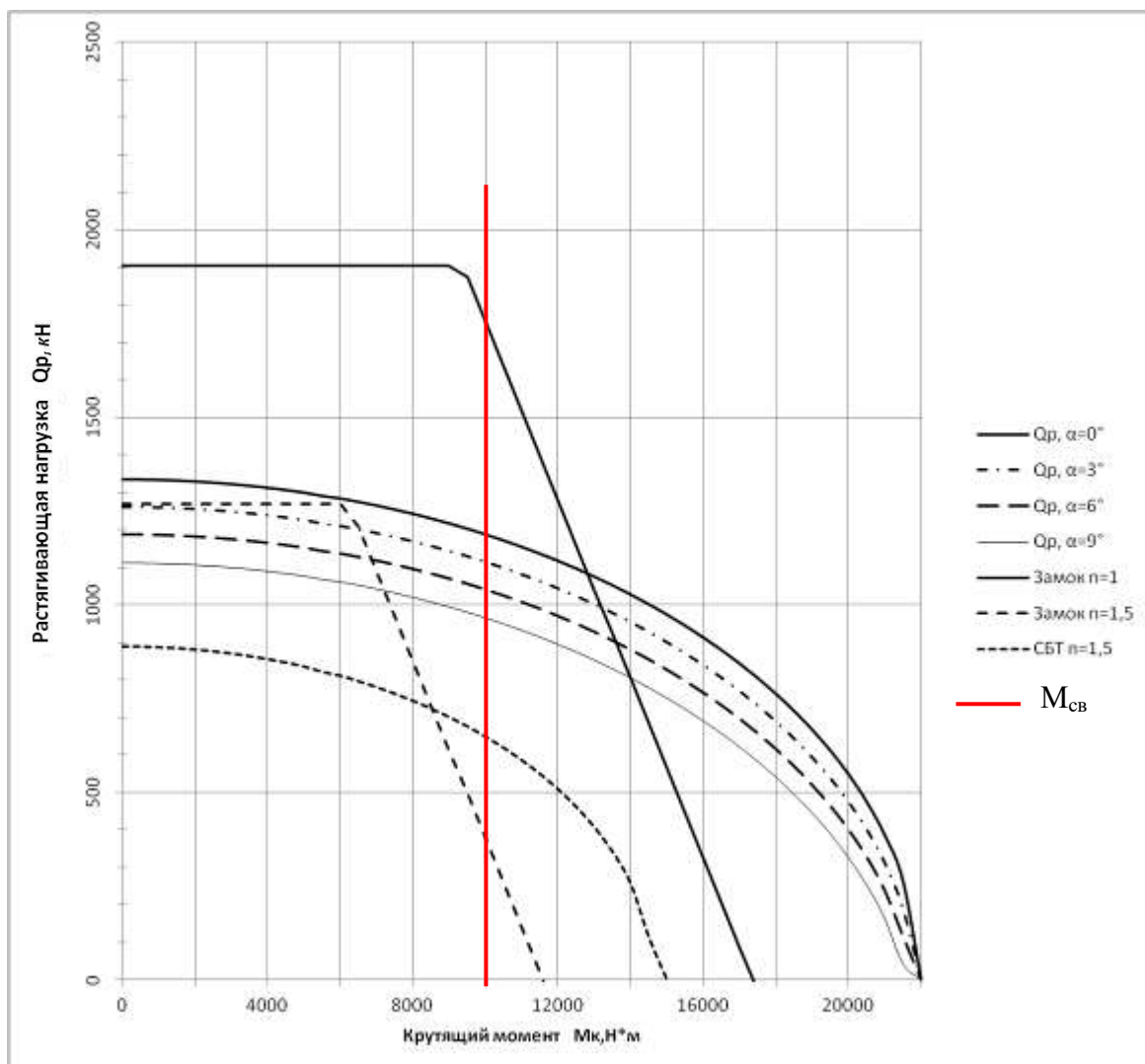
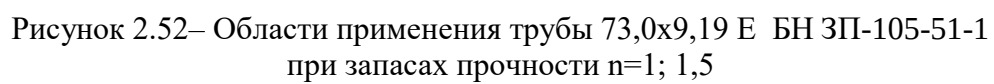


Рисунок 2.51– Области применения трубы 73,0х9,19 М БН ЗП-100-51 при запасах прочности $n=1$; 1,5



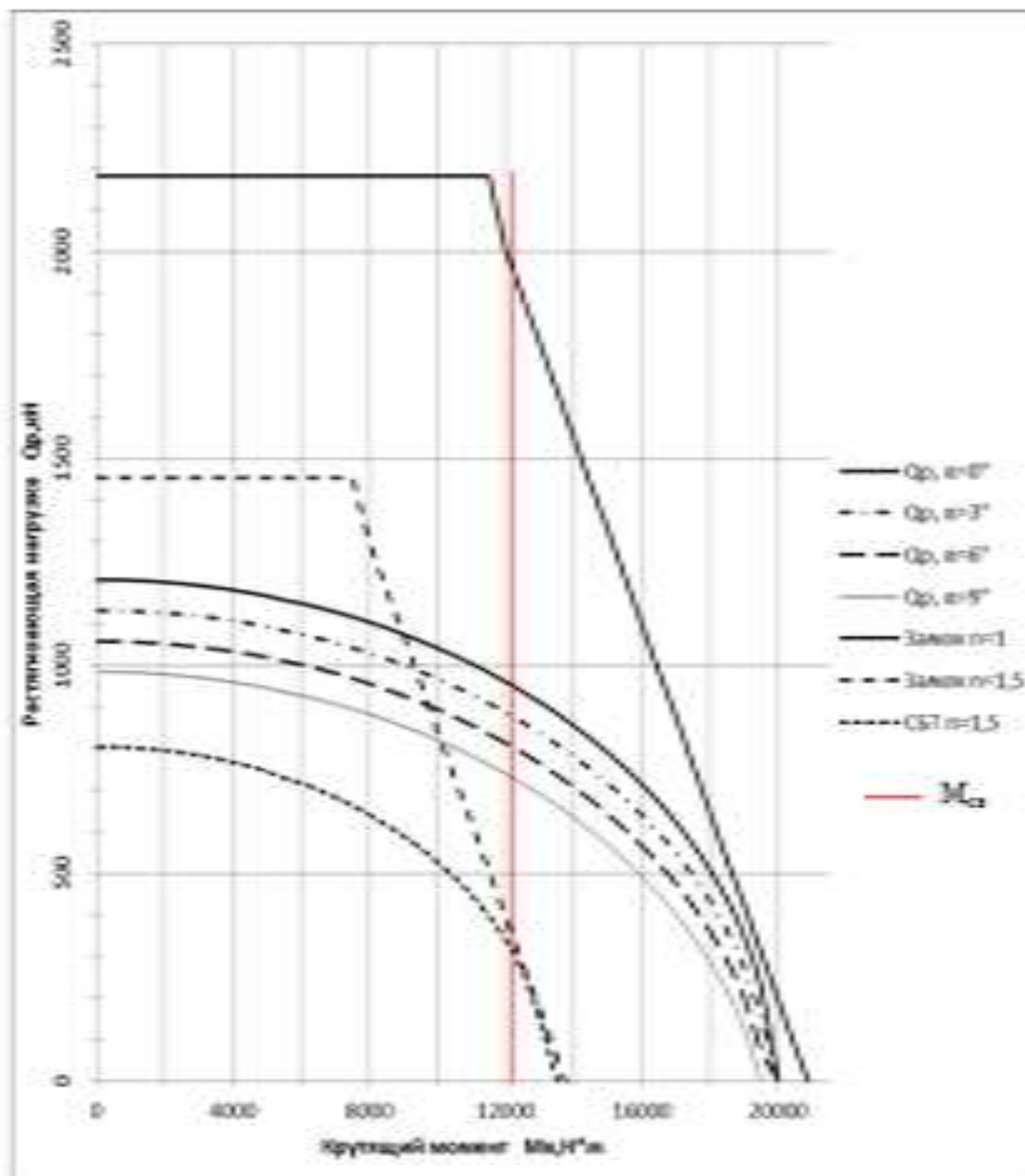


Рисунок 2.53– Области применения трубы 73,0х9,19 Л БН ЗП-105-51-1 при запасах прочности $n=1; 1,5$

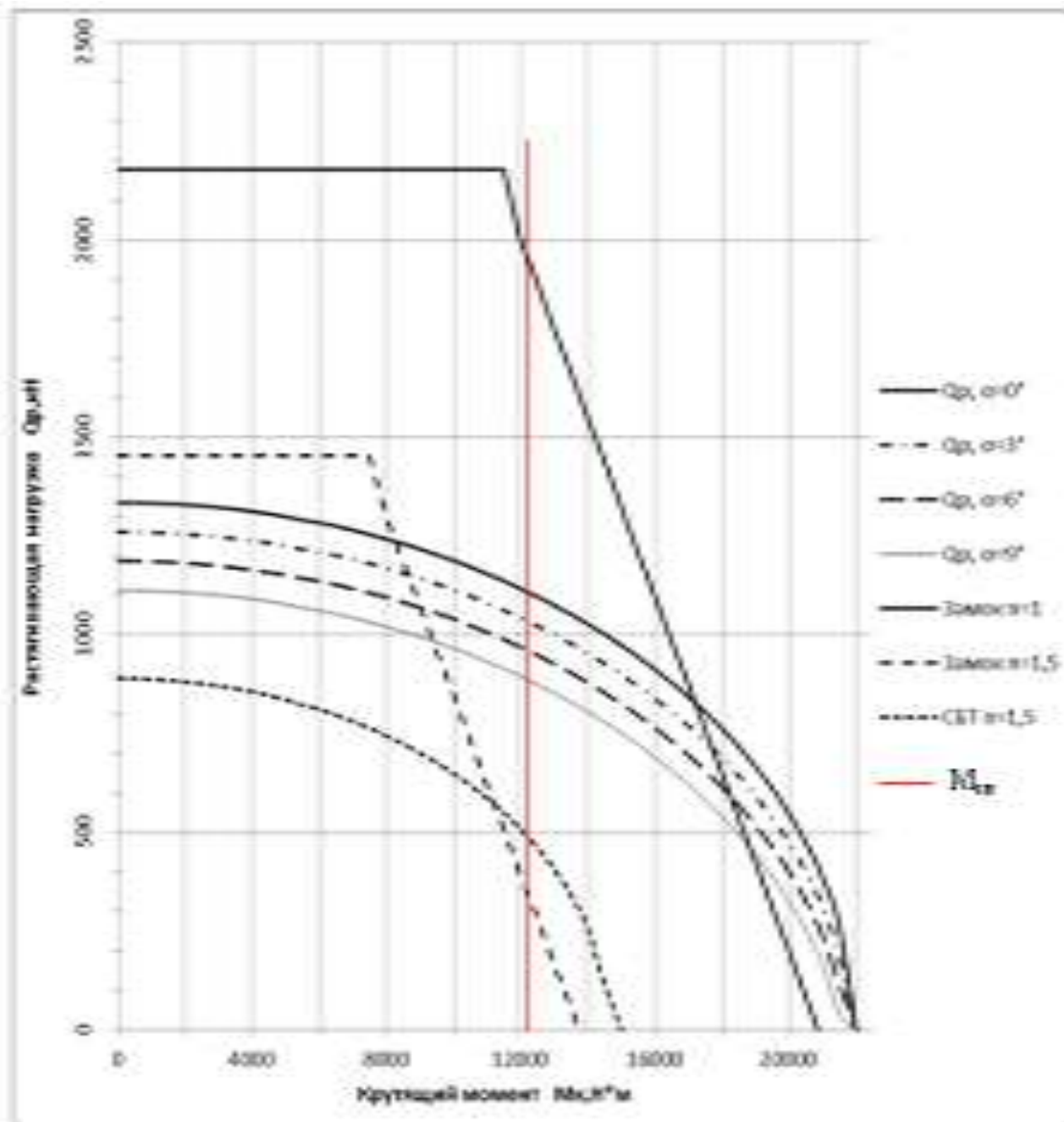


Рисунок 2.54– Области применения трубы 73,0х9,19 М БН ЗП-105-51-1 при запасах прочности $n=1; 1,5$

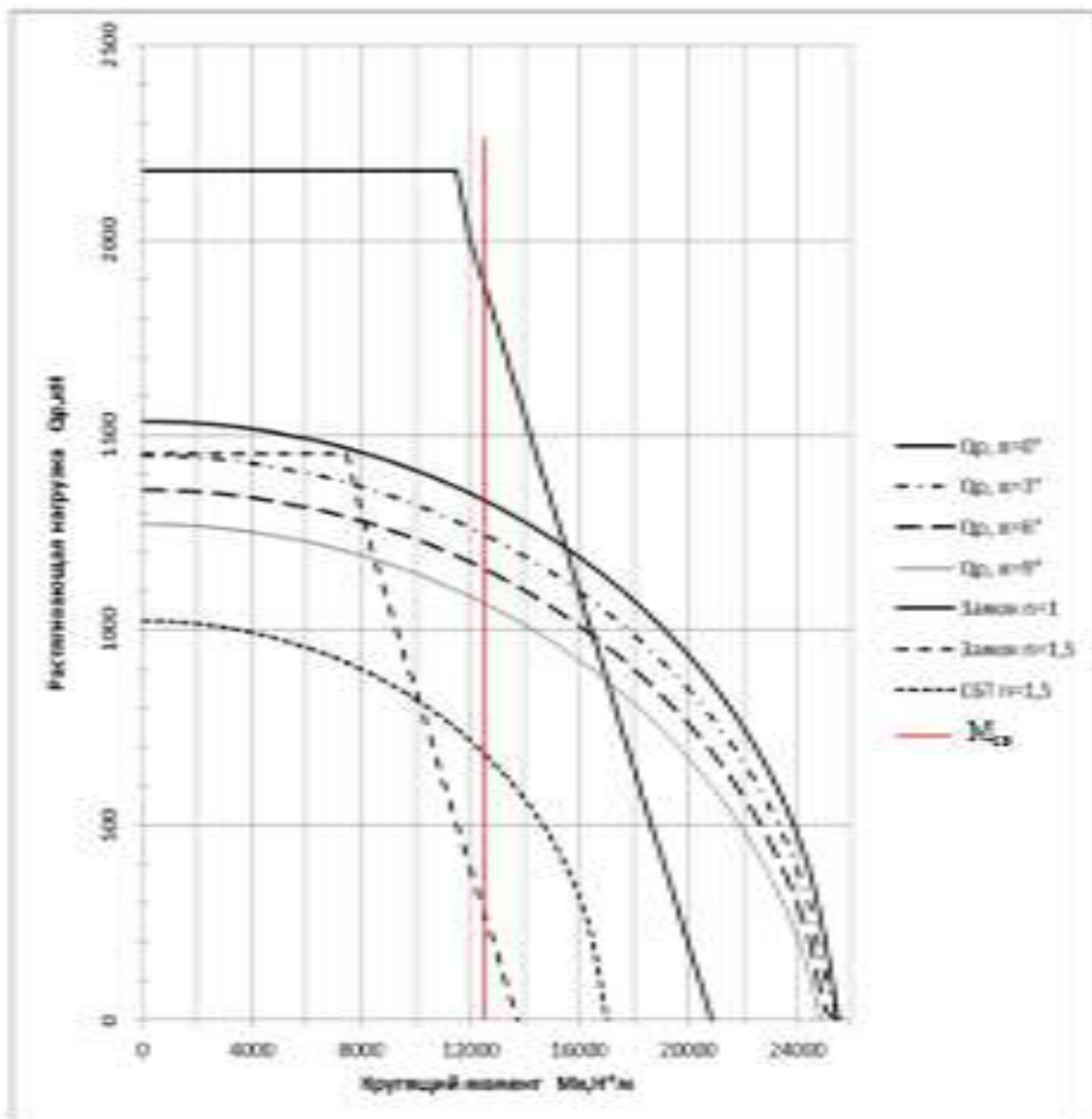


Рисунок 2.55– Области применения трубы 73,0x9,19 Н БН ЗП-105-51-1 при запасах прочности $n=1$; 1,5

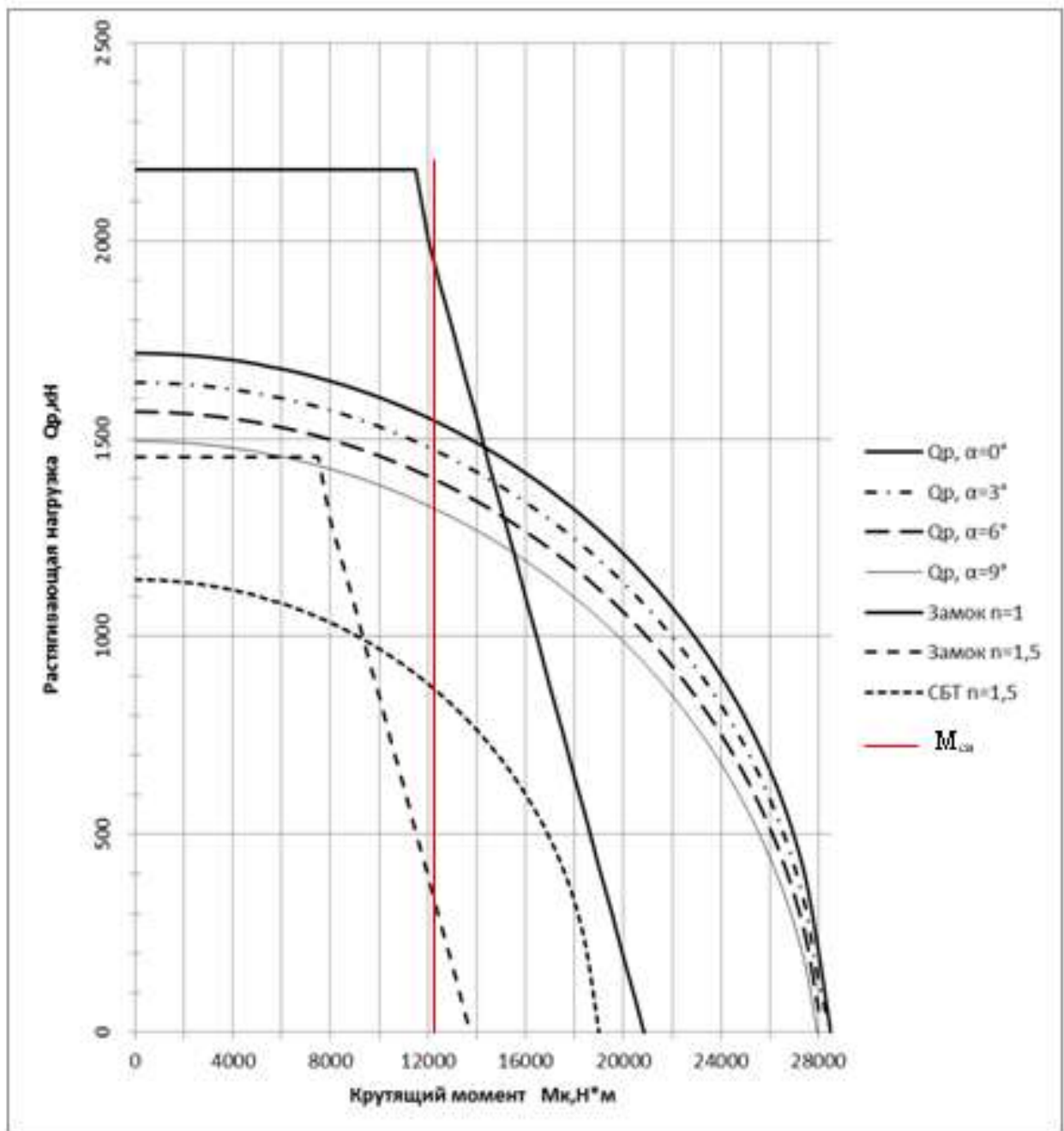


Рисунок 2.56– Области применения трубы 73,0x9,19 Р БН ЗП-105-51-1 при запасах прочности $n=1; 1,5$

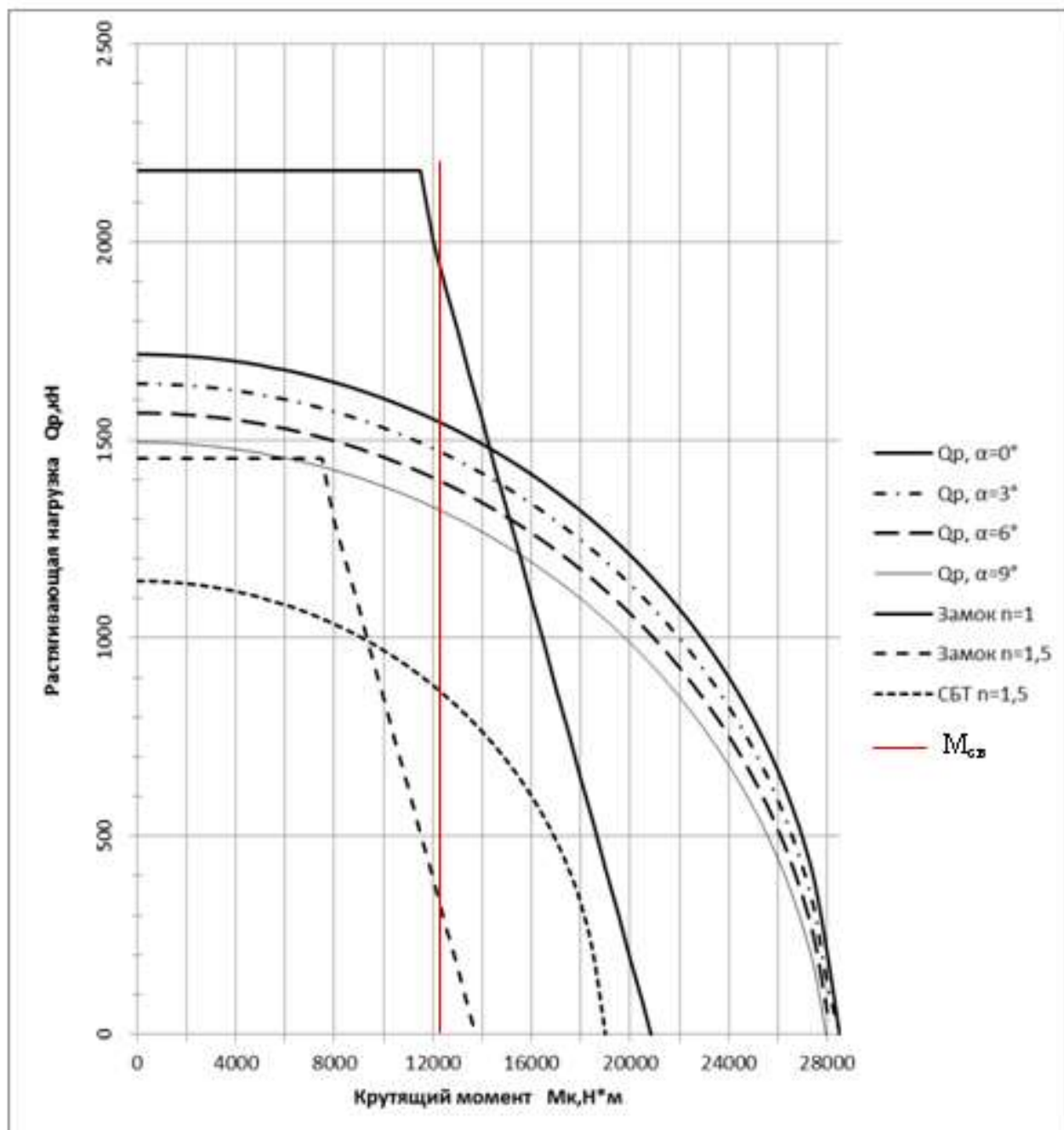


Рисунок 2.57– Области применения трубы 88,9x8,0 Е БК ЗП-105-51-2 при запасах прочности $n=1; 1,5$

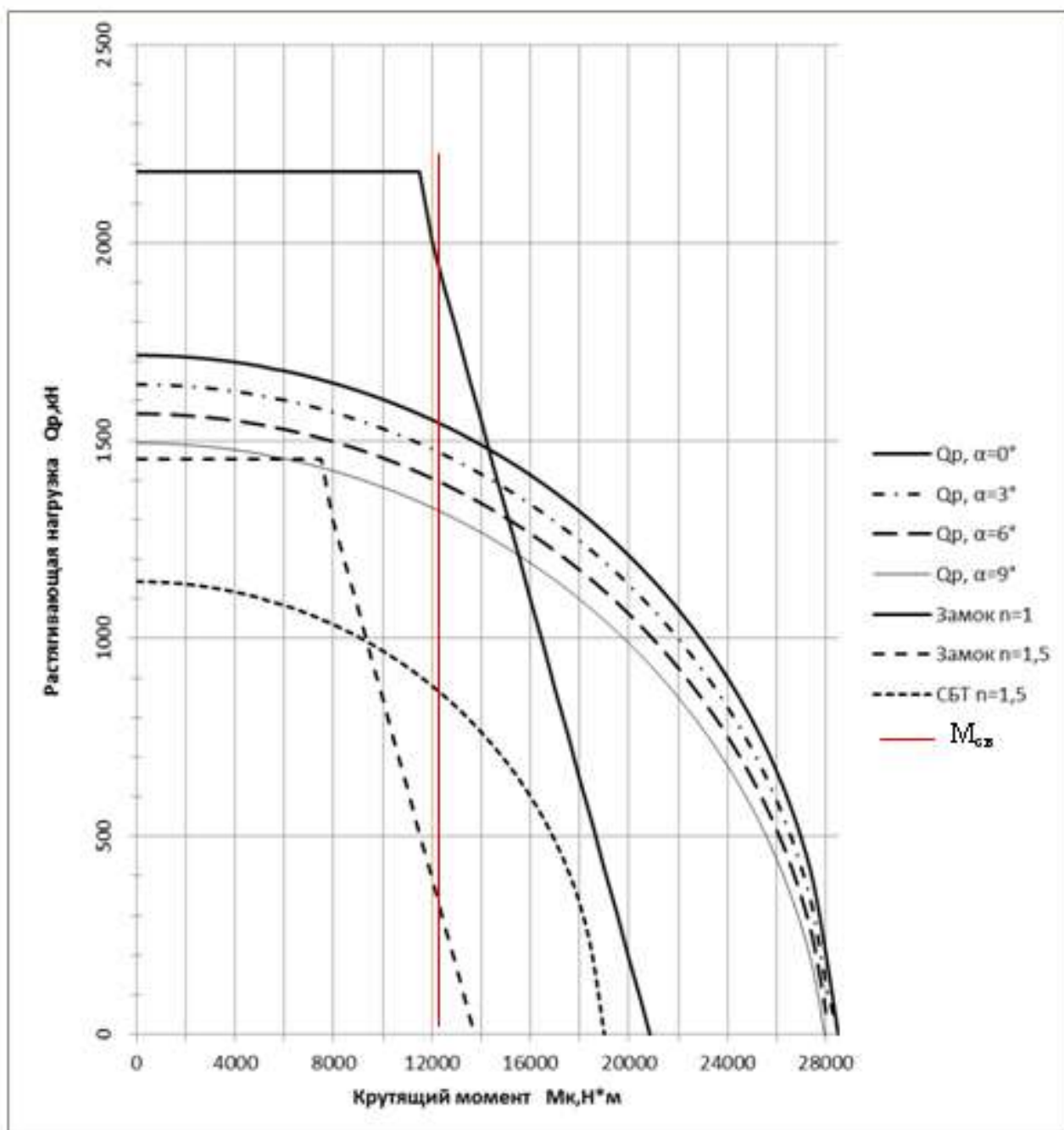


Рисунок 2.58– Области применения трубы 88,9х8,0 Л БК ЗП-105-51-2 при запасах прочности $n=1; 1,5$

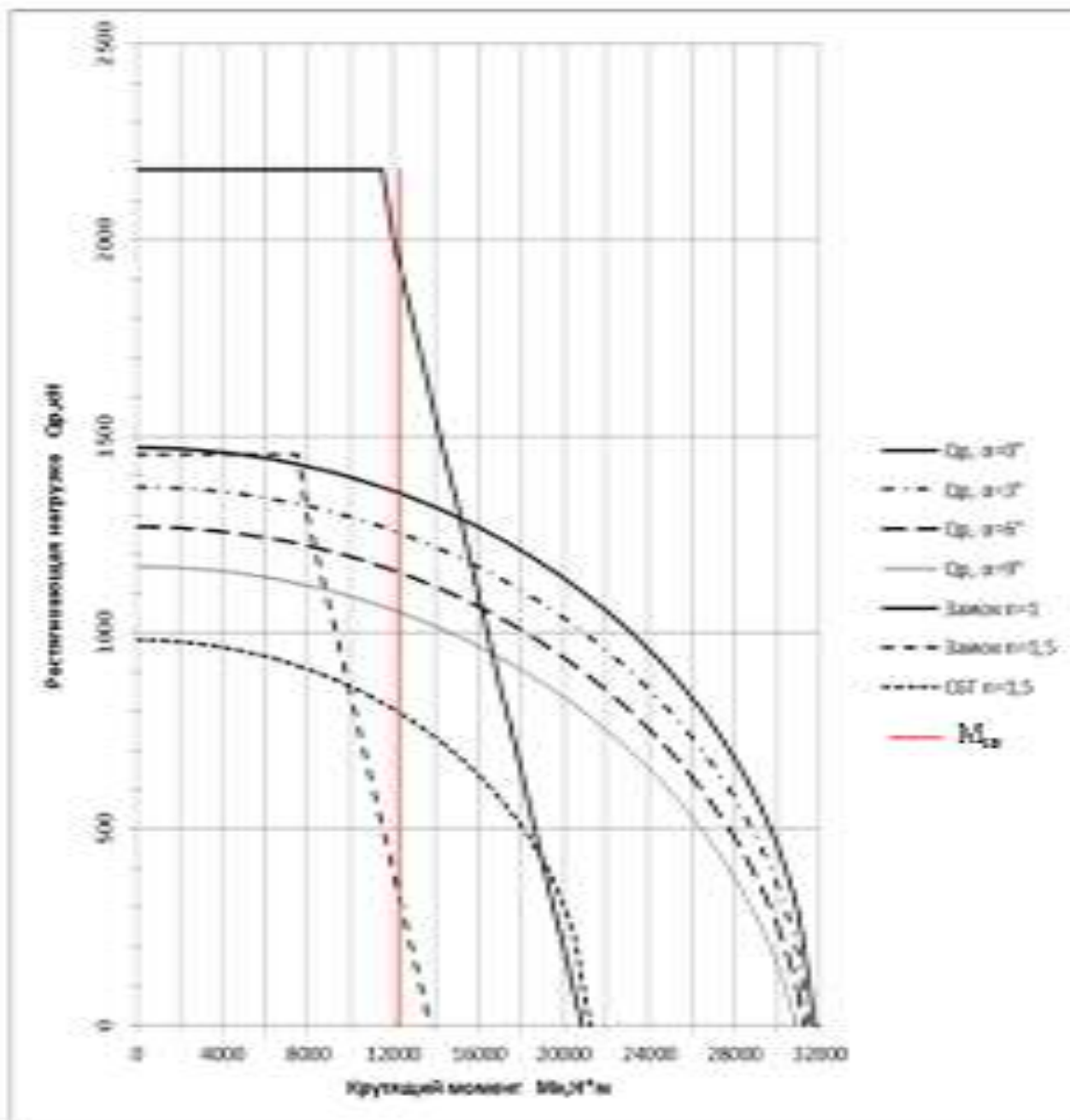


Рисунок 2.59– Области применения трубы 88,9x8,0 М БК ЗП-105-51-2 при запасах прочности $n=1$; 1,5

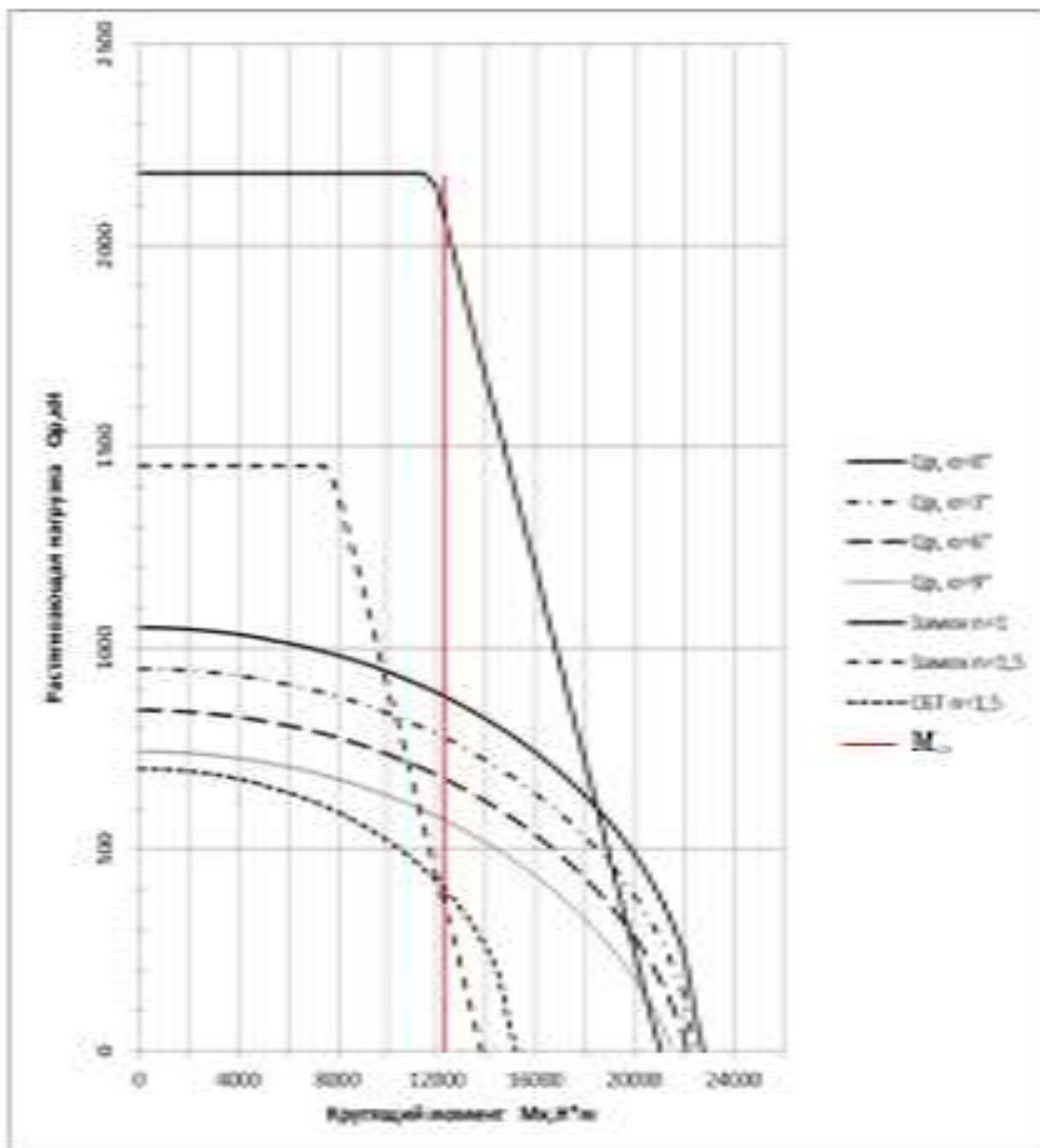


Рисунок 2.60– Области применения трубы 88,9x8 Е БК 3П-108-51-2 при запасах прочности $n=1; 1,5$

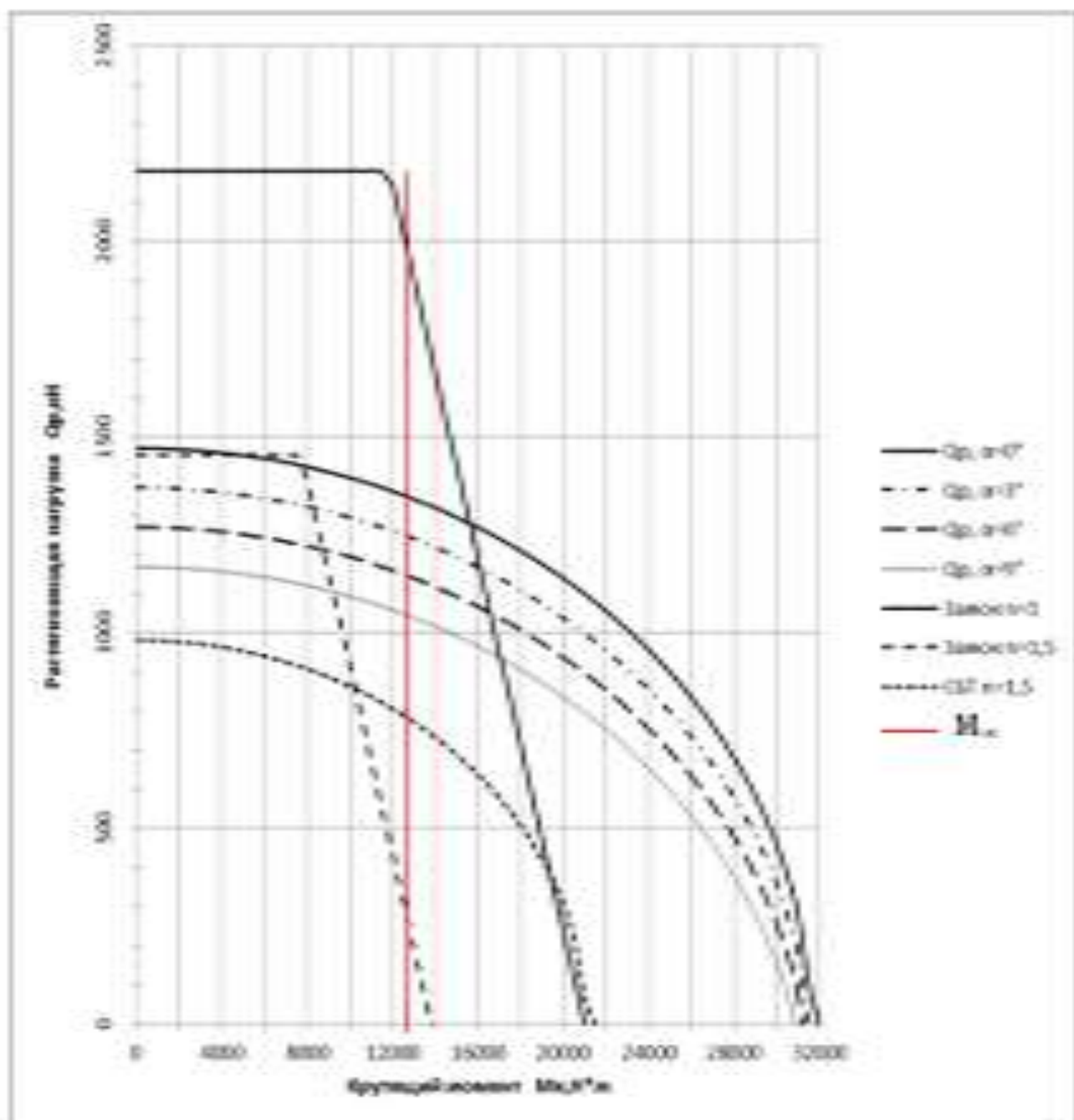


Рисунок 2.62– Области применения трубы 88,9x8 М БК ЗП-108-51-2 при запасах прочности $n=1; 1,5$

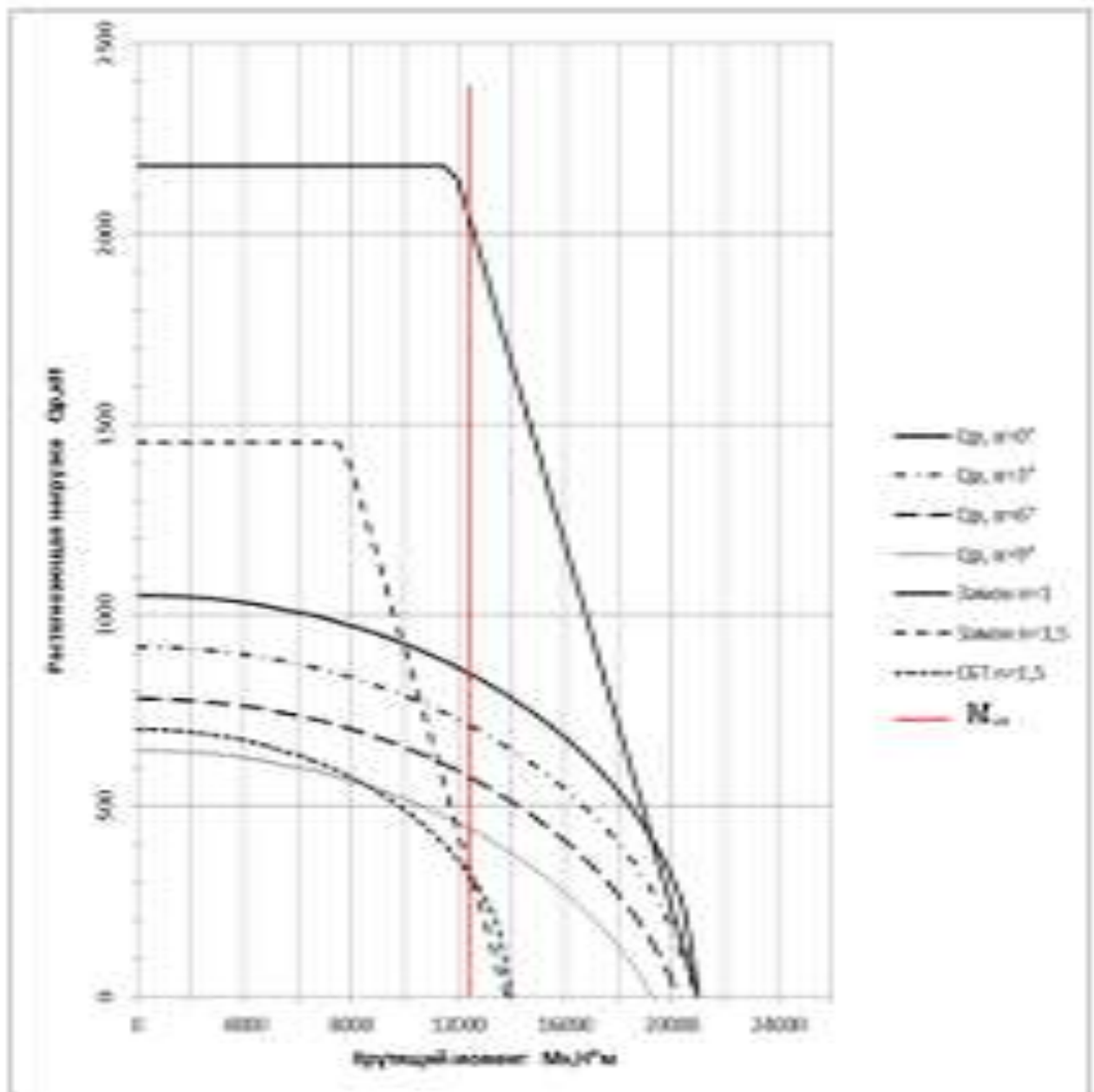


Рисунок 2.63– Области применения трубы 88,9x11,4 Д БК ЗП-108-51-2 при запасах прочности $n=1; 1,5$

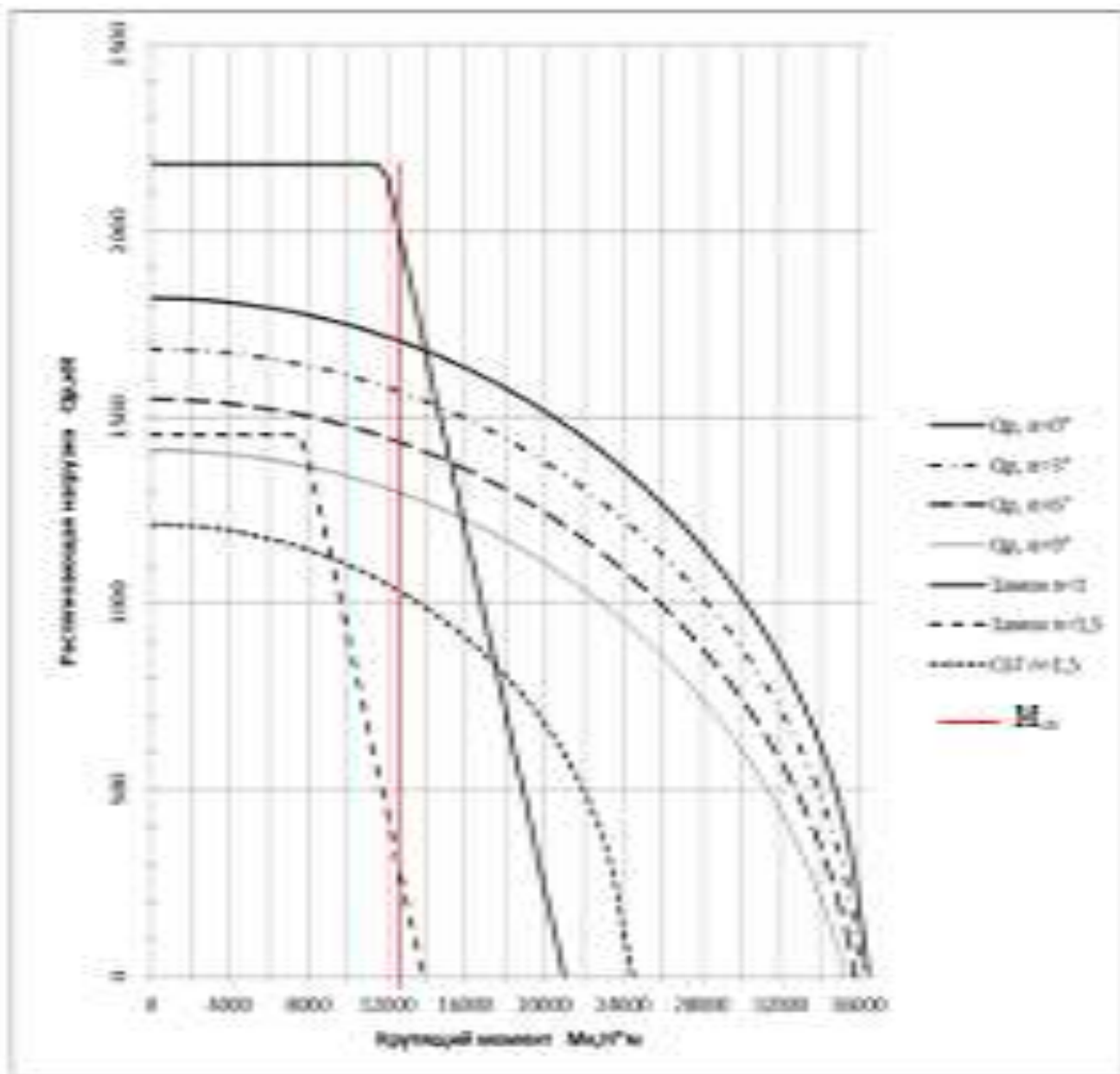


Рисунок 2.65– Области применения трубы 88,9x11,4 Л БК ЗП-108-51-2 при запасах прочности $n=1; 1,5$

Стальные бурильные трубы с замками по ТУ 14-ЗР-141

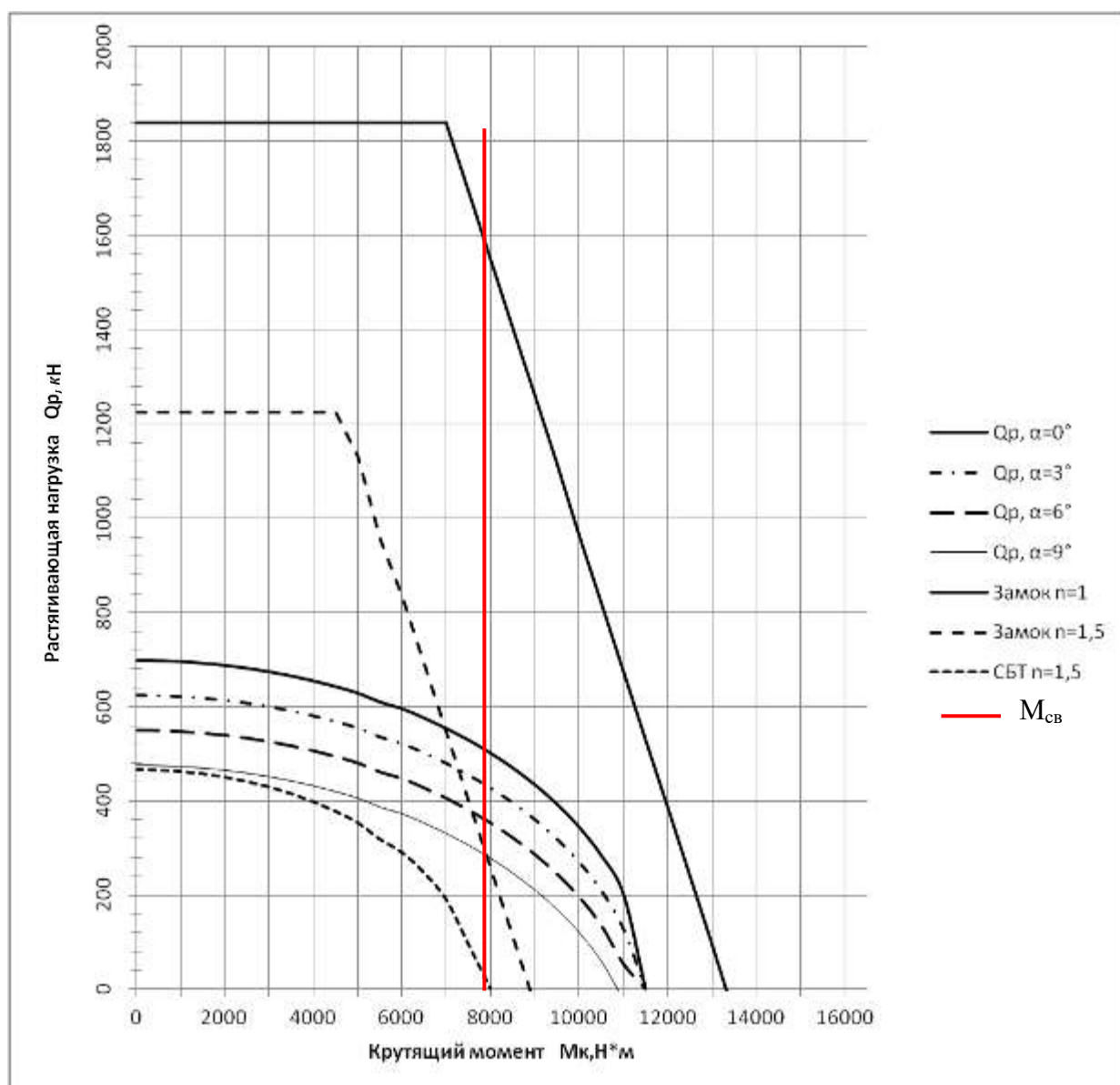


Рисунок 2.66– Области применения трубы 73х9,19 Д БК ЗП-92-34 при запасах прочности $n=1; 1,5$

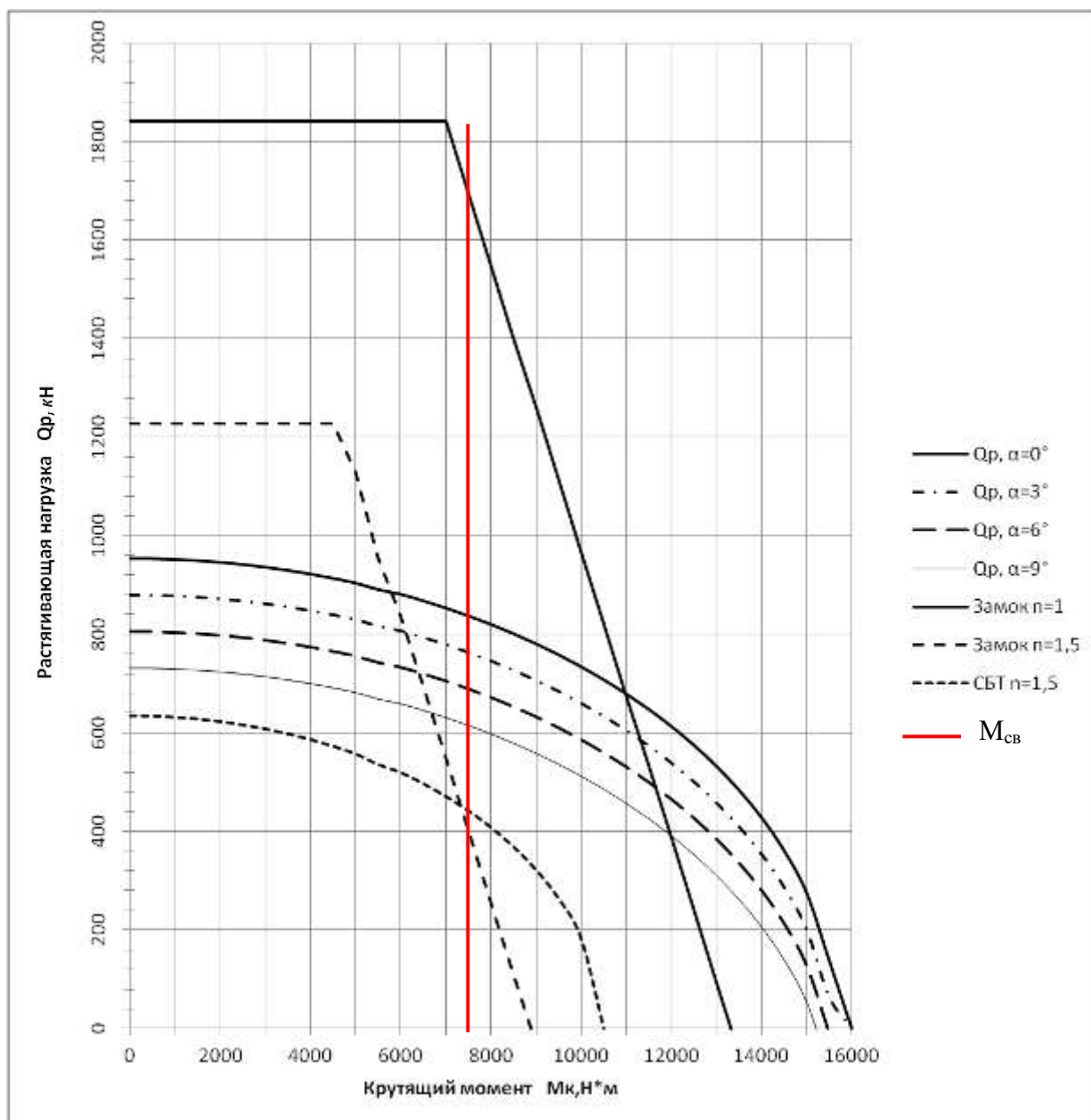


Рисунок 2.67– Области применения трубы 73x9,19 Е БК 3П-92-34 при запасах прочности $n=1; 1,5$